

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"REHABILITACION DE POZOS
EN EL LOTE III - AÑO 1997"**

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

GERMAIN LUIS PAJUELO NAVARRO

PROMOCION 1994 - 0

LIMA - PERU

1999

Rehabilitación de Pozos

Lote III - Año 1997

Zona " C "

Yacimientos Portachuelo - Mirador

Indice

1. SUMARIO

2. INTRODUCCION

3. DESCRIPCION GEOLOGICA LOTE III

3.1 UBICACION Y EXTENSION

3.2 ACCESIBILIDAD Y LIMITES

3.3 SECUENCIA ESTRATIGRAFICA

3.4 CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS AMOTAPE, SALINA

3.4.1 DISTRIBUCION AREAL

3.4.2 AMBIENTE DEPOSICIONAL

3.4.3 EDAD

3.4.4 ESTRUCTURA LOCAL

3.4.5 DISTRIBUCION DE FLUIDOS

4. PROPIEDADES DE RESERVORIO

4.1 PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO

4.1.1 FM. SALINA MOGOLLON

4.1.2 FM. AMOTAPE

4.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

4.3 HISTORIA DE PRESIONES

4.4 REGISTROS ELECTRICOS

5. HISTORIA DE LA EXPLOTACION

5.1 DESARROLLO DEL CAMPO

- 6. OPERACIONES DE PRODUCCION**
 - 6.1 HISTORIA PRODUCTIVA
 - 6.2 MECANISMO DE PRODUCCION
 - 6.3 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO
 - 6.4 SISTEMAS DE PRODUCCION
 - 6.5 SISTEMA DE RECOLECCION

- 7. PROGNOSIS DE LOS TRABAJOS REALIZADOS**
 - 7.1 INCREMENTO DE PRODUCCION - BLOQUE POZO 4292

- 8. PROCEDIMIENTO Y EJECUCION DE LOS TRABAJOS REALIZADOS**
 - 8.1 TRABAJOS DE ACIDIFICACION
 - 8.1.1 TIPOS DE ACIDIFICACION
 - 8.1.2 PROGRAMA DE ACIDIFICACION
 - 8.2 TRABAJOS DE PUNZONAMIENTO
 - 8.2.1 TIPOS DE PUNZONAMIENTO
 - 8.2.2 PROGRAMA DE PUNZONAMIENTO
 - 8.3 PRUEBAS CON PACKERS
 - 8.3.1 TIPOS DE HERRAMIENTAS USADAS
 - 8.3.2 PROGRAMA DE EVALUACION CON PACKERS
 - 8.4 TRABAJOS DE LIMPIEZA DE POZOS
 - 8.4.1 PROGRAMA DE LIMPIEZA DE POZOS

- 9. RESULTADOS OBTENIDOS**

- 10. RESERVAS DE PETROLEO**
 - 10.1 PETROLEO ORIGINAL INSITU
 - 10.2 RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS PUESTAS EN PRODUCCION

11. ECONOMIA

11.1 COSTOS

11.2 EVALUACION ECONOMICA

12. TRABAJOS FUTUROS

13. CONCLUSIONES

14. RECOMENDACIONES

TABLAS

FIGURAS

ANEXOS

- 1.- Estudio incremento de producción - Bloque pozo 4292.
- 2.- Curvas de producción de pozos rehabilitados con pronósticos de producción y estimado de reservas remanentes respectivo (Production Analysis).
- 3.- Instalación Final de Pozos Rehabilitados.

GLOSARIO TECNICO

BIBLIOGRAFIA

1. SUMARIO

El presente estudio comprende una evaluación de los trabajos efectuados en el Lote III - Zona "C" que comprende los yacimientos Portachuelo y Mirador, durante la campaña del año 1997 donde se rehabilitaron 46 pozos que se encontraban cerrados por baja producción ó se hallaban abandonados (ATA), realizado diferentes tipos de trabajos como acidificaciones, baleos, rebaleos, etc. Se tuvo un porcentaje de éxito de 78% con 36 pozos productores (Tablas 1 y 2).

Los objetivos del presente estudio son los siguientes :

- Mostrar la metodología de trabajo empleada en la rehabilitación de pozos 1997 en la zona C del Lote III.
- Comprender cuando , como y porqué deben efectuarse cada tipo de trabajo.
- Comparar el grado de éxito de los diferentes tipos de trabajos efectuados (baleo, acidificaciones, etc).
- Mostrar los resultados de la productividad y niveles de reservas obtenidos con el programa de rehabilitaciones 1997 y su incidencia en el desarrollo del área.
- Obtener información para futuros trabajos de workover en este yacimiento.
- Como Trabajo de Tesis para optar el Título de Ingeniero de Petróleo.

2. INTRODUCCION

El Lote III se encuentra dentro de la cuenca Talara ubicado en la costa Noroeste del Perú en el distrito de Pariñas a 17 Kms de la ciudad de Talara y ocupa un área aproximada de 35,693 hectáreas.

Las condiciones favorables para la explotación y exploración están dadas por la poca profundidad de los reservorios productivos, la formación Salina Mogollón generalmente produce sin estimulación, de ello resulta que la inversión sea menor que en otros proyectos del Noroeste, además que los reservorios producen con altos caudales iniciales al inicio de su vida productiva.

El área de Portachuelo está conformado por dos yacimientos menores, cada uno con características geológicas peculiares que permiten individualizarlos. El yacimiento Portachuelo Este que tiene producción de petróleo de los reservorios Amotape y Salina Mogollón y el yacimiento Portachuelo Oeste que sólo tiene producción en Salina Mogollón. Por otro lado, el Yacimiento Mirador tiene producción de petróleo sólo en Salina, dos pozos perforados hasta Amotape no fueron completados por producción de agua, según los resultados obtenidos en las pruebas DST efectuadas.

Los rasgos comunes a estos yacimientos son su evolución estructural, la estratigrafía y el intenso fallamiento normal. Existen innumerables fallas de saltos verticales que varían entre 5 pies (que se puede controlar por registros eléctricos) y más de 5000 pies (falla Portachuelo Norte en el Grupo Amotape). Estas fallas determinan una infinidad de bloques estructurales de tamaño diverso de cuya identificación y delimitación depende el éxito de una ubicación ó de un trabajo de Workover.

El Lote III tiene un total de 455 pozos perforados, de los cuales 302 son productivos (35 activos y 267 cerrados temporalmente) y 153 abandonados. Por fines de contrato, ha sido dividido en tres zonas : A (yacimientos Brea - Boca), B (yacimientos Arteza - Lagunitos) y C (yacimientos Portachuelo - Mirador). El área estudiada en el presente trabajo es la zona "C".

La Zona C tiene un total de 261 pozos perforados, de los cuales 111 pozos son productores de petróleo actualmente, 118 pozos se encuentran cerrados y 32 pozos están abandonados.

La producción promedio de la zona C durante el mes de Diciembre de 1997 fué de :
1635 BOPDC x 864 BWPDC x 3614 MPCD. Tiene un acumulado total a Dic-97 de 27 MMBls de petróleo x 3.4 MMBls de agua x 50.5 MMMPC de gas (Tabla 3).

3. DESCRIPCION GEOLOGICA LOTE III

3.1 UBICACION Y EXTENSION

El Lote III de la Cia. MPOG esta ubicado en la Costa Noroeste del Perú, en el Distrito de Pariñas a 17 Kms al sureste de la ciudad de Talara, Provincia de Talara, Departamento de Piura, región Grau (Figura 1).

Tiene una extensión de 35,693 hectáreas, para fines de contrato se han establecido geográficamente tres zonas : A (Yacimientos de la Brea y Boca) , B (Yacimientos Arteza y Lagunitos) y C (Yacimientos Portachuelo y Mirador).

El presente estudio comprende trabajos de rehabilitación realizados en la Zona C , en los yacimientos Portachuelo y Mirador.

3.2 ACCESIBILIDAD Y LIMITES

El Lote III es accesible a través de la Carretera Panamericana Norte a partir de la cual surgen diferentes carreteras afirmadas que conducen a cada uno de los pozos perforados en el área.

El Lote III limita al Este con la cadena de montañas Pariñas y Pampa Cardo Grande, al Norte con el Lote VII - Cia. Sapet Development Perú Inc. y Lote IV de la Cia. Petrolera Río Bravo S.A., al Oeste limita con el Lote VII de la Cia. Sapet Development Perú Inc. y el Océano Pacífico, al Sur con el Lote Grau 1.

3.3 SECUENCIA ESTRATIGRAFICA

El Lote III se encuentra dentro de la Cuenca Talara la cual se caracteriza por una secuencia estratigráfica de aproximadamente 33,000 pies de sedimentos. La Secuencia estratigráfica presente en el área, esta representada por formaciones cuyas edades abarcan desde el Paleozoico al Cuaternario reciente con un espesor aproximado de 21,600 pies. Dichas formaciones han sido reconocidas tanto en superficie como en subsuelo. Se muestra la secuencia estratigráfica característica del área en la Figura 2.

La columna estratigráfica representativa del área es la siguiente :

a) Paleozoico

Grupo Amotape

Constituye el basamento de la Cuenca Talara, infrayace en discordancia angular con la base del Cretáceo. Su litología comprende estratos delgados de cuarcitas, argillitas y pizarras. Constituye un reservorio de porosidad secundaria, producto del fallamiento. La potencia total del Grupo Amotape es desconocida, debido a que no ha sido atravesada totalmente. El pozo 5237 del yacimiento Portachuelo ha sido el que más ha penetrado en el Paleozoico hasta 6000 pies sin llegar a atravesarlo.

b) Cretáceo

Formación Redondo

Es una secuencia constituida por lutitas y limolitas con algunos horizontes regularmente persistentes de areniscas grises de grano fino. Los espesores son variables en el área y se encuentran entre 100 y 1100 pies.

c) Terciario

Formación Balcones

Constituida por tres miembros :

Miembro Inferior : Compuesto por lutitas grises, con una potencia media de 540 pies (medida en el Yacimiento Portachuelo).

Miembro Medio : Compuesto por areniscas ocasionalmente conglomerádicas con buenas características de reservorio. La potencia restaurada alcanza los 450 pies.

Miembro Superior : Consiste en lutitas similares a las del Miembro Inferior. La máxima potencia alcanza los 535 pies.

En total, la formación Balcones tiene una potencia aproximada de 1500'.

Formación Salina Mogollón

Es una secuencia de 1500 a 1600 pies de potencia, constituida principalmente por 46 estratos de areniscas, de 5 a 30 pies de potencia, intercalados con horizontes lutáceos. Las lutitas, verticalmente constituyen barreras impermeables, lo que permite que cada estrato de arena sea un reservorio independiente. La Formación Salina Mogollón se encuentra ampliamente distribuida en el área y constituye el principal reservorio productor de petróleo.

Formación Palegreda

Constituida principalmente por lutitas con espesores que varían entre 200 y 1050 pies. La Fm. Palegreda del área Talara cambia a facies más arenosas que identifican a la Fm. Ostrea en el área Lima.

Formación Lutitas Talara

Constituida por lutitas muy fosilíferas, con presencia locales de areniscas. Los espesores son variables, oscilando entre los 50 y 250 pies.

Formación Chira-Verdún

Esta secuencia presenta espesores entre los 2200 y 4000 pies. Esta constituida por lutitas calcáreas, con ligeras intercalaciones de areniscas. La Fm. Verdún también está conformada por lutitas grises interstratificadas con areniscas de grano fino a muy fino.

En las proximidades del área de estudio se observan depósitos cuaternarios (Pleistoceno-Reciente) denominados Tablazo, nombre con que se designan a las terrazas marinas levantadas por efecto de la tectónica Neogénica que afecta al litoral peruano.

Estos tablazos están constituidos en su mayor parte por sedimentos provenientes de abanicos deltaicos (“fan deltas”), así como por arcillas finas, arenas, areniscas y conglomerados con gran cantidad de material calcáreo compuesto por restos de conchas (coquinas) y precipitaciones de sales que han servido de cemento, proporcionándole gran dureza y resistencia a esta formación.

También se observa la presencia de suelos no compactados de limos arenosos, arenas sueltas de grano fino a grueso, arcillas con presencia de cantos rodados y guijarros de 0.5 cm hasta 10 cm, areniscas de grano fino a medio, todos estos sedimentos provenientes de la secuencia de sedimentos de las terrazas marinas.

La tectónica de la Cuenca Talara, se caracteriza por un intenso fallamiento de tipo normal, dando lugar a un gran número de bloques principales, los cuales a su vez se encuentran formados por una serie de bloques menores.

3.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS AMOTAPE Y SALINA

Como en todos los yacimientos de la Cuenca Talara, en el área estudiada la Fm. Salina tiene un entrapamiento por fallamiento asociado con un levantamiento estructural. La Fm. Amotape (más profunda) es considerada como un entrapamiento combinado (acumulación en un levantamiento estructural, modificado por fallamiento normal).

Reservorio Salina

Los 1570 pies (490 m) de la secuencia de Salina contiene sobre 46 unidades de areniscas que constituyen los reservorios individuales de la formación Salina. Predominantemente son areniscas cuarzosas de grano fino de color gris neutro a verdoso. Algunas unidades son friables, otras son calcita cementada y fosilíferas y aún otras son lutitas finamente laminadas ó cross laminadas. Areniscas de tipo guijarro a grano medio son menos comunes, ellas también pueden ser friables ó calcita cementada y fosilífera. La Glauconita es común en esta formación.

Lutitas, que son predominantes en esta formación son grises oscuras a negras, limosas hasta arenosas, quebradizas en partes menos las comúnmente calcáreas. Las unidades de limolita en un rango de 6 pulgadas hasta 3 pies (0.15 a 1 metro) de espesor (según análisis de cores) están dispersas a través de la sección.

La Fm. Salina del área estudiada es vista desde una porción distal de una secuencia submarina. Esta interpretación cuenta para el caso representado por 5000 pies (1525 metros) de la sección proximal más lejana hacia el norte, la cual está comprimida en solamente 1500 pies (490 metros) en el área de Portachuelo.

En referencia a las variaciones litológicas mencionadas arriba, las características en los reservorios de areniscas también varían marcadamente y no se puede tener un promedio exacto para el total de la sección. Como ejemplo, la permeabilidad promedio de 20 md dada, no coincide con los valores para arenas friables que pueden alcanzar hasta 100 md. La porosidad promedio calculada desde registros eléctricos (20%) es mayor en un tercio que la permeabilidad medida mediante el análisis de cores (15%).

Durante la perforación, el contenido de fluido en el reservorio puede monitorearse por la fluorescencia de los cortes, complementado con análisis cromatográficos del gas extraído del lodo de perforación durante el flujo de retorno. Como regla general, los mejores pozos productores nunca displayan cortes con fluorescencia espectacular, pero ausencia completa de fluorescencia puede ser un signo de que la arena esta mojada.

La geometría detallada de la Fm. Salina es muy compleja. Dado que las 46 arenas han sido divididas por fallamiento en bloques y pequeños minibloques, el número de reservorios separados bordea los cientos. Algunos tienen contactos de agua - petróleo como algunos no lo tienen. La figura puede ser más complicada cuando las fallas actúan como barreras naturales (pre-explotación), en estas condiciones pueden romperse cuando su presión de reservorio es excedida por altas gradientes de presión artificial creadas por pozos fluyentes y de bombeo.

Estratigráficamente la formación Salina Mogollón, en el yacimiento Portachuelo es una secuencia de 1600 pies de espesor, compuesta por aproximadamente 46 cuerpos de areniscas (algunos son conglomerados) de 5 a 30 pies de potencia y que están separados entre si por constantes intervalos de lutitas las cuales verticalmente constituyen barreras impermeables, lo que da lugar a que cada estrato de arenisca constituya un reservorio independiente.

Estructuralmente el yacimiento Portachuelo en la Formación Salina - Mogollón es un horst delimitado por las fallas Portachuelo Norte al norte, Portachuelo Sur al sur y por la falla Alicia al oeste (Ver Figura 3). Hacia el este el límite no es claro pudiendo estar constituido por el sistema de fallas del Levantamiento Nuto. Dentro del área circunscrita por estas fallas existe una falla muy importante desde el punto de vista de la distribución de fluidos y es la falla Límite que separa los yacimientos Portachuelo Este y Oeste.

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

Debido a las características estratigráficas de la formación Salina-Mogollón es suficiente una falla de 5 pies de salto vertical para obtener la continuidad lateral de una arena reservorio de potencia similar al salto vertical, esta falla a la vez puede poner a una arena frente a un cuerpo de lutitas constituyendo así una trampa.

De acuerdo a lo anterior, una misma falla puede actuar como una barrera cuando pone frente a frente arenas contra lutitas y puede dejar de serlo cuando son 2 arenas las que se ponen en contacto.

Reservorio Amotape

En el área de Portachuelo-Mirador, el Grupo Amotape consiste de argillitas y cuarcitas de la Edad Pensilvánica. Aunque el grado de metamorfismo es muy leve, la porosidad intergranular es casi nula. La producción desde el reservorio Amotape está más frecuentemente asociada con las facies ortocuarcíticas altamente fracturadas, aunque hay unas pocas zonas de argillita lo suficientemente capaces de mantener las fracturas abiertas las cuales pueden almacenar petróleo. Estudios de cores también revelan algo de porosidad secundaria relacionada al fracturamiento, especialmente cerca del Post Amotape no conformado.

La porosidad total en la cuarcita es en promedio de 10% (intergranular y de fracturas), porosidad intergranular en cores en rangos desde 0.7% hasta 5%. Valores altos han sido medidos en areniscas cuarcíticas no metamorfisadas. Silica es el cemento más común, pero la calcita también está presente en algunas areniscas medias a gruesas. La Calcita es la más comúnmente observada en el llenado de las fracturas.

La permeabilidad promedio es reportada como 4 md, para caudales de producción inicial en un rango de 20 hasta 1381 BOPD (reflejando variaciones en transmisibilidad efectiva, así como variaciones en la presión de fondo desde 1250 psi hasta 3270 psi).

Factores de control de la distribución areal de las facies de cuarcitas (la cual es relativamente local comparada a la argillita) no han sido determinados adecuadamente. En el sector Sur del campo la Cia. Belco no obtuvo producción comercial de Amotape, en parte debido a la dificultad de encontrar las facies cuarcíticas, pero probablemente también por la presencia de caliza entre Amotape y las lutitas Redondo.

El Grupo Amotape tiene producción de petróleo sólo en el yacimiento Portachuelo Este, hacia el Oeste y Noroeste de este yacimiento, las rocas reservorio se hacen progresivamente más profundas y en los pozos que las han alcanzado han tenido producción de agua ó son impermeables.

Litológicamente el Grupo Amotape consiste de una alternancia de cuarcitas y argillitas con horizontes ocasionales de calizas. Los estratos de manera general tienen buzamiento aproximado entre 30° y 70° hacia el Noroeste, de acuerdo a los núcleos convencionales y perfiles de buzamiento tomados en los pozos. Estas rocas metamórficas se encuentran intensamente fracturadas y falladas por la actividad tectónica, siendo las cuarcitas las que poseen una mayor frecuencia de fracturas debido a su fragilidad. La producción de petróleo es por esta razón de porosidad secundaria (de fracturas).

El Pozo 5237 perforó una sección de 6000' en el Grupo Amotape sin llegar a atravesarlo siendo el pozo que más ha penetrado en el Paleozoico en el Noroeste peruano. Una gran discordancia angular separa el Grupo Amotape de la formación Redondo del Cretáceo Superior.

El área productiva del Grupo Amotape en el yacimiento Portachuelo Este es una franja alargada de rumbo NE-SO, que estructuralmente corresponde al eje principal del Alto de Portachuelo (Figura 4). El eje de este Alto es en realidad de horst delimitado por las fallas Principal I y Principal II que son aproximadamente paralelas pero de buzamientos contrarios.

La mayor producción de petróleo se ha obtenido de los pozos ubicados a lo largo del horst y en el flanco occidental constituido por el bloque hundido de la Falla Principal I (Figuras 5 y 6). Debido al intenso fallamiento y a los altos valores de buzamiento de la mayoría de fallas y de los cuerpos de cuarcitas y argillitas, en algunas partes del yacimiento, los pozos perforados a 40 acres no habrían drenado los bloques más o menos pequeños situados entre ellos, por ello se debe ver la posibilidad de perforar interubicaciones que permitan recuperar estas reservas.

3.4.1 DISTRIBUCION AREAL

La cuenca Talara une la línea costera del Pacífico con cerca de la mitad de sus 2800 millas² (7200 Kms²) de costa afuera (Figura 4). Esta se encuentra limitada por los levantamientos del Paleozoico en el norte, este y sur y probablemente también en el lado dirigido hacia el mar. Esta pequeña cuenca es también bastante profunda : rocas del Pre-terciario han sido interpretadas que alcanzan bajo los 20,000 pies (6,000 mts) en las partes más profundas.

El campo Portachuelo está localizado en una característica positiva del subsuelo llamado el Alto Portachuelo (Figura 4). Este alto es un contrafuerte al basamento de la parte más alta de la montaña, hacia el sur , el levantamiento Paita, el cual separa la cuenca Talara de la más joven cuenca Sechura (Figura 7). Una zona mayor de fallamiento normal separa el flanco sur levantado de la cuenca Talara desde la cubeta sedimentaria Lagunitos, que es un graben profundo hacia el Norte. El relieve total entre los estratos levantados del alto Portachuelo y la parte más profunda del graben que está en el orden de 15,000 pies (4,600 mts).

Estas dos características, el graben de Lagunitos y el Alto de Portachuelo son poco usados para ajustar el modelo de los bajos y altos transversales de la cuenca Talara, los cuales tienen una expresión geográfica : los altos están marcados por promontorios costaneros, los bajos por las ensenadas costaneras. En contraste , la línea costera por el graben Lagunitos y el Alto Portachuelo es una sorprendente línea recta (Figura 4). Se muestra en la Figura 8 una sección cruzada de la cuenca Talara que incluye el Lote III para visualizar lo descrito anteriormente.

3.4.2 EDAD

El Grupo Amotape pertenece a la Edad Paleozoica y la Fm. Salina Mogollón pertenece a la Edad Eoceno Medio siendo los reservorios más importantes del área en estudio.

3.4.3 ESTRUCTURA LOCAL

Con relación a la estructura local asociada con el campo Portachuelo-Mirador necesariamente se debe incluir los 1600 pies de la secuencia Salina debido a que un mapeo detallado ha sido realizado en esta formación. El campo Portachuelo se formó como un simple anticlinal con buzamiento al Norte cuya área crestral ha colapsado durante el intenso fallamiento normal cuando las áreas de flanco fueron relativamente elevadas. La estructura resultante actual, contorneada convencionalmente y con fallas omitidas es la de un homoclinal buzando al oeste con cierres de la curva de nivel de hasta 400 pies (120 metros) en algunas partes del campo (Figura 9). El eje del tiempo presente en el tope de los basamentos subrayando la parte este del campo, pero la cresta en el nivel de Salina, cambió por fallamiento e inclinamiento, actualmente tiende hacia el este del área estudiada.

El contorneo convencional da solamente una configuración generalizada en el nivel del horizonte mapeado, un promedio ajustado a través del real, en una superficie altamente irregular, con variadas inclinaciones y caracterizado por fallas.

Las principales características de fallas normales cortando la fm. Salina son las siguientes :

- Las fallas tienen buzamientos mayormente en el rango de 50-60°.
- Desplazamientos estratigráficos verticales de una falla desde menos de 10 pies hasta cerca a 1000 pies. En un mapeo de rutina, fallas de menos de 50 pies han sido ignoradas.
- Fallas con desplazamientos verticales de más de 50 pies aparecen como efectivas barreras para la comunicación de fluidos donde pequeñas fallas pueden ó no ser efectivas.
- La mayoría de las fallas mayores (con desplazamientos verticales sobre 100 pies ó 30 mts) tienen una componente del buzamiento opuesta hacia al buzamiento preponderante de Salina, compensando los efectos del buzamiento de los estratos en la elevación bajo el nivel del mar de cualquier estrato dado.
- La edad del periodo principal del fallamiento normal no ha sido determinado con precisión pero evidentemente es el Eoceno Superior ó menos.

Comparando con un mapeo convencional (Ver Figura 9), un mapeo estructural “Tipo Talara” (Figura 3) nos da una idea diferente. El campo ahora aparece como un complicado mosaico de oeste a noroeste de bloques inclinados separados por fallas normales, incluyendo una falla mayor (sobre 1000 pies de desplazamiento) aproximadamente paralelo al eje del campo, con otro hacia el borde norte del área productiva.

Variaciones en la intensidad del fallamiento están claramente reflejadas en el espesor neto de Salina (Figura 10). En lugares a lo largo de los flancos este y el oeste del alto basamento, donde más de 1300 pies de Salina se encuentran presentes, el fallamiento es menor, pero cerca del eje del alto basamento la fm. Salina ha sido reducida a solamente la tercera parte de su espesor normal reflejándose en un incremento del número y magnitud de fallas nomales.

De la construcción de secciones cruzadas (cross sections), es posible estimar el inclinamiento y esfuerzos de la roca de Salina causado por fallamiento normal. Los cálculos se simplifican asumiendo que no hay componente al norte-sur de la extensión. Si todos los inclinamientos y esfuerzos toman lugar en el plano de la sección cruzada, el área cross seccional puede ser proporcional al volumen de la roca, el cual permanece constante. En esta base la extensión resulta en un 52%, el inclinamiento promedio es de 34%. Como se ha mencionado el inclinamiento es mucho menor en los flancos y mucho más cerca de la cresta del alto basamento.

3.4.4 DISTRIBUCION DE FLUIDOS

Reservorio Amotape

En el yacimiento Portachuelo, el nivel de contacto petróleo- agua es variable en toda el área. En la parte Norte varía entre -5580 pies y -5850 pies, hacia el Sur es aún más errático variando entre -5300 pies y mas de 6100 pies. En el yacimiento Mirador se han perforado 9 pozos que han penetrado el Grupo Amotape, dos de estos pozos fueron completados y probaron producción de agua. El nivel del contacto agua-petróleo se encuentra a -6200 pies aproximadamente. No se ha obtenido producciones significativas de gas en el reservorio Amotape, encontrándose el gas disuelto en el petróleo sin formar casquete de gas.

Reservorio Salina Mogollón

La distribución de fluidos en la formación Salina Mogollón en el área en estudio, es muy complicada debido a la presencia de 46 arenas reservorio con sus propios niveles de fluidos y el efecto de las fallas, por los múltiples reacomodos de fluido ocurridos en cada periodo de fallamiento y por actuar como barreras y/o vías de circulación de estos fluidos.

En Portachuelo Este la mayor saturación de petróleo, de manera general corresponde al área situada en el bloque levantado de la falla "C" (Figura 3). Hacia el Norte y Este es mayor la saturación de agua, hay gas y menos petróleo. Hacia el sur algunos pozos, además de la producción de petróleo, han tenido producción de gas principalmente de las arenas superiores (Pozos NX-1, 4702, 4712, 4718, 4831, 5553, etc).

En Portachuelo Oeste la distribución de fluidos también es complicada. Las arenas inferiores (aproximadamente desde la 26 a la 44) han tenido producción de agua en los pozos 5546, 5786, y 5883 situados al norte del yacimiento, sin embargo la producción de agua parece ser debido a que en algunos pozos (pozos 5546 y 5786), estas arenas están ubicadas en la parte más baja del bloque, en el pozo 5883 podría deberse a que se han abierto a producción algunas arenas saturadas de agua junto con arenas que tienen petróleo y que no produjeron debido a la mayor movilidad de agua. Hacia el centro, este y sur del yacimiento estas arenas han producido petróleo y hacia el oeste están ausentes por fallamiento y sólo en los pozos 4690 y 5517 las cortas secciones encontradas han producido gas (principalmente la arena 43).

Las arena 19 a 25 tienen petróleo en toda el área del yacimiento aunque algunas de ellas produjeron gas en el pozo 5533. Finalmente, las arenas del 1 al 18 tienen una distribución más sencilla : agua en la parte este (pozos 5527 y 5541) , petróleo en la parte central y norte y producción de gas en el oeste.

4. PROPIEDADES DE RESERVORIO

4.1 PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO

En el área del yacimiento Mirador se han obtenido núcleos de pared en la mayoría de los pozos, con la finalidad de completar los diferentes intervalos.

Los análisis realizados a los núcleos de pared, muestran valores muy similares a los obtenidos en núcleos convencionales del yacimiento Portachuelo, razón por la cual se ha optado por tomar los valores de los análisis de núcleos convencionales. A continuación se detallan los valores de propiedades petrofísicas obtenidos del Informe de Ingeniería de Petróleo IT-02355 (W. Navarro – A. Montoya / Dic-1989) con datos provenientes de muestras laterales de la formación Salina Mogollón.

Porosidad

Los valores de porosidad varían de acuerdo a la litología predominante, así tenemos :

<i>Litología Predominante en el área</i>	<i>Porosidad (%)</i>		
	<i>Mínima</i>	<i>Promedio</i>	<i>Máxima</i>
Limolita - Arenisca fina	5	15	24
Arena fina - Arena Gruesa	9	22	26
Arenisca gruesa – Conglomerado	4	17	22

Permeabilidad

La permeabilidad se ha obtenido de los análisis de núcleos convencionales, de acuerdo a las litologías predominantes que a continuación se indican :

<i>Litología Predominante en el área</i>	<i>Permeabilidad (K - md)</i>		
	<i>Mínima</i>	<i>Promedio</i>	<i>Máxima</i>
Limolita - Arenisca fina	0.5	15	30
Arena fina - Arena Gruesa	1.0	70	1000
Arenisca gruesa – Conglomerado	0.1	30	120

Se puede considerar que los valores de porosidad y permeabilidad , están en el rango de regular a bueno, principalmente si se les compara con las características de roca reservorio de otras formaciones productivas del Noroeste.

4.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Al inicio y durante la explotación de las formaciones Amotape y Salina no se obtuvieron muestras de fluidos de fondo para determinar las propiedades termodinámicas. Las propiedades termodinámicas utilizadas en los cálculos de petróleo insitu realizados, se han obtenido a través de las correlaciones de Vásquez-Beggs, así como de las muestras obtenidas en el yacimiento Portachuelo. Para la formación Salina, los valores son :

Factor de Volumen de Formación a 2340 psi y -4300'	1.276 bbl/STB
Presión de Burbuja (psi)	2186
Temperatura del Reservorio (°F)	135
°API (a 60 °F)	36.4
Razón de Solubilidad a 2340 psi y -4300'	496 SCF/STB
Viscosidad a 100°F	4.5 cp
Gravedad Específica del Gas	0.7

La viscosidad del petróleo se ha encontrado que varía entre 2 y 8 cp a 100°F, dependiendo del valor de la °API.

Para las formaciones Balcones, Redondo y Amotape, las propiedades medidas en el campo son las siguientes :

<i>Formación Analizada</i>	<i>°API</i>			<i>Viscosidad a 100 ° F</i>		
	<i>Mínima</i>	<i>Prom.</i>	<i>Máxima</i>	<i>Mínima</i>	<i>Prom.</i>	<i>Máxima</i>
Balcones	34	35.5	37	2	4.3	6.0
Redondo	25	32.0	35	2	4.2	6.4
Amotape	19	27.0	38	2	8.8	15.0

Del análisis de Perfiles de Resistividad (Sónico-Densidad-Neutrón) y de Pruebas de Presión DST respectivamente , en el estudio realizado por Manuel Guillén “ Proyecto de Desarrollo adicional de Fms. Amotape - Basal Redondo y Salina Mogollón “, se han estimado los siguientes parámetros :

<i>Formación</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Sw (%)</i>	<i>Boi (bb/STB)</i>	<i>Gt (psi/pie)</i>
Amotape	6 – 10	40 - 55	1.2 - 1.3	0.45
Redondo Basal	6 – 10	40 - 60	1.2 - 1.3	0.45
Balcones	6 – 10	40 - 60	1.2 - 1.3	0.45
Salina Mogollón	8 – 15	40 - 60	1.2 - 1.3	0.49

4.3 HISTORIA DE PRESIONES

En el área de Mirador se han registrado muy pocas pruebas de presión, a pesar de ello se pudo determinar que la presión original fué de 2340 psi a -4300 pies, que resulta ser inferior al del yacimiento Portachuelo. Es necesario indicar que la distribución de presiones es complicada debido a que se tiene 46 reservorios independientes y a la existencia de bloques completamente dislocados. Adicionalmente, la comunicación entre reservorios depende de la falla que permita ó no la comunicación.

De acuerdo al análisis geológico se ha llegado a la conclusión que los hidrocarburos de la Fm. Salina originalmente se han acumulado en un anticlinal.

Para el caso del yacimiento Portachuelo, se ha efectuado un análisis de presiones iniciales (Ver Figura 11), de acuerdo a un gráfico standart de Presión estática BHP (ajustado al datum de profundidad) vs. Tiempo de medida. Analizar estos valores es muy complicado para el caso de 46 arenas (cada una puede ser un reservorio separado) cortadas en numerosos bloques fallados. Algunos cientos de mini reservorios fueron drenados por pozos tempranos, otros no. Además cada data puntual mostrada representa un tipo de promedio que involucra todas las arenas, algunas vírgenes ó depletadas que han sido abiertas durante la completación inicial del pozo en cuestión. La pendiente de las líneas punteadas en la Figura 11 encierra una tendencia que sugiere una amplia comunicación en el yacimiento donde los últimos pozos tienen menores presiones iniciales que los pozos tempranos. Sin embargo cuatro pozos en un ploteo a espaciamiento regular estan sobre la tendencia mostrada pero tres pozos infill que estan cerca a ellos no siguen la tendencia. Otro tipo de control actúa en este caso.

Un grupo de mapas de explotación cronológica muestran como el desarrollo de Salina inicia cerca de la parte final norte del yacimiento y continúa en dirección sur y sureste. Sin embargo cuando se ve geográficamente la distribución de presión inicial (Figura 12) las interrogantes quedan resueltas. Este mapa, un análisis geológico de la data de presión, tiene la distribución de valores que pueden existir si la acumulación de un anticlinal ha sido afectada por fallamiento, con un mínimo reajuste de las presiones a sus nuevas profundidades. La docena de pozos marcados por cruces tienen presiones iniciales de 200 hasta 300 psi menores que las presiones indicadas para la vecindad y han sido abiertas en una ó mas arenas parcial ó totalmente depletadas.

Bloques localizados en la parte alta del anticlinal formado (donde la presión absoluta ha sido menor) fueron bajados a una posición inferior. Areas de flanco, las cuales empiezan con alta presión absoluta debido a su profundidad, fueron elevadas. Aunque algunas arenas sufren ajustes de presión (como por pérdidas de fluido) durante el fallamiento, la mayoría aún refleja la distribución de presión “fósil” de un anticlinal colapsado.

En conjunción con este mapa de distribución, la cronología de explotación puede explicar la aparente tendencia de la presión inicial de fondo en la Figura 11. El primer pozo descubierto para Portachuelo fué en el Norte final del yacimiento donde las presiones iniciales son altas. Ubicaciones perforadas en dirección sur - sureste alcanzan un area de baja presión cuyo centro es el pozo 4839. Además el arreglo cronológico de los pozos completados en 1957 muestran en la Figura 11 una tendencia en dirección hacia abajo. Los pozos 4628 y 4804 están fuera de esta tendencia precisamente porque están localizados en los flancos este y oeste de alta presión, respectivamente.

Ahora se sabe el porque los pozos perforados despues de 1960 no tienen la tendencia mostrada en la Figura 11, ellos no siguen el modelo geográfico de desarrollo. Por ejemplo el pozo 5242 (lado derecho de la Figura 11) viene en más de 1000 psi sobre la tendencia. El caso de la presión inicial del pozo 5242 es de 350 psi, debajo de lo precedido por la Figura 12, esto sugiere que algunas arenas deben haber sido parcialmente drenadas por pozos tempranos.

4.4 REGISTROS ELECTRICO

En los pozos del área en estudio se registraron perfiles eléctricos de inducción (Potencial Espontáneo - Resistividad) , posteriormente se tomaron registros de Inducción - Gamma Ray - Potencial Espontáneo - Resistividad. Se han tomado también registros Dual Laterolog (GR - SP -R) , adicionalmente se tomaron registros Neutrón-Densidad en algunos pozos. Con este tipo de registros se pueden obtener características como

- Calidad y tipo de roca (arenisca, lutita, etc) , mediante la curva de Gamma Ray.
- Permeabilidad ó Conductividad de la roca, mediante la curva del Potencial Espontáneo.
- Tipo de fluido mediante la curva de Resistividad.

El objetivo es obtener una mayor información de las características de los reservorios en razón que estas herramientas tienen mayor resolución. Para la realización de los trabajos de rehabilitación del presente estudio se ha corrido en la mayoría de los pozos, registros Gamma Ray - Neutrón Compensado - Collar Casing Locator (GR-CNL-CCL) lo que nos ha permitido determinar lo siguiente

- El Gamma Ray utilizado para determinar calidad y tipo de roca.
- El CCL es usado para detectar cambios de espesor en el casing. Cuando el registrador encuentra un collar hace una deflección en la curva, el efecto es debido al incremento del espesor de la tubería y muestra un largo tiempo de tránsito a través del collar.

Este registro es usado para determinar profundidad de collares y posicionar correctamente herramientas de registro ó baleo, además de sentado de herramientas como Tapones ó Packers de producción.

- El Registro de Neutrón Compensado (CNL) es usado para identificar litología y detectar gas.

El registro CNL ha sido una herramienta importante en los trabajos de rehabilitación realizados, por ello se realizará una explicación más detallada.

Los registros Neutrón pueden ser usados en cualquier tipo de hueco, abierto ó entubado, llenado con fluido ó llenado con aire. Las herramientas de neutrón iniciales tenían un sólo detector, pero en la actualidad casi todas las herramientas tienen dos detectores para reducir efectos del hueco. Las herramientas de neutrón de doble espaciamiento detectan neutrones termales y deben tener fluido en el hueco para operar correctamente.

En el registro CNL la litología puede ser asumida (usualmente caliza ó areniscas) para determinar la porosidad del neutrón (ϕ_N). Se usa la escala de areniscas en áreas donde arena y lutitas son las litologías primarias y los carbonatos son típicamente no productivos. La ϕ_N es presentada en unidades de porosidad arenisca en escalas de 50% a 0% en las pistas 2 y 3. Se usa la escala de calizas en áreas donde los carbonatos y evaporitas como arenas lutíticas deben ser evaluadas, la curva de porosidad ϕ_N es planteada en las pistas 2 y 3. (Ambas curvas deben tener la misma tendencia porque se hallan en la misma escala). Se muestra en la Figura 13, el registro eléctrico del Pozo 5374 del yacimiento Portachuelo.

Cuando un neutrón deja el origen, tiene toda su energía inicial de cerca de 4 Mev, éstos son llamados “neutrones rápidos”. Estos neutrones impactan en la pared del hueco y formación y pierden energía en cada colisión. Cuando los neutrones alcanzan un nivel intermedio donde ellos tienen una energía de solamente 0.1 hasta 10 ev, ellos son llamados neutrones epitermales. Después de más interacciones, un neutrón disminuye su velocidad hasta un punto donde tiene la misma energía que los alrededores, este nivel de energía es una función directa de la temperatura absoluta de la formación. Ellos tienen energías de 0.03 ev. Estos neutrones son conocidos como neutrones termales. Estos neutrones son fácilmente absorbidos por cualquier núcleo atómico; la captura de un neutrón es llevada a cabo cuando un núcleo absorbe un neutrón y suelta un gamma ray.

Dado que la herramienta neutrón es muy sensible a la cantidad de hidrógeno en la formación, este puede registrar baja ϕ_N , donde la concentración de hidrógeno es baja, por ejemplo en formaciones con presencia de gas. Para detectar gas con registro de neutrón se requiere un segundo registro de porosidad, puede ser de densidad ó sísmico, para encontrar el efecto de gas, este efecto ó “crossover” se da cuando $\phi_N < \phi_D$ (Figura 15), las curvas deben ser planteadas en escalas compatibles y ambas deben presentar tendencia similar.

En nuestro caso se has tomado registros tipo Neutrón Compensado (CNL) para identificar presencia de gas en intervalos cercanos a la zona de interés, además de ser más económicos que utilizar herramientas combinadas (neutrón - densidad / sísmico).

Los registros de neutrón tomados muestran en la 2da. pista dos curvas para los dos detectores (lejano y cercano). Como regla práctica se tiene que lecturas altas y diferencia amplia entre curvas indican presencia de gas (ver Figura 13 del pozo 5374). Asimismo en la pista tres se plotean las curvas de porosidades obtenidas en dos ambientes diferentes (caliza y arenisca) las cuales deben tener tendencia similar. Valores bajos de porosidad y mayor distancia entre curvas indicará presencia de gas.

- Ha sido necesario tomar registros **CBL-VDL** en algunos de los pozos rehabilitados. El objetivo principal del CBL-VDL es determinar si la envoltura de cemento del anular ha creado un aislamiento efectivo. Es usado también para determinar tope de cemento, canales detrás de tubería, efecto de microanillos y otras propiedades de cemento y tubería como impedancia acústica y esfuerzo compresivo.

Se ha tomado registros CBL-VDL en los pozos 5374 y 4351, para determinar si el casing está bien cementado, esto es necesario debido a que existen arenas saturadas con agua ó gas en los intervalos vecinos a las zonas a estimular (baleo - rebaleo). En caso de no haber buen cemento puede existir una vía de comunicación entre el intervalo de agua / gas y el intervalo abierto a producción, con lo que existe el riesgo de tener alta producción de agua ó gas. En estos casos cuando la cementación es parcial se puede tomar la decisión de squeezeear la zona de interés. En la Figura 14 del pozo 5374, se incluye el registro CBL-VDL respectivo.

Una herramienta de neutrón convencional (Figura 16) usa sólo un transmisor y al menos uno ó mas receptores. El espaciamiento entre el transmisor y receptor más cercano es usualmente 3 pies, el receptor más lejano está usualmente a 5 pies. El transmisor y el receptor son mecanismos omnidireccionales, por ello la señal circunda el total del hueco. El transmisor es periódicamente pulseado para propagar ondas acústicas compresionales bajo la herramienta, vertical y horizontalmente al fluido del pozo. La onda encuentra primero al casing, cuando algo de su energía de esta onda acústica es reflejada, el balance es transferido dentro del acero, envoltura de cemento y formación. Los receptores operan como un transmisor de módulo reverso, la señal de retorno consta de ondas compresionales, de corte y una onda reflectiva llamada de Stoneley. El tiempo de arribo y la amplitud de la señal son usados para determinar condiciones de adherencia de cemento. El tiempo de arribo de la señal acústica es el tiempo requerido por la señal para viajar desde el transmisor a través del fluido del pozo, bajo el casing , regresar a través del fluido y entrar al receptor. Como práctica común se puede asumir

- Máximas amplitudes indican que la tubería no tiene adherencia de cemento, libre para vibrar es lo que se refiere como “tubería libre”.

- Mínimas amplitudes indican que la tubería está completamente rodeada con cemento, no puede vibrar es lo conocido como buena adherencia de cemento.

- Amplitudes leídas entre máxima y mínimo indican una porción de tubería que tiene buen cemento y la tubería restante está ausente de cemento, libre para vibrar, tenemos un caso de cementación parcial.

El uso de registros eléctricos constituye una fuente importante de información, en base a la disponibilidad de registros, se pueden determinar y/o elaborar :

- Mapas de arena neta.
- Correlaciones Electrográficas.
- Selección de arenas prospectables para reacondicionamientos.
- Completación de pozos.

Se ha analizado la totalidad de registros eléctricos del área y se ha determinado la cantidad de arena neta por formación productiva en cada pozo de Portachuelo - Mirador. Con estos valores se ha podido estimar el nivel de reservas remanentes de los pozos del área y en base a ello seleccionar los pozos prospectables a ser rehabilitados (Ver Tabla 4).

5. HISTORIA DE LA EXPLOTACION

5.1 DESARROLLO DEL CAMPO

Para explicar como se ha desarrollado la zona C, será necesario tratar por separado los dos yacimientos que la conforman : Portachuelo y Mirador.

Yacimiento Portachuelo

El yacimiento Portachuelo empezó su desarrollo con la perforación del pozo 980 , de la cuadrícula 12-S-14, el 04 Junio 1921 hasta una profundidad de 3630 pies, fué abandonado por problemas mecánicos. Años más tarde sería reemplazado por el pozo 4286 perforado el 04 Octubre 1951 hasta 5168 pies, obteniendo un RPI : 158 x 82 x F x 16/32".

El Pozo 1732 fué perforado en Marzo 1925, quedó abandonado por problemas mecánicos. Se perfora entonces el pozo 2570 el 02 Setiembre 1929 hasta 3908 pies y obtiene un RPI de 262 x 0 x F de la formación Salina Mogollón, acumulando a la fecha 24 MBO. Se continúa con el desarrollo del campo hacia el Suroeste con el pozo 4271 (13-S-14) perforado a 4992 pies con un RPI de 98 x 41 x F . Se inicia el desarrollo en la parte Oeste con el pozo 4292 (13-S-13) perforado hasta 5726 pies con un RPI de 333 x 34 x F de la formación Salina, luego se perfora el pozo 4351, vecino al anterior y obtiene un RPI de 388 x 48 x F en Abril de 1952.

Hacia el Norte, cuadrícula 12-S-14 se perfora el pozo 4374 que prueba producción de Salina con un RPI de 215 x 12 x F, continua el desarrollo hacia el Sur con los pozos 4449, 4426 y 4569 (13-S-13) con RPI's de 648 x 4 x F, 402 x 0 x F y 641 x 0 x F, respectivamente. Hacia el norte del yacimiento se perfora el pozo 4601 (Junio 1956) a la profundidad de 5381 pies alcanzando la formación Amotape y obtuvo un RPI de 443 x 0 x F (Amotape) y 187 x 6 x F (Salina).

Continua el desarrollo de la formación Amotape con el pozo 4440 hacia el norte del yacimiento (12-S-14) con profundidad de 5675' fué completado con RPI de 885 x 33 x F, posteriormente se apertura la formación Salina en este pozo con resultado de producción 100% gas (Set-1996).

Se perfora el pozo 4621 (14-S-13) en la parte sur del yacimiento cerca al yacimiento Mirador a una profundidad de 4945 pies con un RPI de 330 x 0 x F (Salina). Hacia el sur se perfora el pozo 4842 (14-S-14), perforado a 5880 pies con un RPI de 351 x 0 x F (Salina). Se perforó el pozo 5139 (13-S-14) en la formación Amotape a una profundidad de 5937 pies, tuvo producción inicial de Amotape de 449 x 0 x WO , posteriormente fué abierta la fm. Salina que obtuvo un RPI de 70 x 45 x PU.

El desarrollo del yacimiento continuó hacia el oeste en la cuadrícula 12-S-13 con el pozo 5883 perforado por Salina con un RPI de 985 x 0 x F (Diciembre 1976). Se perforó más al sur el pozo 5942 (13-S-12) a una profundidad de 6203 pies, con un RPI de 812 x 1 x F (Salina). El último de los pozos perforados en el yacimiento Portachuelo antes de 1996, ha sido el pozo 6569 (Abril 1984) a la profundidad de 6563 pies, que fué abandonado por bajo nivel de energía.

Yacimiento Mirador

El desarrollo del yacimiento Mirador se inició en 1954 con la perforación del pozo NX-1 (Pozo 8000), el cual alcanzó la profundidad de 4620 pies. La formación Salina Mogollón fué encontrada a la profundidad de 3790 pies con un espesor de 760 pies y tiene las arenas 13 al 18 que se hallan en el intervalo 3850 - 4020 pies.

La formación Salina Mogollón ha resultado surgente en todos los pozos del área debido al GOR promedio de 3500 SCF/bbl y buen nivel de energía del reservorio (Gradiente inicial: 0.53 psi/pie), asimismo esta formación no es necesario estimularla debido a los buenos valores de porosidad y permeabilidad; trabajos de acidificación son realizados como un método de limpieza de los perforados.

La formación Balcones ha tenido producción de petróleo en los pozos ND-11 (pozo 8004), ND-12A (pozo 8008) y ND-15 (pozo 8011).

La formación Basal Redondo en el pozo ND-15 (pozo 8011) perforado a 6275 pies, no fué evaluada; en el pozo ND-16 (pozo 8012) se abrió Salina Mogollón en el intervalo 5971.5 - 5889 pies, 4 tiros/pie, fluyó lodo y algo de petróleo.

En el pozo ND-17 (pozo 8013) , perforado a 5975 pies, se efectuó prueba DST en la formación Amotape al intervalo 5634 - 5597 pies, recuperando 30 pies de lodo cortado por gas sin petróleo ni agua salada. En el pozo 5975 se abrió y fracturó con crudo el intervalo 5413.5 - 5275 pies que obtuvo un RPI de 26 x 4 x PU el 31/07/85, posteriormente se abrió la formación Salina Mogollón que tuvo un RPI de 95 x 0 x F en Enero de 1988. El Grupo Amotape en el pozo 5975 fué estimulado mediante fracturamiento, utilizando crudo como fluido fracturante, obteniéndose petróleo con agua.

El último pozo perforado por Salina en el yacimiento Mirador es el pozo 7496 en Agosto de 1990 a una profundidad de 4658 pies con un RPI de 133 x 0 x 1/4" x SF x 227. Actualmente produce con unidad de bombeo y tiene un acumulado de 32 MBIs.

Ultimos trabajos realizados

Perupetro S.A. y la Cia. Mercantile Perú Oil & Gas firmaron el contrato de Licencia del Lote III el 18 de Diciembre de 1995 que considera las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de contrato. A la toma de contrato se tenían en producción con unidad de bombeo solamente doce pozos con producción total de 75 BOPD, el resto se hallaban cerrados.

A inicios de 1996 se empieza un programa agresivo de retrabajos a los pozos del área. En total hasta fin de año se realizaron 88 trabajos de workover en 84 pozos. Los pozos 5166, 5379 y 5942 fueron intervenidos en más de una ocasión. En esta campaña se llevó a cabo diferentes tipos de trabajos alcanzando un porcentaje de éxito de 75% con 66 trabajos. Los trabajos de Spot Acido fueron los más exitosos con 100% de efectividad.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de la actividad realizada en este periodo.

WORKOVERS - 1996			
Tipo de Trabajo	Total	Exitos	(%)
Baleo - Rebaleo	50	41	82
Baleo - Rebaleo - Spot Acido	13	6	46.2
Limpieza de pozo	6	2	33.3
Spot Acido	10	10	100
Baleo - Prueba con Packers	2	1	50
Baleo - Spot Acido - Prueba c/Packers	2	2	100
Acid Squeeze	5	4	80
TOTAL	88	66	75

Donde los pozos que no tuvieron éxito se refiere a aquellos que no alcanzaron el nivel de producción esperado después de realizados los trabajos.

Con esta campaña se logró incrementar la producción del campo hasta 1736 BOPD con 66 pozos produciendo con Unidad de bombeo.

Por otro lado, a partir de Setiembre de 1996 se realizó un Programa de Perforación de 14 pozos en el área de Portachuelo de acuerdo al cronograma de trabajo del año. Se muestra a continuación el siguiente resumen :

PERFORACION DE POZOS - 1996							
Pozo	Area	Fecha Perfor.	Prof. (pies)	Formac.	Producción Inicial		Estado Actual
					Fecha	Prueba de Producción	
13003	P. O.	09/09/96	6032	Salina	27/10/96	87 x 38 x F x 1/4"	PU
13007	P. O.	09/09/96	5821	Salina	24/11/96	107 x 31 x PU	PU
13002	P. O.	23/09/96	5300	Salina	30/07/97	8 x 3 x PU x GOR : 16878	PU
13016	P. O.	01/10/96	6347	Salina	13/12/96	332 x 67 x F x 1/4"	PU
13012	P. O.	12/10/96	6100	Salina	24/11/96	348 x 86 x F x 3/16"	F
13008	P. E.	20/10/96	5440	Amo-Sal	13/07/97	26 x 2 x PU x GOR : 8875	PU
13011	P. O.	30/10/96	6334	Salina	27/09/97	AOF: 6.2 MMMSCF (gas)	ATA
13017	P. E.	25/10/96	5400	Amot.	04/10/97	Produce por swab	SW
13013	P. O.	09/11/96	5980	Salina	01/07/97	28 x 4 x PU x GOR : 2583	PU
13019	P. O.	14/11/96	6090	Salina	12/10/97	Produce por desfogue	80
13024	P. O.	16/11/96	6470	Salina	19/07/97	Alta producción de agua	ATA
13026	P. O.	28/11/96	6300	Salina	22/07/97	Producción 100% agua	ATA
13021	P. E.	17/12/96	5235	Salina	06/08/97	22 x 1 x 24 x PU	PU
13022	P. O.	19/12/96	6263	Salina	27/07/9	Bajo nivel de energía	ATA

P.O. : Portachuelo Oeste / P.E. : Portachuelo Este

Los resultados de la campaña de perforación no fueron los esperados, debido a ello, con el fin de mantener la declinación del campo ha sido necesario continuar con los trabajos de Workover durante el año 1997. Se realizaron 22 reacondicionamientos adicionales en pozos que fueron intervenidos durante 1996, alcanzando un porcentaje de éxito de 86% con 19 trabajos exitosos de 22 trabajos realizados. Se muestra información adicional en la tabla siguiente :

WORKOVERS - 1997			
Tipo de Trabajo	Total	Exitos	(%)
Spot Acido	18	16	89
Baleo - Prueba con Packers	2	2	100
Prueba con Packers	1	1	100
Acid Frac	1	0	0
TOTAL	22	19	86

Durante el año 1997 se rehabilitaron 46 pozos que se encontraban ATA , de estos trabajos se tratará con detalle más adelante.

6. OPERACIONES DE PRODUCCION

6.1 HISTORIA PRODUCTIVA

Para el desarrollo de este estudio ha sido necesario contar con un buen historial de producción para lo cual se revisó y obtuvo información de la base de datos del Lote III , archivos de pozos, curvas de producción, acumulados, etc.

En la zona “ C ” han iniciado su vida productiva en forma surgente 155 pozos de 261 pozos perforados. Sin embargo han requerido que se les instale unidad de levantamiento artificial debido a la declinación de la producción.

Los pozos perforados antes de 1950 (5 pozos - perforados a cable), tienen un acumulado de petróleo de 0.0347 MMBls y en la actualidad todos ellos se encuentran ATA (pozos 980, 1732, 2136, 2570 y 2778).

Los 256 pozos perforados con el método rotario tienen una producción acumulada a Diciembre de 1997 de 26.6 MMBls.

De los 256 pozos perforados a partir de 1950 se obtuvo producción inicial de la formación Salina en 142 pozos, de la formación Amotape en 33 pozos, de la formación Mogollón en 4 pozos, de la formación Balcones en 2 pozos. Se obtuvo producción inicial en conjunto de las formaciones Salina - Amotape en 7 pozos, de las formaciones Salina - Balcones en 11 pozos y de las formaciones Mogollón - San Cristóbal - Balcones en 1 pozo.

Se ha efectuado un total de 300 trabajos de reacondicionamiento en la zona “C”, de acuerdo a los siguiente : en la formación Salina se realizaron 219 trabajos, formación Amotape con 46 trabajos, formación Mogollón con 4 trabajos, formación Balcones con 1 trabajo, formación Cretáceo con 1 trabajo. Se realizaron trabajos en conjunto en las formaciones Salina - Amotape con 16 trabajos, formaciones Salina - Balcones con 8 trabajos, formaciones Mogollón - Amotape con 1 trabajo, formaciones Salina - Pariñas con 1 trabajo y formaciones Cretáceo - Mal Paso - Salina con 1 trabajo.

La información referida incluye los trabajos efectuados durante las campañas 1996 y 1997 en la zona “C”.

La información de producción de los pozos es procesada y almacenada en sistema de base de datos, con esta información se preparan informes, curvas de producción, pronósticos. Para ello se utilizó el software Production Analysis (P.A.) que permite administrar datos de producción por pozo productor del área y elaborar ploteos de producción desde el inicio de la vida productiva, preparar pronósticos de producción para estimado de reservas, declinar curvas, etc.

Los 12 pozos que han acumulado mayor cantidad de petróleo desde el inicio de su producción son mostrados en la siguiente tabla :

Pozo	Inicio Producción	Petróleo (bls)	Formacion (es)
4449	Oct - 53	1'073,526	Salina
5139	Feb - 63	735,057	Amotape - Salina
4440	Nov -57	625,717	Amotape
5209	Set - 63	540,681	Salina
4569	Mar - 54	488,047	Salina
4601	Jul - 56	477,169	Amotape - Salina
4292	Mar - 52	430,096	Salina
4351	Abr - 52	429,884	Salina
4842	Abr - 57	423,475	Amotape - Salina
4426	Feb - 54	389,024	Salina
4271	Dic - 51	368,126	Salina
4621	Abr - 55	368,124	Salina

6.2 MECANISMO DE PRODUCCION

Del análisis de las curvas de producción, se puede observar que la declinación de la producción de petróleo de los pozos es fuerte al inicio de su vida productiva y posteriormente muestran una declinación suave. Esto se debe a que en el Noroeste el principal mecanismo de desplazamiento es el de expansión de gas disuelto ó gas en solución.

En la formación Salina Mogollón se observa que el efecto de segregación gravitacional, como mecanismo de producción, es muy restringido debido al bajo buzamiento de los estratos el cual varía de 5° a 8°.

La declinación normal de la producción a través del tiempo es debido a la pérdida constante de la energía del pozo representada como gas disuelto en los campos del Noroeste. Como se puede apreciar en la curva de producción mostrada en el Gráfico 1, la declinación a nivel pozo es inevitable si no se efectúan trabajos de reacondicionamiento como apertura a producción de nuevas arenas, tratamiento con ácidos en formaciones con producción actual y pozos ATA, etc.

6.3 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

El yacimiento Portachuelo fué descubierto en 1923, pero el primer pozo fué perforado por los españoles bajo el mando de Pizarro, los que encontraron nativos usando breas para momificar a sus muertos, el campo encontrado sería llamado “La Brea” ubicado 16 Kms. al Norte de Portachuelo. La Era Moderna en esta cuenca se inicia en 1914 cuando la International Petroleum Company (IPC) adquiere los derechos de la firma London and Pacific Petroleum, esta compañía tuvo los derechos de esta área por 94 años, hubieron problemas con el gobierno central debido al pago de impuestos y utilidades de las partes. El caso fué llevado a un tribunal internacional que falló a favor de la IPC en 1924 y le asignó La Brea y Pariñas. La compañía Standard Oil of New Jersey llegó como operadora conjuntamente con la IPC, aunque el Congreso Peruano no ratificó la decisión del tribunal, futuros desacuerdos llevaron a la expropiación de todas las operaciones de la IPC en el Perú (producción, refinación y marketing) por el gobierno militar de 1968 - 1969.

El primer pozo perforado fue el 980 (a cable) hasta 3810 pies, fue abandonado por poca energía y producción de gas. En Mayo de 1926 se perfora el pozo 1732 a 4744 pies, se abandonó por alta producción de agua, en Agosto de 1929 se perforó el pozo 2136 abandonado por producción no comercial. El pozo descubridor de Portachuelo fué el pozo 2570 perforado por la IPC en 1931, estaba localizado en un anticlinal fallado delineado por un mapeo geológico y datos de superficie del pozo 980. El pozo 2570 obtuvo producción inicial de 262 BOPD de la formación Salina, con excepción de pozos perforados a 7 acres, durante 1932 y en las siguientes dos décadas no hubo mayor desarrollo en el área. Durante los años 30 y 40 los ingenieros y geólogos se encontraban dedicados a la búsqueda de nuevas áreas de desarrollo. A inicios de 1950, la IPC retornó a Portachuelo impulsada por el anuncio del gobierno que se iba a abrir el área adyacente al sur. Se realizaron estudios sísmicos, gravimétricos y geológicos en el Alto Portachuelo. Se perforó un pozo hasta el basamento Pensilvaniano pero no mostró buenos valores en el registro de gas, por ello no fué considerado para ser probado. La producción de esta formación fué descubierta con la perforación del pozo 4610 al Noroeste del campo. Tuvo un rate inicial de 26 BOPD de las cuarcitas fracturadas de Amotape. A mediados de los 50's se lleva a cabo una intensa campaña de perforación, una pareja de pozos en el lado este del campo tuvo producción de Amotape (Pensilvaniano) tan bien como en Salina. En 1956 la producción del campo promedia fué de 2678 BOPD de Salina y 271 BOPD de Amotape.

Durante la campaña de perforación de 1960 se adicionó datos a la estructura geológica de Portachuelo, se realizó un estudio más detallado y se detecta bloques fallados no perforados con posibles reservorios comerciales para ser explotados por pozos a espaciamiento reducido (infill). Al perforar estos pozos se tuvo ideas más claras para la elaboración del mapeo cuyo objetivo era generar pozos infill para evitar la declinación de la producción. Durante los años 1962 a 1967 se tuvo un notable incremento de la producción del campo debido al desarrollo logrado por la IPC en el yacimiento Portachuelo y por la Cia. Belco Petroleum Inc. en el yacimiento Mirador, se tuvo valores promedios de producción de petróleo entre 2000 a 4500 BOPD con un promedio de 65 pozos productores. Sin embargo el problema durante esta campaña fué que los programas de perfilaje ó registros eléctricos no eran lo suficientemente sofisticados como para definir contenido de fluidos con cierta seguridad, ocasionando muchas sorpresas al aperturar nuevas arenas.

Con poca exactitud en la interpretación de la información de subsuelo, no habiendo locaciones para perforar y al haber disminuido el aporte de los pozos viejos, la producción del campo empezó a declinar nuevamente desde el año 1968 con un valor promedio de 1200 BOPD durante los siguientes cinco años.

En el periodo de 1973 hasta fines de 1982 se perforan pozos en el área, esta campaña de perforación permitió mantener la producción en un rango de 1800 a 2700 BOPD. En Abril de 1983 se nota una caída en la producción hasta 89 BOPD con 16 pozos activos, debido al cierre progresivo de pozos desde Enero de 1983 con 65 pozos activos debido a daños ocasionados por lluvias torrenciales ocurridas en ese año (Fenómeno del Niño), se inició una campaña de reactivación de pozos y recuperó el nivel de producción hasta 900 BOPD en Setiembre de 1985.

La Cia. **Mercantile Perú Oil & Gas S.A.** inició operaciones en el área en Diciembre 1995 con una producción de 75 BOPD con 12 pozos activos. Se realizó un intenso programa de reactivación, perforación y rehabilitación de pozos, incrementando la producción del área hasta un punto máximo en el mes de Noviembre de 1997, produciendo 1769 BOPD con 131 pozos activos.

El punto más alto de la producción en el Lote III, se logra en Julio de 1964 por la campaña de perforación de pozos infill de la IPC - Belco, alcanzando una producción de 4650 BOPD con 65 pozos activos.

El número más alto de pozos productores se tiene en Octubre de 1997 con una producción de 1680 BOPD con un total de 155 pozos activos.

Se puede observar lo anteriormente descrito en el Gráfico 1, que muestra en resumen el comportamiento productivo del campo Portachuelo - Mirador.

A Diciembre de 1997, se tiene una producción acumulada en la Zona " C " de 26.6 MMBls de Petróleo x 3.4 MMbbls de Agua x 50.5 MMMPC de Gas (Ver Tabla 3), con un total de 261 pozos perforados, de los cuales 111 están produciendo en conjunto 1635 BOPD, el resto de ellos están inoperativos y/o abandonados. El 73% de la producción acumulada corresponde a la formación Salina, el 24% proviene de la formación Amotape y el 3% restante proviene de las formaciones Redondo y Balcones.

6.4 SISTEMA DE PRODUCCION

Producción de Petróleo y agua

El petróleo producido en la baterías es almacenado en los tanques para luego ser bombeado a la estación de bombeo ó directamente a los patios de tanques para su posterior fiscalización. Para la transferencia del petróleo crudo se requiere de bombas siendo las más usadas las bombas reciprocantes y centrífugas. La función que cumple la Bateria es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones :

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la estación.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas para cada pozo.
- Deshidratar el gas para el consumo.
- Bombear el fluido a las plantas deshidratadoras.

Algunas baterías realizan parcialmente algunas de las operaciones descritas ó bien no efectúan la totalidad de ellos. El fluido de cada pozo entra al manifoild, de allí la producción del conjunto se deriva a un separador general donde se produce la separación gas-petróleo. Efectuada la separación del gas, el fluido es bombeado a la planta deshidratadora de petróleo. El gas a deshidratar pasa por el separador de líquidos (scrubber) por el puente de medición de gas y finalmente ingresa al sistema general de distribución para su consumo. La producción de los pozos a ensayar es derivada a los separadores de ensayo o al tanque de ensayo. Complementan las instalaciones de la estación satélite, los tanques de almacenaje y ensayo, dispositivos de control, líneas secundarias de alimentación de gas a la batería y líneas de drenaje y venteo de gas a la pileta de tierra.

Se cuenta con la Batería 202, la cual recibe la producción de los múltiples de campo, en el tratador térmico horizontal , de capacidad de 12,000 bls de procesamiento, donde se procesa el crudo, separándolo en tres fases : petróleo, agua y gas. El petróleo es tratado en el Gun Barrel ó sistema de enfriamiento y lavado de crudo, el crudo limpio (con un BSW máximo de 0.10%) pasa a los tanques de almacenamiento donde esta listo para ser enviado al punto de fiscalización del Lote III, la Estación 59 en Overales. Para el transporte y envío del crudo es utilizado el Oleoducto principal de 6" de diámetro, el crudo es transferido mediante dos bombas de tipo reciprocante de 250 barriles por hora de capacidad cada una. El agua separada pasa a la poza API y luego a la poza de evaporación donde desaparece.

Producción de Gas

Debido a que el valor del gas a través del tiempo se ha incrementado , la necesidad de una medición más exacta se ha hecho necesaria, tanto como una adecuada regulación de la producción para evitar una innecesaria quema de gas en las plantas de producción. El gas producido es utilizado como combustible y el resto es venteado al aire. Como resumen se muestra la siguiente información :

Cantidad de Gas usado en la Zona "C" (MPC) en Dic -97	
Motores a Gas	8,122
Tratador Térmico	9,300
Generador de Gas	341
Bomba de Transferencia	682
Venteo al aire	93,587
Total	112,032

Para medir la producción de gas proveniente de los pozos productores del área se usa principalmente medidores de orificio. Este instrumento mide el flujo, registra la presión diferencial del pozo y estática del separador contra el tiempo. Los valores son registrados en una carta que gira de acuerdo al tiempo, las cartas usadas son de 24 horas, 7 días, 8 días y otras especiales.

El valor del gas producido se obtiene mediante la siguiente relación :

$$\text{Gas producido (PC)} = C ((P. \text{ estat.} + 14.7) * \text{Pres. Dif.})^{1/2}$$

Donde C es una constante cuyo valor depende del diámetro de la línea de flujo y del orificio del plato empleado en la medición.

Por ejemplo : Se tiene el pozo 4373, a la fecha 22 Octubre 1997 registró los siguientes datos : Pres. estática : 12 psi, pres. diferencial : 10 pulgadas de agua, plato de orificio : 1 1/2", línea de flujo : 2", constante C : 17,425.728 , reemplazando datos en la fórmula tenemos que el gas producido en el pozo 4373 resulta 285 MPCD.

Como dato adicional tenemos que la composición química típica del gas producido en la zona "C" es de Metano (78-95%), Etano (23-5%), Propano (0.9%), Otros (1.1%).

Ultimos datos de Producción

A Diciembre de 1997 se tiene en la zona "C" un total de 261 pozos perforados, 224 en el yacimiento Portachuelo y 37 en el yacimiento Mirador . El estado a Diciembre de 1997 es el siguiente :

Tipo de Pozo	Código	Cantidad
Productor con PU	70	96
Surgentes	F	2
Desfogue	80	1
Swab	SW	12
Abandonados	ATA	150

Los 96 pozos productores de la Zona " C " trabajan con sistema de bombeo mecánico.

La distribución de la producción diaria en los yacimientos de la zona "C" correspondiente al mes de Diciembre 1997 es la siguiente :

Yacimiento	Petróleo (bopd)	API	Agua (bwpd)	Gas (Mpcd)
Mirador	314.6	37.9	20.4	486.5
Portachuelo	857.6	35.1	526.4	2188.5
Portachuelo Oeste	462.6	33.7	316.7	938.8
Total Zona "C"	1,635	34.5	864	3,614

El petróleo producido en el área es del tipo parafínico nafténico con BSW de 0.1% y con salinidad de 10 lb / 1000 bls.

6.5 SISTEMA DE RECOLECCION

Las líneas de flujo transportan el petróleo, agua y gas que producen los pozos desde el cabezal de los mismos hasta las baterías. Al hablar de líneas de flujo se piensa generalmente en aquellas cuya dimensión es de 2 a 2 1/2". Sin embargo tamaños mayores pueden usarse dependiendo de las capacidades productivas de los pozos. Las líneas de flujo se clasifican por su condición de operación en líneas de alta y baja presión, las que son operadas arriba de 1000 psi son clasificadas como de alta presión. Además de las consideraciones económicas, las líneas de flujo convergen a una batería, la cual controla la presión de operación de los pozos que se refleja en la presión del reservorio. Generalmente la presión de operación de las baterías en campos similares a los de Talara es de 50 psi ó menos. En la zona "C" se cuenta solamente con la Batería 202, el resto de las baterías existentes en la zona están inoperativas.

Para la recolección del petróleo producido se cuenta en la zona C, con 11 manifolds de campo, conectados a la Batería 202 (Ver Figura 17). Los múltiples ó manifolds no son más que una combinación de válvulas y conexiones que sirven para derivar los fluidos que vienen de una determinada área, controlar la producción y facilitar el mantenimiento de las líneas de flujo. En el diseño de los múltiples, se consideran los siguientes factores :

- Presión de operación
- Tipo de válvulas
- Número de cabezales y conectores.
- Facilidades para limpieza con tapón
- Pérdida de presión a través de las válvulas

Las líneas de flujo de cada pozo son instaladas desde el cabezal hasta el manifold, el cual es capaz de derivar la producción de acuerdo a las necesidades de la operación. Dependiendo del tamaño del área ó de la densidad de los pozos, los múltiples pueden estar localizados en la planta de producción ó en lugares intermedios llamados manifolds de campo, situados en lugares estratégicos por razones de producción y reducción de costos.

Por lo general los manifolds tienen 2 cabezales, uno es para probar cualquiera de los pozos, llamado cabezal de prueba y el otro, que colecta el resto de producción y se llama cabezal del total. Otros cabezales pueden instalarse para segregar la producción de pozos de bajo y alto contenido de agua ó pozos de alta y baja presión.

Para controlar la producción diaria de los pozos en los manifolds, se utilizan el juego de válvulas del sistema para colocar en prueba la línea del pozo elegido, la producción va al separador en el cual se mide el volumen de líquido mediante un contador, conocido como floc, en un tiempo predeterminado de evaluación. Cada separador tiene instalado un muestrador para determinar el porcentaje de crudo y agua, se toma una muestra en un tiempo programado la cual es analizada en la centrífuga de la Batería 202.

En el separador, el fluido líquido es separado del gas. El fluido proveniente del separador pasa a un tanque de almacenaje y luego al volumeter. El gas separado es reinyectado al sistema de totales.

Los volumeters tienen la función de transferir el fluido del manifold hacia la Batería 202. El volumeter almacena gas proveniente de los pozos hasta una presión mayor en 5 psi de la presión de operación del manifold, en ese límite se activa un mecanismo y el gas almacenado es disparado y proporciona la energía necesaria para transportar el crudo desde la línea del manifold a la Batería 202, a través de los oleoductos de 3", 6" y 10" respectivamente. En la zona " C " se cuenta con cinco volumeters ubicados en los manifolds de los pozos 5503, 5882, 8008, 8013, 8014. El primer volumeter tiene capacidad de 2 bls, el segundo de 3/4 barril y los tres restantes de 1/2 barril.

En la Batería 202 , el fluido líquido proveniente de los manifolds llega al tratador térmico horizontal con capacidad de tratamiento de 12,000 bls. En el tratador se combinan los efectos de calor, química y tiempo de sedimentación para separar las fases de petróleo, agua y gas. El agua separada va a las pozas de evaporación y el gas es venteado al aire. El petróleo separado va al tanque de lavado (Gun Barrel) donde se elimina en forma automática el agua libre proveniente de los pozos, así como atrapa en su colchón las gotas de agua salada que se encuentran en suspensión en el crudo. El petróleo es tratado hasta lograr las condiciones de BSW (Barrel Solid & Water) < 0.10 % y un PTB (contenido de sales por barril de crudo) < 10 lb/1000 bbl. Condiciones exigidas para la compra de crudo. El petróleo limpio es almacenado en 4 tanques con capacidad de 5,000 barriles para ser transportado por el oleoducto de 6" a la estación 56 de Overales para su fiscalización.

Se muestran los 11 manifolds de campo de la zona " C " , en la Tabla 5. En la tabla mostrada, la abreviatura MER (Maximum Enhanced Rate), representa el caudal de producción óptimo del pozo en mención. Las siglas PUG indica que es productor con bomba de subsuelo, FT significa pozo fluyente.

En la Figura 17 se muestran las facilidades de producción que se tiene en el Lote III - Zona "C" donde el término satélites vienen a ser los manifolds de campo.

7. PROGNOSIS DE LOS TRABAJOS REALIZADOS

Para poder seleccionar los pozos prospectables a ser rehabilitados se ha seguido la metodología siguiente

Reservorio Salina

(.) *Elaboración de Secciones Estratigráficas Estructurales* . Se construyen con el fin de determinar el grado de continuidad de las arenas de interés en el reservorio, posición estructural de los estratos, contactos agua-petróleo, gas-petróleo, presencia de fallas. Es decir, poder visualizar la sección estructural del pozo a analizar.

(.) *Análisis de registros eléctricos* . En lo referente a :

- Determinar características petrofísicas y de fluidos: porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

- Determinación de valores patrones, para el bloque ó area analizado. Se ha estimado valores de porosidad (\emptyset) : 12% , saturación de agua (S_w) : 30% y volumen de arcilla : 30%. Estos valores se han estimado comparando los registros eléctricos de los pozos completados en el área

(.) *Determinación de intervalos no baleados* . Revisando el historial del pozo se puede conocer los intervalos que han sido abiertos a producción y los resultados obtenidos. Analizando los registros eléctricos se puede determinar si existen arenas nuevas prospectables a ser baleadas ó arenas antiguas que pueden ser rebaleadas.

(.) *Análisis Productivo*. Es necesario actualizar los datos de producción de fluidos del pozo en evaluación, así como de los pozos vecinos. Determinar acumulados del bloque con el factor de recuperación respectivo, valores altos de factor de recuperación indican que el bloque está depletado, con lo que el nivel de reservas por pozo se vería disminuido.

(.) *Estimado de Reservas*. Mediante el uso del software Production Analysis se determina las reservas en producción mediante la declinación de la curva de producción respectiva. Se realiza también un estimado de las reservas detrás de tubería (arenas no abiertas a producción), considerando el espesor neto petrolífero, propiedades petrofísicas, acumulado de petróleo y factor de recuperación actual y final de los pozos vecinos.

Reservorio Amotape

(.) *Análisis de resultados productivos en los pozos del área*. El objetivo principal de este punto es evaluar los resultados obtenidos en los trabajos de acidificación realizados sea Acid Frac ó Acid Squeeze, teniendo en consideración datos del pozo como: contacto agua-petróleo y la relación presente (%) en venas de calcita y porcentaje (%) de efervescencia presente en el reservorio.

(.) *Elaboración de Secciones Estratigráficas Estructurales y determinar posición estructural*.

(.) *Análisis de curvas de producción, acumulados de pozo y de pozos vecinos.*

(.) *Determinación de intervalos aperturados y no aperturados a producción.*

(.) *Análisis de registros eléctricos.*

A continuación se muestra la secuencia de análisis que se ha seguido en el presente estudio, para decidir el trabajo a efectuar en un determinado pozo. Se ha escogido a manera de ejemplo el estudio realizado para la rehabilitación de los pozos en el bloque del pozo 4292 del yacimiento Portachuelo. El Anexo 1 contiene las tablas, gráficos y mapas correspondientes que se mencionan en el punto 7.1 desarrollado a continuación.

7.1 INCREMENTO DE PRODUCCION - BLOQUE POZO 4292

Sumario

En primer lugar se revisa la información disponible de los pozos del bloque analizado, con lo que se elabora el siguiente resumen.

(.) En el bloque se han perforado 4 pozos de los cuales se muestra la siguiente información :

Pozo	Fecha de Completación	Estado Actual
4292	Mar-52	Cerrado
5189	Jul-63	Cerrado
5503	Jul-71	Cerrado
5243	Dic-64	Tiene pescado

(.) La formación productiva de los pozos de este bloque es Salina Mogollón. La producción acumulada es de 623,085 bls x 39,696 bls x 669,210 MPC como se ve a continuación :

Pozo	Acumulado		
	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (MPC)
4292	424,552	7,392	359,601
5189	117,852	3,635	211,669
5243	26,601	28,669	97,940
5503	54,080	NR	NR
TOTAL	623,085	39,696	669,210

(.) El petróleo Original In Situ del bloque de las arenas abiertas a producción es de 5,837.5 Mbls. Considerando un Factor de Recuperación Final promedio de 12% quedarían por recuperar un total de 77.4 Mbls de petróleo, distribuidos como se muestra en la Tabla 1 (Anexo 1).

(.) En el pozo 5243, según el análisis de registros eléctricos, indica que quedan por abrir 40 pies de arena neta petrolífera con mejores características petrofísicas y de fluidos que las arenas ya abiertas a producción. El año 1996 se intentó llevar a cabo este trabajo pero se suspendió por problemas de pesca. Las reservas detrás de casing son de 33 Mbls.

1.- Perforación

(.) El primer pozo perforado en el bloque fué el pozo 4292. Se presenta lo siguiente :

Pozo	Fecha Complet.	Forros Superf	Forros Prod.	F.C. (pies)	Z.G. (pies)	Prof. (pies)	Tope cemento
4292	23-02-52	13 3/8"	6 5/8"	5450	5493.2	5726	3330
5189	11-07-63	9 5/8"	4 1/2"	5044	5068	5088	3200
5243	21-11-64	9 5/8"	4 1/2"	5303	5342	5353	3300
5503	21-06-71	9 5/8"	4 1/2"	4999.98	5035.98	5104	3200

F.C. : Float Collar / Z.G. : Zapato Guia

2.- Completación

(.) Los pozos de este bloque fueron completados como se observa en el cuadro siguiente :

Pozo	Arena	Intervalo (pies)	Tipo de Trabajo	Tiros/ pie	IPR	Fecha
4292	Salina	5344-4034	Baleo 747 tiros	3	333 x 34 x 3/16" x 414	11-03-52
5189	Salina	4609-4117	Baleo	1	Arenas bajo 4500'	01-11-63
		4609-4539 4985-4118	Squeeze Baleo / Perfpac	1	Limpió a 4995' 131 x 0 x WO x 1795	
5243	Salina	5179-4179	Baleo - 130	1	Sentó R-3 a 4960'	21-11-64
		5179-4989 5179-4989 4615-4589	tiros Multifrac Squeeze Baleo / perfpac	1	Sentó tap. DM a 4922' 108 x 40 x PU x 1234	07-02-65 16-06-65
5503	Salina	4950-4566	Baleo - 48 tiros	1	No produce. Sentó	17-01-97
		4536-3917	Baleo - 90 tiros	1	tapón EZ a 4550' 237x 0 x 3/8" x 5493	

Reacondicionamientos

(.) En los pozos del bloque se realizaron los siguientes trabajos :

Pozo	Arena	Intervalo (pies)	Tipo de Trabajo	Tiros/pie	Resultados		Fecha Trabajo
					Antes	Después	
4292	Salina	4906-3849	Baleo-227 tiros	1	22 x 2 x PU	56 x 5 x 1/4"	10-09-61
5189	Salina	4672-4024	Baleo	1	20 x 0 x PU	35 x 0 x PU	16-12-69

3.- Producción

(.) La producción acumulada es de 623,085 bls x 39,696 bls x 669,610 MPC , como se ve a continuación :

Pozo	Acumulado			WOR ACUM	GOR ACUM
	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (MPC)		
4292	424,552	7,392	359,601	0.0174	847
5189	117,852	3,635	211,669	0.0308	1,796
5243	26,601	28,669	97,940	1.0777	3,682
5503	54,080	NR	NR	NR	NR
TOTAL	623,085	36,696	669,210		

(.) El comportamiento productivo de los pozos del bloque se puede observar en los gráficos de : Rate vs. Tiempo, Acumulados vs. Tiempo, Corte de agua vs. Tiempo y GOR vs. Tiempo.

Pozo	Nro. de Gráfico			
	Rate vs. Tiempo	Acum. vs Tiempo	Corte agua vs. Tiempo	GOR vs. Tiempo
4292	1	5	8	11
5189	2	6	9	12
5243	3	7	10	13
5503	4	Sin Inform.	Sin Inform.	Sin Inform.

4.- Geología

El bloque denominado del pozo 4292 presenta como la mayor parte del yacimiento Portachuelo una complejidad geológica principalmente causada por el fallamiento y por los cambios laterales en relación a la ubicación de los pozos con respecto a la cuenca.

Este bloque está limitado por el Norte por la falla 5786, por el Oeste por la falla Límite y por el Sur por la falla 4409. Estas fallas presentan un salto vertical mayor a 350 pies. Por el Este, el bloque está limitado por unas pequeñas fallas que cortan a la arena 13 más allá del pozo 5503. El bloque está afectado también por otras fallas (fallas "M", "N" y "X") las cuales ocasionan sub-bloques estructurales, los que mantienen cierta independencia entre ellos.

El pozo productor 5243 (tiene 40 pies de arenas no abiertas a producción, pero con presencia de pescado) presenta mayor desarrollo de arenas que el pozo 4408 (abandonado) a pesar que su mayor parte se encuentra en el mismo bloque mostrado del mapa estructural (Figura 1-Anex.1).

El pozo 5243 no habría sido drenado por la producción del pozo 4292 situado a tan solo 10 acres, ya que está en un sub bloque distinto y tener un salto de falla de más de 350 pies y no observar ninguna comunicación hidráulica al momento de entrar a producir este pozo, por ello se le considera como un trabajo de alto potencial. El pozo 5243 fué perforado para reemplazar del pozo 4408 que fué abandonado solo por análisis de sidewall cores a pesar de haber encontrado fluorescencia.

En el Anexo 1 se muestran las secciones cruzadas A-A' y B-B' en las Figuras 2 y 3, respectivamente.

5.- Reservas

El estimado de reservas se realiza volumétricamente con los parámetros de roca calculados de información de los pozos del bloque.

(.) El petróleo original insitu del bloque de las arenas abiertas a producción es de 5,837.5 Mbls. Considerando un factor de recuperación final promedio de 12% quedan por recuperar un total de 77.4 Mbls de petróleo, distribuidos como se muestra en la Tabla 1.

(.) En el pozo 5243, según el análisis de registros eléctricos, se indica que quedan por abrir 40 pies de arena neta petrolífera con mejores características petrofísicas y de fluidos que las arenas abiertas a producción. Las reservas detrás de los forros son del orden de 33 Mbls.

6.- Resumen Histórico de cada pozo

(.) Las Tablas 2, 3 y 4 del Anexo 1, muestran los historiales de cada pozo en el que se incluye la cuadrícula, pozos vecinos, acumulados, trabajos de completación reacondicionamientos y algunos trabajos de limpieza de parafina y/o carbonato, así como los diagramas de completación respectivos.

7.- Niveles de Fluido

(.) En la Tabla 6 del Anexo 1, se han incluido la toma de niveles de fluido efectuado por el Departamento de Producción los días 31 de Julio y 1 de Agosto de 1997, donde se puede observar que los pozos tienen energía y alto contenido de crudo en la columna del pozo.

Los niveles de fluido se han registrado , usando el sonolog, generando impulsos acústicos en la superficie que viajan por el subsuelo. También es muy usado la medición a cable (wireline) se registra la profundidad del cable en el contómetro al cambio de peso en la bajada. En este punto se mide el nivel de fluido. El cable lleva en su parte final un muestreador con el cual se puede determinar porcentajes de agua ó crudo a determinadas profundidades. Tomando diferentes valores a diferentes profundidades se puede estimar volúmenes de petróleo y agua en el pozo.

8.- Análisis Económico

(.) Para el análisis económico se utilizó el programa Production Analysis (P.A.) para determinar los valores de Q_0 (rate inicial) considerando declinación hiperbólica con $b=0.5$ y declinación mensual de acuerdo al comportamiento del pozo. Con estos valores se obtiene :

Pozo	Caudal Inicial (bpd)	Reserva Remanente (Mbls)	Constante " b "	Declinac. Mensual
4292	35	26	0.5	5.68
5189	30	22	0.5	5.47
5243	50	46	0.5	5.06

(.) Se ha estimado un tiempo promedio de 5 días de trabajo para los pozos 4292, 5189 de 8 días para el pozo 5243 (pozo con pescado) y de 2 días para el pozo 5503-E.

(.) El costo de trabajo se observa en los AFE's adjuntos en los que se puede ver que el PAYOUT para un TIR estimado de 7 US\$/bl es de :

Pozo	Costo (US\$)	Payout sin tangibles (US\$)
4292	64,305	131
5189	61,124	143
5243	79,438	133
5503-E	36,146	244

Para tener mayor detalle de los costos estimados, se adicionan los AFE's respectivos en las Tablas 7, 8 , 9 y 10 respectivamente (Ver Anexo 1).

9.- Conclusiones

(.) Se tiene el pozo 5243 de gran potencial en arenas nuevas (40 pies), pero tiene un pescado a 4592 pies (posible tubing 2 3/8"). De ser exitoso el trabajo de pesca se pueden incrementar las reservas en 46 Mbl de crudo con una producción de 50 BOPD.

(.) Los pozos 4292 y 5189 necesitan efectuar trabajos de aislar zonas de gas y realizar baleo / rebaleo, con ello se puede incrementar la producción en 65 BOPD y las reservas en 48 Mbls de crudo.

(.) El pozo 5503-E fué de alta producción de gas , pero es potencial para producción por swab, en el swab registrado en 1993 hubo un promedio de 20 bls crudo / Swab con 3 intervenciones por mes (60 Barriles de crudo por mes).

10.- Recomendaciones

(.) Efectuar el trabajo de pesca y baleo de nuevas arenas en Salina Mogollón del pozo 5243.

(.) Realizar los trabajos de Rehabilitación de los pozos 4292 y 5189.

(.) Realizar el trabajo de bajar tubería en el pozo 5503-E para dejar pozo listo para producción por swab.

El tipo de análisis por bloque referido se ha realizado para el total de los pozos rehabilitados.

Tomando como punto inicial los pozos con mayor nivel de reservas, se desarrolló el programa de rehabilitaciones de pozos del año 1997 como se verá en el siguiente punto.

8. PROCEDIMIENTO Y EJECUCION DE LOS TRABAJOS

Durante 1997 se realizó la campaña de rehabilitación de 46 pozos ATA llevando a cabo trabajos de acidificación, baleos, rebaleos, evaluaciones con herramientas, limpieza de pozos, se ha obtenido un 75% de éxito. Se muestra en la Figura 18, la ubicación de los pozos rehabilitados en el Lote III - Portachuelo Mirador.

A continuación se describe cada tipo de trabajo realizado, se incluye un breve fundamento teórico y la parte práctica respectiva que muestra un trabajo ejemplo ejecutado en los pozos rehabilitados.

8.1 TRABAJOS DE ACIDIFICACION

Los ácidos son usados en estimulación de pozos por su habilidad para disolver formaciones minerales y materiales extraños como lodo de perforación, que pueden introducirse dentro de la formación durante la perforación del pozo y trabajos de reacondicionamiento. El éxito de la disolución de estos intervalos puede incrementar la productividad del pozo dependiendo de varios factores incluido el método de acidificación usado.

En adición a los usos normales de los ácidos, también son usados en los siguientes casos :

(.) Como lavador durante trabajos de fracturamiento, para disolver partículas finas formadas en el proceso de perforación permitiendo con ello que el fluido de fracturamiento entre a todos los perforados.

(.) Para romper emulsiones en la formación, cuando la emulsión es sensible a reducciones del PH ó es estabilizada por partículas finas que el ácido puede disolver.

(.) Para romper geles viscosos sensibles al ácido usados en tratamientos de fracturamiento si el gel no se ha roto después del tratamiento.

(.) Como mezcla inicial (Preflush) antes de un trabajo de squeeze con cemento.

Para seleccionar la mezcla ácida a utilizar es necesario conocer tres factores importantes que son los siguientes :

Estequiometría de la reacción ácida con los materiales del reservorio, relaciona la razón molecular entre los reactantes y los productos de la reacción. Una vez que la estequiometría es conocida, la cantidad de material de la formación disuelto por volumen de ácido puede ser calculado fácilmente.

Equilibrio termodinámico, establecido en muchas reacciones ácidas antes que el ácido reaccione totalmente. En particular, el equilibrio es totalmente alcanzado en la reacción de ácidos orgánicos (semejante a ácidos acéticos ó fórmicos) con formaciones limolíticas ó dolomitas. Consideraciones de equilibrio también controlan la precipitación de los productos de la reacción y pueden afectar el tratamiento efectivo de la formación.

Razón de la reacción entre el ácido en particular y material de la formación, que indica el tiempo requerido por el ácido para reaccionar.

En los trabajos realizados el problema encontrado ha sido presencia de carbonatos, el sistema ácido utilizado ha sido de ácidos minerales. Se ha elegido el ácido clorhídrico. Usualmente es usado un 15% (por peso) de solución de gas cloruro de hidrógeno en agua. Esta concentración frecuentemente llamada ácido regular fué originalmente cambiada por no contar con inhibidores y por la dificultad de prevenir la corrosión de las tuberías en soluciones más concentradas. Actualmente con el uso de inhibidores mejorados, altas concentraciones de ácido pueden ser usadas sin mayores problemas.

El ácido hidroclorhídrico es el ácido más usado debido a su costo moderado y por la solubilidad que tienen los productos de la reacción. La principal desventaja del ácido clorhídrico (HCl) es su alto grado de corrosión en los tubulares del pozo. Este nivel de corrosión es crítico a temperaturas sobre los 250 °F. Materiales de aluminio, cromo y metales plateados frecuentemente encontrados en las bombas de subsuelo, son fácilmente dañados.

Las rocas de carbonato son creadas por precipitaciones químicas y bioquímicas en un ambiente acuoso ó por transporte de granos clásticos. Los carbonatos originalmente precipitan en una roca que puede ser calcita (CaCO_3), ó dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), estos dos carbonatos sin embargo están frecuentemente intercalados. Rocas calcíticas y dolomitas pueden estar interlaminadas ó el calcio y la calcita pueden ser reemplazadas por magnesio entonces la roca forma una caliza dolomítica ó magnésica. Los ácidos usados (HCl, peso molecular : 36.47) reaccionan con los carbonatos para formar dióxido de carbono (CO_2), agua y calcio ó sal de magnesio, según las reacciones siguientes :



8.1.1 TIPOS DE ACIDIFICACION

Lavado Acido ó Spot Acid

Es una operación diseñada para remover costras solubles al ácido, presentes en las paredes del pozo ó en las perforaciones abiertas en producción. Este trabajo consiste en colocar una pequeña cantidad de ácido en la posición deseada en el pozo y permitir que reaccione, sin agitación externa, con las costras depositadas en la formación. Alternativamente el ácido puede ser recirculado y actuar sobre los perforados ó la cara de la formación. La circulación puede acelerar el proceso de disolución por incremento del rate de transferencia del ácido no usado hacia la superficie del pozo.

Acidificación Matricial ó Acid Squeeze

Es definida como la inyección de ácido dentro de la formación porosa (intergranular, vugular ó fracturada) a una presión menor que la presión a la cual la fractura puede ser abierta. El ácido a la matriz permite una penetración ácida radial dentro de la formación.

La estimulación es usualmente efectiva por remover el efecto de reducción de la permeabilidad cerca al wellbore (daño de formación), por engrandamiento de los espacios porosos y disolución de partículas que taponean estos espacios. La acidificación a la matriz es frecuentemente usada cuando el fracturamiento ácido puede ser riesgoso debido a posibles lutitas quebradizas u otros límites de flujo naturales que pueden mantener, hasta minimizar ó prevenir producción de agua ó gas. Cuando se desarrolla exitosamente, la acidificación a la matriz ofrece incremento en la producción de petróleo sin incrementar el porcentaje de agua ó gas producido.

Fracturamiento Acido (Acid Frac)

Es la inyección de ácido dentro de la formación a una presión alta (mayor a la presión de fractura), dirigida a fracturar la formación ó abrir fracturas existentes. La estimulación es exitosa cuando canales de flujo de alta conductividad permanecen abiertos después del tratamiento. Este canal es formado por la reacción ácida en las paredes de las fracturas solubles al ácido. Puede existir una alta conductividad de fractura después del tratamiento si entre las caras de las fracturas estimuladas no existe sello al ser liberada la presión y la fractura es cerrada. La longitud de la conductividad de la fractura creada por el fracturamiento ácido es determinado por una combinación del rate de la reacción ácida y el rate de pérdida de fluido desde la fractura hacia la formación. Esta longitud de fractura conductiva es el factor limitante de la estimulación.

Razones por la que se debe realizar un trabajo de acidificación

- Al intervenir un pozo y efectuar la limpieza respectiva se encuentra en los retornos, presencia de carbonatos ó parafina. En la formación Salina, el problema más común es la presencia de costras de carbonatos, causada frecuentemente por caídas de presión, cambios de temperatura ó mezcla de dos aguas incompatibles llegando a taponear la matriz ó fracturas, perforados y/o equipo de producción.

- Para el caso de la formación Amotape (Paleozoico) mediante análisis de muestras de canaleta y secciones litológicas. Las muestras de canaleta se tratan con ácido clorhídrico (HCl) al 10% y las reacciones respectivas se comparan al microscopio con aquellas producidas por una muestra de calcita, caliza y arenisca calcárea. Las secciones litológicas de los pozos pueden mostrar presencia de carbonatos en dos formas

a.- Como venas de calcita para relleno de fracturas.

b.- Como parte de la agregación de minerales en las cuarcitas, debido a un proceso simultáneo de solución capilar y deposición de calcita (reemplazamiento).

La efervescencia en los rellenos de fracturas constituidas por calcita es de máxima intensidad (100%) mientras que en las cuarcitas calcáreas por reemplazamiento son bastante leves (10%), como es de esperar, por lo tanto el porcentaje de muestra que efervesce está en proporción directa principalmente con la cantidad de venas de calcita presente en la sección estratigráfica.

Por ejemplo, en el caso del pozo rehabilitado 5374 Portachuelo, se encontró el análisis de las muestras obtenidas durante la perforación del pozo en los intervalos indicados .

Intervalo	% Venas	% Calcita	% Cuarzo	% Efervescencia
4750' - 4840'	25	50	50	23
4840' - 5190'	15	90	10	14
5190' - 5290'	40	80	20	35
5290' - 5370'	10	80	20	9
5370' - 5470'	20	100	-	20
5470' - 5550'	30	100	-	30
5550' - 5610'	10	100	-	10
5610' - 5870'	10	90	10	9

De acuerdo a los resultados obtenidos, la sección del Paleozoico del pozo 5374 es recomendable para una acidificación, por presentar un porcentaje de 20% de venas, de las cuales 85% son de calcita. Estos rellenos de fracturas ofrecen una mayor superficie al ataque del tratamiento, permite crear vías de flujo al petróleo y al mismo tiempo evitará la precipitación de carbonatos en los tubos de completación.

Un problema que se ha encontrado en gran parte de los pozos rehabilitados ha sido la deposición de parafina. En pozos viejos de muy bajo nivel de fluido que producen fracciones livianas, favorece la precipitación de ceras. El movimiento lento del crudo a través del tubing favorece la formación de la cera.

La precipitación de las ceras está gobernada por dos factores : la temperatura y la composición del petróleo. La solubilidad de la cera en el petróleo crudo disminuye rápidamente con la disminución de la temperatura, por eso las ceras de alto punto de fusión son las que se separan primero. Las ceras son más solubles en las fracciones livianas de petróleo que en las fracciones pesadas, entonces la pérdida de las fracciones livianas reduce la habilidad del crudo a mantener las ceras en solución.

Los depósitos de parafina en zonas productivas ó perforados al fondo del pozo suceden muy raramente porque la temperatura en el fondo es lo suficientemente alta para mantener los hidrocarburos a su fase líquida. Sin embargo, si la temperatura en el fondo es menor que el punto de solidificación del aceite crudo, entonces se formará el depósito de parafina.

En caso de pozos productores, otros factores que favorecen la deposición son : espacio de fluido “muerto”, movimiento lento, presencia de materias orgánicas en suspensión que se prestan para la adherencia de los cristales de cera.

La producción en forma de “neblina” en pozos de alto GOR que dejan una pequeña película de petróleo en las paredes del tubing. El incremento de la producción de agua puede minimizar la precipitación de parafina. Para remover la parafina se ha usado raspadores, cuchillas y otros aditamentos para limpiar casing, tubos y varillas. En casos de mayor dureza de parafina acumulada, se usan solventes químicos, bombeando estos productos en el pozo hasta alcanzar el nivel del líquido.

8.1.2 PROGRAMA DE ACIDIFICACION

Spot Acido

Se ha escogido dos pozos en los cuales se ha realizado Spot Acido, el pozo 5503 para tratamiento ácido en la formación Salina y el pozo 4926 en la formación Amotape. A continuación, se describen detalladamente ambos trabajos.

Pozo 4926 - Spot Acido a la Fm. Amotape

El Pozo 4926 según el historial incluido (Tabla 6), reporta la necesidad de realizar trabajos de acidificación periódicamente en la formación Amotape debido a la presencia de carbonatos. Este pozo tiene un liner de producción de 5" sentado a 5074' hasta el fondo a 5536'. Se ha preparado el programa de trabajo a seguir mostrado en la Tabla 7. Se ha calculado el volumen de ácido necesario para estimular el intervalo 5300' - 5180' (Tabla 8). Revisando el registro eléctrico SP-resistividad (Figura 19) se nota que los valores de resistividad y SP bajo los 5300 pies no son buenos, por ello se decidió spotear solamente sobre los 5300 pies que presentan mejores características, hasta 100' debajo del tope de la lana de producción (tope de la Fm. Amotape). Se ha estimado un volumen de 450 galones de mezcla ácida (Ver Tabla 8).

De trabajos anteriores se ha reportado presencia de parafina en poca cantidad la que eventualmente puede ser removida por circulación y rotación, en ese sentido, la mezcla será preparada para disolver carbonatos (HCl al 15%). Se estima un volumen de 33 bls de agua de formación para desplazar la mezcla y colocar el ácido en la posición deseada. El trabajo se ha realizado de la siguiente manera.

Armó equipo de servicio de pozos. Al limpiar el pozo, encontró tope duro a 5429 pies. Bajó broca de 3 3/4" + tubería, limpiando por rotación y circulación hasta 5552 pies, En los retornos encontró parafina y arena compactada con carbonatos. Bajó instalación con tubería quedando punta de tubos a 5484 pies. Swabeó pozo y recuperó 10 x 5 x 1/2 hr, NI : lleno, NF : 3800', Pistón : 3900'. Reposo pozo por 1 hora. Tomó nivel de fluido, encontró pozo lleno.

Realizó tratamiento ácido con los volúmenes calculados. Usó 450 galones de la mezcla PAD ACID (Cia. Halliburton) : HCl 15% + 1 gal/Mgal HAI-85 + 1% WS-36 + 10% solvente parafínico " A " + 2 gal/Mgal PEN-88. La mezcla fué desplazada con 33 bls de agua de formación. El pozo reposó por una hora, para permitir que el ácido reaccione en la formación.

Circulo pozo para desplazar el ácido. Swabeó 86 x 46 x 6 hrs, NI : lleno, NF : 4500', el nivel de fluido se mantiene lo que indica que el pozo aporta fluido, el volumen bombeado fué recuperado y se subió la punta de tubos a 5324'. El pozo quedó en producción por swab.

El 01-02-97 se bajó bomba de subsuelo + sarta de varillas, luego de 11 días de prueba se asignó el RPR de 20 x 8 x PU. Al 31 de Diciembre de 1997 tiene una producción de 4 x 1 x PU.

Pozo 5503 - Spot Acido a la Fm. Salina

De acuerdo al historial (Tabla 9), el pozo 5503 fué completado con casing de 4 1/2" y se encontraba cerrado desde Noviembre de 1993, tiene un tapón permanente EZ sentado a la profundidad de 4550' aislando el intervalo abierto de 4950' - 4566' de la formación Salina debido a una prueba de presión realizada que dió por resultado gradiente : 0.482 (zona con alta saturación de agua).

El programa de acidificación tiene como objetivo el intervalo superior de 4536' - 3917' de la formación Salina como se indica en el programa de rehabilitación preparado (Tabla 10).

Se ha calculado el volumen de ácido necesario considerando 20% del total de la mezcla para tratamiento de parafina (incluye 10% de solvente parafínico) y 80% para disolver carbonatos (Ver Tabla 11). Se ha estimado un volumen de 400 galones de mezcla para tratar el espacio comprendido entre el tope del tapón EZ y 60' encima del perforado superior. Para colocar la mezcla en la posición deseada se debe utilizar 18 bls de agua de formación. En la Figura 20 se muestra el registro eléctrico con el intervalo a tratar. A continuación se describe brevemente el trabajo realizado.

Armó equipo de servicio de pozos. Limpió con bela mecánica 280' , retornó lodo y carbonato. Armó equipo de rotar y al limpiar el pozo, encontró tope duro a 4480', continuó rotación y circulación hasta el tope del tapón EZ, en el retorno se encontró parafina y carbonatos. Sacó tubería con broca y bajó tubería con rima hasta el fondo, la punta de tubos quedó a 4536'.

Realizó Spot Acido con 80 gls de OSAM (mezcla Cia. B.J.) para tratamiento de parafina y 320 galones de HCl al 15% + aditivos para carbonatos, desplazó las mezclas con 18 bls de agua de formación. Limpió el ácido por circulación, retornó parafina + ácido gastado + carbonato, continuó circulando hasta obtener retorno limpio.

Swabeó pozo según la secuencia del reporte de swab mostrado en la Tabla 12. Luego de dos días de evaluación y de haber recuperado 660 barriles de fluido con un aporte de 563 bls (90-100% crudo) el pozo reaccionó y quedó fluyendo por forros y tubos.

Luego de cinco días de evaluación, se asignó RPR de 112 x 2 x F x 25/64" el 30-08-97. Se bajó bomba de subsuelo + sarta de varillas el 16-09-97. A Diciembre de 1997 tiene una producción promedio de 24 x 2 x PU.

Acid Squeeze

Pozo 5372 - Acid Squeeze a la Fm. Amotape

De acuerdo al historial (Tabla 13) el pozo 5372 reportó presencia de pescado a 5582' en Junio de 1986, el pozo estuvo en evaluación por swab con un promedio de 30 x 0 x 3 hrs de swab a inicios de 1997. Se presenta el programa de rehabilitación en la Tabla 14.

Para estimar el volumen de ácido necesario a utilizar en los trabajos de Acid Squeeze ó Acid Frac, las compañías de servicios sugieren emplear 20 galones de mezcla ácida por cada pie de intervalo a estimular. En el caso de la formación Amotape los intervalos de interés son grandes, con un espesor promedio de hasta 1000' lo que equivale a volúmenes de 20,000 galones (450 barriles) de mezcla. Estos valores son muy elevados y suponen altos costos. Por ello, en el caso de los trabajos descritos se ha revisado los trabajos de acidificación pasados del pozo así como los trabajos realizados en pozos vecinos. De esta información se puede obtener volúmenes empleados, concentraciones, caudal y presión de bombeo y resultados productivos. En base a esto se puede estimar valores más convenientes.

El trabajo se realizó de la siguiente manera. Se desfogó el pozo con presión de gas por forros, por tubos presión cero. Tensionó tubería y sacó instalación. Bajó broca + Drill collars + tubería, limpió por rotación de 5595' a 5599', encontró tope duro, sin avance, retornó carbonatos y partículas de hierro, sacó broca. Bajó estampa (impression block) marcó posible tubería. Bajó rima, no consiguió avance. Midió nivel de fluido a 3500'. Tomó registro GR-CNL-CCL de 5590' a 3600'.

El registro eléctrico obtenido (Figura 21) muestra la zona a balear. Se ha modificado el programa de baleo inicial reduciendo el número de tiros. De acuerdo al nuevo programa de baleo (Tabla 15) se continuó el trabajo. Baleó la formación Amotape en el intervalo 5477' - 4708' con 321 tiros (1 tiro/pie). Es necesario balear para crear la vía de flujo por donde será inyectado a presión el volumen de ácido recomendado. El pozo no reaccionó después del baleo.

Bajó tubería quedando P.T. a 5565'. Swabeó pozo recuperando 9 x 39 x 3 hrs, pozo recupera nivel de fluido, continua swab y recupera 6 x 18 x 4 hrs, con un aporte de 44 bls (22% crudo). Nivel final : seco. Sacó tubería de swab y bajó PKR 4 1/2" + N.A.+ tubería, sentó PKR a 4669.75'. Tomó nivel de fluido, pozo seco. Cia. B.J. realizó Acid Squeeze inyectando a la formación 1008 galones de OSAM al 10% + 3990 galones de HCl al 10%, desplazó la mezcla con 30 bls de agua de formación. Se registraron las siguientes presiones

Presión al inicio del bombeo	: 850 psi a un rate de 2.5 bpm
Presión Intermedia	: 1280 psi a un rate de 1.9 bpm
Presión Final	: 1100 psi a un rate de 2 bpm
Presión de Cierre	: 500 psi

El pozo quedó cerrado por dos horas para esperar acción del ácido. Abrió pozo con 0 psi. Tomó nivel de fluido a 2800'. Swabeó pozo, recuperando 52 bls de agua con ácido (0.5% crudo), se debe recuperar el volumen inyectado (149 barriles de fluido).

Se muestra en el reporte de swab (Tabla 16), la secuencia de swabeo realizada después del tratamiento.

Del reporte mostrado se observa recuperación del nivel de fluido en la últimas horas de swab donde el nivel se mantiene en 4500' , no se alcanzó a recuperar el total de agua inyectada, pero se registró aporte neto de crudo de 54 bls quedando por recuperar 60 bls de ácido gastado inyectados a la formación.

Liberó herramientas y sacó instalación de subsuelo. Bajó instalación de subsuelo con 1 tubo de cola + 1 tubo perforado + 1 tubo + tubería (segunda condición). Dejó P.T. a 5539', encontró fondo a 5599'. Swabeó pozo recuperando 10 bls (90% agua de formación) con ácido gastado. Desmontó equipo.

El 27-07-97 bajó bomba de subsuelo quedando N.A. a 5436'. Pozo quedó en producción a manifoild de campo. Después de un mes de producción sostenida se asignó RPR de 26 x 6 x PU el 12-08-97. A Diciembre de 1997 tiene una producción promedia de 5 x 2 x PU.

Fracturamiento Acido

Pozo 5376 - Acid Frac a la Fm. Amotape

En el caso de trabajos de fracturamiento ácido se había programado realizar este trabajo en la formación Amotape del pozo 5376 Portachuelo. De acuerdo al historial (Tabla 17), el pozo 5376 es productor de la Fm. Amotape, tiene dos tapones permanentes sentados a 5410' y 4600' respectivamente, los que aislan intervalos productores de agua. Tiene un intervalo abierto por Salina Mogollón. El programa de rehabilitación correspondiente se incluye en la Tabla 18.

El diseño del trabajo de Acid Frac fué realizado por la compañía B.J. Services. En este diseño se considera un volumen total de mezcla de 1000 galones de HCl al 15%, de los cuales 200 galones están compuestos de One Shot Acid Modificado (OSAM) con 20% de Tolueno y 800 galones de HCl al 15% para acidificación matricial. El fracturamiento será realizado con el fluido Super Allofrac II, 5 gpt con 300 sacos de arena blanca 16/30 de primera calidad. Los estimados de esfuerzos mínimos de fractura y otros parámetros para el cálculo se han determinado con los datos obtenidos en tiempo real durante el trabajo de Acid Frac realizado en Enero de 1997 en la completación del pozo 13008 del Yacimiento Portachuelo.

El intervalo a tratar del pozo 5376 en la formación Amotape es de 5191' - 5114', como parámetros de trabajo se tienen , gradiente de fractura : 0.82, gradiente de reservorio : 0.36, permeabilidad promedia : 5 md, temperatura de la formación : 137 °F a 5152'. Su utilizará tubería de 2 7/8" con un RBP de 4 1/2" sentado a 5210' y PKR de 4 1/2" sentado a 5050'. Según el diseño realizado por la Cia. B.J. , la fractura crece a través de las zonas desde 5237' - 5087', en la última etapa del trabajo, la altura propagada en el pozo es desde 5226' - 5105' a una presión promedio de 5800 psi, rate de bombeo de 15 bpm , potencia : 2131 HHP , presión final neta : 606 psi.

Los resultados del diseño muestran se obtiene un empaquetamiento completo de la zona objetivo (78' de altura neta) con una longitud empaquetada de 177', una concentración areal promedio de fractura de 0.74 libras / pie² y una conductividad promedio de 2975 md-pie lo que origina una permeabilidad de fractura de 29.456 darcies.

Se realizó el trabajo limpiando con broca hasta 4600' (tope de tapón permanente), retornó carbonato y parafina, molió tapón y limpió hasta 5443'. Encontró obstrucción en el pozo, herramientas no pasan de 4150'. Se bajó herramienta de registro de 1 11/16" GR-Neutrón-CCL, y registró desde 5400' a 4000'. Se revisó el registro eléctrico obtenido (Ver Figura 22) y se obtuvo el programa de baleo corregido para el intervalo a fracturar (Tabla 19). Realizó baleo en Amotape de 5191' a 5114' con 105 cápsulas Deep Star. Intentó sentar RBP y PKR según el programa de evaluación, pero no se pudo por obstrucción en el casing. Decidió bombear la mezcla preparada de 200 gls de PAD ACID y 1000 galones de HCl 10%, desplazó con 31 bls de crudo limpio. Bajó tubería quedando P.T. a 5356'. Swabeó pozo y recuperó 24 bls (100% crudo), después de reposo, no recupera nivel. Pozo quedó debiendo 5 bls de crudo utilizados en la toma de registro.

El pozo 5376 quedó como en producción por swab. El trabajo de fracturamiento no pudo realizarse debido a problemas de posible casing colapsado y por la imposibilidad de sentar herramientas. Se evaluó el pozo por swab dando como resultado 25 x 23 x 6 hrs en 5 pruebas realizadas.

Datos adicionales

Es importante considerar que en tratamientos ácidos donde el factor gravedad es importante (Spot Acidos), trabajos en los que se deben bombear mezclas de diferente concentración, es necesario conocer la densidad de cada mezcla ó fluido desplazante para evitar cualquier efecto de la gravedad ó precipitación de la mezcla bombeada inicialmente durante la etapa de reposo debido a su mayor densidad que la mezcla desplazante.

Los rangos de densidad de las mezclas más comunes, se pueden ver en la tabla siguiente :

Mezclas de PAD ACID usadas (*)			
HCl al 10%	HCl al 15%	HCl al 10%	HCl al 15%
20% solvente A	20% solvente A	30% solvente A	30% solvente A
10 gls/Mgls WS-36	10 gls/Mgls WS-36	10 gls/Mgls WS-36	10 gls/Mgls WS-36
1 gl/Mgl HAI-85	1 gl/Mgl HAI-85	1 gl/Mgl HAI-85	1 gl/Mgl HAI-85
1 gl/Mgl PEN-88	1 gl/Mgl PEN-88	1 gl/Mgl PEN-88	1 gl/Mgl PEN-88
Grav.Especif.: 0.99	Grav.Especif.: 1.01	Grav.Especif.: 0.97	Grav.Especif.: 0.99
Gravedad Especifica del Solvente A = 0.785			

(*) Información de la Cia. Halliburton

En los trabajos de acidificación realizados, se han contratado los servicios de las compañías Halliburton y B.J. para los tratamientos ácidos. Las mezclas usadas por ambas compañías son similares pero con nomenclaturas diferentes para los productos usados. Se muestra a continuación las mezclas usadas en estos trabajos :

Compañía B.J. Services	
Aditivo	Concentración
ONE SHOT ACID MODIFICADO (OSAM) - Tratamiento de parafina	
NE - 15, Surfactante	2 gal / Mgal
NE - 22, Surfactante	3 gal / Mgal
CL - 15, Inhibidor de corrosión	3 gal / Mgal
CLATROL - 6, Inhibidor de arcillas	0.5 gal / Mgal
HCl al 15%	Según lo calculado
FERROTROL -300 , Secuestrante de hierro	10 gal / Mgal
TOLUENO , solvente aromático	20%
HCl al 10% + Aditivos (Tratamiento de carbonatos)	
NE-15, Surfactante	2 gal / Mgal
CL-15, Inhibidor de corrosión	2 gal / Mgal
HCl al 10%	Según lo calculado
FERROTROL-300 , Secuestrante de hierro	10 gal / Mgal
CLATROL-6, Inhibidor de arcillas	0.5 gal / Mgal

Compañía Halliburton	
Aditivo	Concentración
PAD ACID (*) - Tratamiento de parafina / carbonatos	
HCl	15%
WS - 36	10 gal / Mgal
HAI - 85	1 gal / Mgal
Solvente parafínico "A" (Tolueno)	100 gal / Mgal
PEN - 88	2 gal / Mgal
LOSURF 357 , surfactante	1.5 gal / Mgal

(*) Mezcla usada en el tratamiento del pozo 4926

8.2 TRABAJOS DE PUNZONAMIENTO

El objetivo de una operación de punzonamiento es establecer comunicación efectiva entre el reservorio y el wellbore mediante la apertura de arena nuevas a producción. En algunos casos es útil *rebalear* un pozo en las misma zona en la cual fué originalmente baleada. La detonación de la escopeta remueve los materiales que bloquean la formación adyacente hacia el pozo en los perforados previos, simultáneamente crea más áreas de drenaje hacia el wellbore. También sobre un periodo de tiempo algunos de los canales originales hechos por los perforados pueden quedar totalmente bloqueados por migración de finos, costras, parafina, yesitos. Un rebaleo en estos casos puede incrementar el área de drenaje del wellbore.

Una escopeta típica se muestra en las Figuras 23 a y 23 b , consiste de un conjunto de cargas explosivas, un portacargas, un cordón detonante y un detonador. Las cargas son colocadas en el portacargas y conectadas con el cordón detonante. El detonador es colocado al final del cordón. Una sonda de registro Casing Collar Locator (CCL) es conectada al inicio de la escopeta para determinar con precisión la profundidad de la escopeta en el wellbore. La escopeta es bajada en el pozo con cable hasta la profundidad en que se desean hacer los perforados. Una corriente eléctrica transmitida por el cable activa el detonador lo cual genera una onda de choque que viaja a través del cordón detonante y dispara secuencialmente las cargas para producir los perforados.

El ensamblaje de la escopeta consiste de una serie de componentes explosivos diseñados para operar en una secuencia de tiempo predeterminada. La reacción en un componente dirigirá la reacción hacia el siguiente componente y culmina eventualmente en la perforación del casing y cemento. Una vez iniciada la secuencia explosiva, no puede ser detenida. Dado que la secuencia total desde la activación del detonador hasta la penetración del casing y cemento requiere solamente unos pocos microsegundos, es importante contar con un buen diseño del trabajo a realizar. Mal diseño ó inadecuado planeamiento puede resultar en perforaciones no efectivas por medio de las cuales no va a haber flujo de fluidos.

En el caso de pozos viejos la selección de la escopeta es realizada por las condiciones del pozo existentes. Por ejemplo pueden haber liners corroidos en casing dañado ó en hueco abierto, tapones permanentes ó herramientas tubulares que no pueden ser recuperadas sin incrementar costos. Estas condiciones pueden ocasionar severas restricciones en la medida y tipo de herramienta ser corrida, además si el pozo esta expuesto a formaciones de alta presión (gas), la selección del sistema de baleo puede incluir un equipo de control de presión adicional.

Cargas explosivas

Las cargas de los jets proveen una tremenda energía en un liviano y compacto empaque. Las cargas son diseñadas en una compleja operación que involucra variables relacionadas como ángulo de los conos, altura de la cabeza, espesor del liner (masa que necesita el jet para perforar casing, cemento y formación), presión ejercida en el liner, masa explosiva y velocidad de detonación. El explosivo principal es el que da la energía necesaria para producir el jet al colapsar el liner. Una carga puede ser diseñada para dar profundidad de penetración ó un diámetro largo de perforado, pero no ambos.

Tipos de escopetas

Las escopetas y los portacargas (charge carriers) están agrupados en dos categorías basadas en el área de aplicación

- Escopetas para punzonamiento a través de Casing (Casing Gun)

Son usadas para perforar diámetros grandes de casing. Todas son recuperables, algunas pueden volver a ser usadas. Una escopeta tipo Casing Gun esta compuesta de un portacargas (carrier) tubular con espesor de pared, en el cual las cargas son colocadas y posicionadas. El propósito del portacargas es lograr que las cargas esten protegidas de los fluidos y presiones del pozo. Las cargas detonan a través del screwport (portatomillos) ó machined ports (maquinados ó forjados). Los screwports son huecos que han sido perforados a través de la pared del portacargas y los cuales están sellados con tapones de metal delgados (port plugs), que están ajustados con empaquetaduras . Los machined ports son áreas delgadas las cuales han sido trabajadas dentro de la pared del portacargas. Los screwports y machined ports tipo Casing Gun son mostrados en las Figuras 24 a y 24 b respectivamente .

La eficiencia de la carga es mejorada por la reducción de la cantidad de metal en el tapón de metal (port plug) ó en el machined port. Además el pequeño residuo producido por el jet en la parte externa del port plug es mínima debido al poco espesor del tapón. Con escopetas tipo machined port, los portacargas están lo suficientemente bajo de la superficie externa de la escopeta, así que los residuos no se extienden a lo largo del contorno externo de la escopeta. La escopeta puede ser recuperada después del baleo y si los port plugs son usados pueden ser cambiados, nuevas cargas colocadas y la escopeta puede volver a ser usada.

El relativamente mayor diámetro de las escopetas de casing permite flexibilidad en la medida de las cargas que pueden ser usadas. Factores de diseño semejantes a diámetro lineal, altura, peso del explosivo y contrabalance (standoff), pueden ser ajustados para tener nivel de operación óptimo. Los residuos de las cargas son retenidos en el portacargas y se remueven del pozo para evitar el taponamiento de los estranguladores (chokes), válvulas y líneas de flujo.

Dado que la pesada pared de acero del portacargas absorbe la mayor porción del golpe de la detonación de la carga, el casing y el cemento quedan protegidos del daño. Las escopetas tienden a engrosarse ligeramente debido a las presiones generadas durante la detonación de la carga, por ello los diámetros de las escopetas a reutilizar son chequeados después de cada corrida para asegurar que ellos no excedan la tolerancia recomendada. Si sucede, la escopeta debe ser descargada.

Para proveer una variedad efectiva de modelos de perforación , las escopetas a casing tienen una amplia selección de espaciamentos ó densidad de disparo. El espaciamento (phasing) se refiere a la medida del ángulo entre dos cargas adyacentes si ellas fueran proyectadas para coincidir en un plano perpendicular al eje de la escopeta. Los espaciamentos más comunes son 0°, 60°, 90°, 120°, 180°. La escopeta mostrada en la figura 24 a, tiene un espaciamento de 90°. La densidad de disparo se refiere al número de tiros colocados en un pie de intervalo vertical. Las más comunes densidades de disparo están en un rango de 1 -16 tiros por pie (spf- shoot per foot).

Las escopetas tipo Casing Gun estan disponibles en secciones de longitud variada. Estas secciones pueden ser combinadas para perforar intervalos más largos que con una sola sección de escopeta. Cargas especiales también son usadas para aplicaciones a altas temperaturas. Las mayores limitaciones de la técnica Casing Gun está relacionada a la medida de la escopeta y a su rigidez. Pueden presentar problemas al pasar a través de pequeñas restricciones, casing colapsado ó tubería agarrada.

- Escopetas para punzonamiento a través de Tubing (Tubing Gun)

Usadas para perforar el casing debajo el tubing, casing que contiene restricciones que impiden el paso de escopetas de diámetros mayores y tubería de diámetro pequeño sentada en el casing. Algunas escopetas a través de tubing son recuperables, ninguna puede volver a ser usada. Utilizan varios tipos de portacargas, uno de los cuales es el portacargas hueco (hollow carrier). Se muestra un portacargas hueco (hollow carrier) tipo tubing gun en la Figura 24 c, que viene a ser esencialmente una versión de diámetro reducido de las escopetas a través de casing y tiene muchas de las mismas ventajas, estas incluyen protección de las cargas de los fluidos y presiones del pozo, absorbe el choque de la detonación de las cargas y remueve los residuos de las cargas desde el pozo. Sin embargo, por el tamaño más pequeño de los hollow carriers hacen que cargas más pequeñas deban ser usadas. Por ello diámetros de los huecos de entrada y profundidades de penetración son reducidas a valores inferiores a lo logrado con Casing Gun. Las escopetas no se vuelven a usar después que las cargas detonan a través de los portacargas. El espaciamiento generalmente está limitado entre 0° y 180°, la densidad de tiros varía desde 1 a 6 tiros por pie.

Para tener un diámetro más pequeño que permita un viaje más rápido y que provea la facilidad de pasar a través de tubería de diámetro reducido, por posible daño ó corrosión, otros tipos de portacargas son usados. Portacargas de sarta (strip) y de cable (wire). Ambos son mostrados en la Figuras 24 d y 24 e, respectivamente. Los portacargas de sarta (strip carrier) consiste de una sarta de metal cuyos huecos han sido punzonados para aceptar cargas. Los portacargas son fabricados en diferentes longitudes que pueden ser cortos ó combinados para lograr la longitud deseada. Tiene espaciamientos de 0° a 180° y rangos de densidad de disparo de 1-6 tiros / pie.

Los portacargas a cable (wire carrier) estan compuestos de varias piezas resistentes diámetros largos de cable, los cuales al ser ensamblados como una unidad estan disponibles para colocar cargas. El cable es fabricado en secciones largas y es cortado hasta la longitud requerida para la aplicación. Espaciamiento y densidad de tiro son los mismos que para el portacargas de sarta. En adición a su flexibilidad, portacargas de sarta y cable son relativamente livianos para perforar simultaneamente grandes intervalos ó zonas múltiples. Máximas longitudes son usualmente determinadas por la altura del equipo ó por el equipo de control de presiones. Además, cargas grandes pueden ser usadas, más que en las escopetas a través de tubing, del tipo hollow carriers, debido a que no tienen problemas con el espesor de pared ó con el engrosamiento de la escopeta. El casing puede absorber el choque y la presión generada por la detonación de las cargas, algunos residuos de las cargas usualmente permanecen en el pozo después del baleo. Dado que las cargas se encuentran expuestas a los fluidos del pozo, los rangos de trabajo en temperatura y presión son generalmente menores que en las escopetas tipo hollow carrier.

Escopetas tipo hollow carrier pueden ser usadas con sub ensamblajes para baleos selectivos (tiro a tiro), estos son colocados en las secciones de la escopeta y son detonados individualmente. Normalmente en casos de baleo masivo todas las secciones son detonadas simultáneamente. Por ejemplo una zona inferior puede ser baleada, la escopeta se mueve a la sección siguiente y dispara nuevamente. Ver Figura 23 c . Si se requiere , las secciones pueden ser espaciadas de manera diferente y tener diferentes densidades de baleo.

En los trabajos realizados durante la campaña de rehabilitación de pozos 1997 se ha usado escopetas tipo casing y tubing gun, según se muestra en la Tabla 20.

De la Tabla 20 vemos que se ha utilizado el tipo de escopeta de sarta de 1 11/16" de diámetro, con el sistema *Deep Star* caracterizado por la alta penetración de sus cargas y por la reducción de la interferencia entre cargas cuando se tiene alta densidad de tiros por medio de un diseño entre los tiempos de detonación de las cargas.

Se muestra a continuación las especificaciones de esta herramienta .

Características de la Escopeta Deep Star 1 11/16"	
OD normal de la escopeta	1.687"
Mínima restricción permitida	1.718"
Tipo de portacargas	Recuperable
Máxima longitud de la escopeta	Ilimitada
Máxima temperatura de operación	350 ° F
Presión máxima	15,000 psi
Condiciones del pozo	gas seco ó fluido
Densidad de tiros	1 - 8 tiros por pie
Espaciamiento	0° , trifásico, 90°

La longitud es restringida por la altura del lubricador y la altura del equipo. Con respecto a la penetración de la herramienta de 1 11/16" se tiene :

Hueco de entrada	Penetración	Tiros por pie	Tipo de Casing	Esfuerzo compresivo
0.24"	15.84"	8	4 1/2" 11.6 #ft	7200 psi
0.265"	16.36"	8	1/4" placa acero	concreto

Los trabajos de punzonamiento a tubing gun realizados en este periodo han sido por dos motivos :

- Cuando es necesario evaluar intervalos productivos diferentes, mediante el uso de herramientas como RBP ó PKR. Si tenemos sentadas estas herramientas se proceden a evaluar los intervalos baleados si perder tiempo de equipo. Si el pozo reacciona después del baleo, debe producir por tubos y es controlado con el Flow Control ó árbol de swab instalado en cabeza. Si no es posible usar herramientas, debido a problemas de diámetro reducido, obstrucciones en el pozo, casing colapsado ó falta de disponibilidad, el pozo debe producir por forros y tubos.

- Para controlar zonas de producción de gas. Algunos de los pozos intervenidos en esta campaña han registrado antecedentes de producción de gas, principalmente de la formación Salina. En caso de balear una zona de gas, teniendo tubería en el fondo se pueden efectuar maniobras de circulación, es decir, inyectar fluido para desplazar la producción de gas (matar el pozo) proveniente de algún intervalo baleado. En trabajos realizados con Casing gun no es posible bombear fluido para control de gas, solo se cuenta con la válvula de baleo instalada (shooting valve), adaptando un flow control en cabeza se puede desfogar el pozo por forros para reducir la presión del pozo.

Descripción de un trabajo de Punzonamiento

Es necesario contar con un registro eléctrico antes de balear para tener un registro de correlación con otro registro semejante . La herramienta de registro es ensamblada conectada con el cable y colocada en el ensamblaje del lubricador. El lubricador con la herramienta en su interior es izado y colocado en los BOP's.

El sistema de profundidad de la unidad está en cero. El pozo es abierto, la presión de cabeza es anotada, el seguro de la herramienta es abierto y es bajada dentro del hueco, conforme la herramienta desciende se controla el indicador de peso en la unidad de baleo para determinar el nivel de líquido en el wellbore, debido a la flotabilidad del líquido podría haber una caída en el indicador de peso de la herramienta cuando encuentre el líquido. Se tiene particular cuidado en zonas donde el wellbore tiene obstrucciones (según el historial del pozo), la velocidad de descenso se disminuye para evitar problemas.

Para fines de correlacionar, la escala del nuevo registro debe coincidir con la escala del registro a hueco abierto del pozo, esto facilita la correlación. Si las operaciones de baleo son desarrolladas cerca del fondo del pozo, la herramienta de logeo debe ser bajada hasta el fondo y el registro tomado desde este punto. La profundidad debe ser anotada y comparada con datos anteriores. Se toma registro en el intervalo programado y la herramienta es sacada del wellbore lentamente hasta quedar fuera del lubricador. El pozo es cerrado, el lubricador removido del BOP, la herramienta de logeo es sacada del lubricador, el conjunto es bajado al suelo y el cable es desconectado.

Antes de balear se debe verificar que el pozo tenga fluido a un nivel de seguridad ó colchón de fluido, en los trabajos de baleo realizados se ha considerado suficiente 1000 pies, en caso el pozo reaccione con presión después del baleo. Se usará agua de formación en zonas con problemas de gas y donde la formación no reaccione con el agua bombeada. Las formaciones arcillosas (Fm. Palegreda) tienden a reaccionar con el agua y provocan hinchamiento de arcillas. En estos casos, se recomienda usar crudo como fluido para baleo.

Se prepara el equipo de baleo. La escopeta y el collar locator (registro localizador de collares - CCL) son conectados al cable y colocados en el lubricador . El ensamblaje es izado y colocado en los BOP's. La escopeta marca su posición inicial cero, el pozo es abierto, la presión de cabeza es anotada, el seguro de la herramienta es abierto y la escopeta es bajada en el pozo. A medida que la escopeta desciende el nivel de fluido es controlado y se tiene cuidado con zonas donde puede haber obstrucciones. La escopeta es posicionada en la profundidad correcta con el CCL, si el intervalo a perforar está cerca del fondo del hueco y no se ha corrido registro previo, se debe tomar el fondo con la escopeta, se han tenido casos en que la profundidad final ha sido menor que la esperada y el programa de baleo ha sido modificado. La escopeta es posicionada a la profundidad apropiada y es detenida. Para detectar indicios positivos del baleo realizado, se nota un cambio de presión (indicado por un manómetro en la cabeza del pozo ó en el lubricador), cambio en el nivel de fluido (comparar niveles antes y después del trabajo) y tensión ó vibración en el cable de la escopeta cuando fué detonada.

La escopeta es recuperada con precaución, en las zonas donde pueden existir obstrucciones. Si es posible, se puede swabear el pozo sacando la escopeta lentamente, el nivel de fluido se eleva durante la subida de la herramienta, el fluido recuperado puede ir hacia un tanque ó pileta, se anota el nivel de fluido al terminar la subida de la herramienta. La escopeta es sacada lentamente del lubricador y el pozo es cerrado. El lubricador es separado del BOP, la escopeta es removida y el cable es desconectado. El equipo de baleo es desmontado.

8.2.1 PROGRAMA DE BALEO

Se describen a continuación dos trabajos de baleo, el pozo 8001 de tipo a través de casing y el pozo 4569 baleado con tubing gun.

Pozo 8001 - Baleo Casing Gun - Fm. Salina

De acuerdo al historial de la Tabla 21, el pozo 8001 del yacimiento Mirador estuvo produciendo con unidad de bombeo hasta Mayo de 1996 en que por problemas de parafina se sacó instalación de subsuelo. En Octubre de 1996 se bajó tubería de segunda condición para swabear el pozo periódicamente obteniendo una producción promedio de 34 x 1 x 4 hrs de swab. Del análisis del pozo se recomendó limpiar hasta el tope del PKR retainer sentado hasta 4471', si se encuentra carbonatos en el retorno, realizar tratamiento ácido. El objetivo principal era balear / rebaleo intervalos de Salina Mogollón , para ello se preparó el programa de rehabilitación respectivo (Tabla 22).

El trabajo en el pozo 8001 fué realizado con Casing Gun . Se limpió pozo con broca y rima hasta 4467'. Utilizó 50 bls de crudo para dejar nivel de fluido para registro y baleo. Tomó registro GR-CNL-CCL desde 4471' (tope de PKR) hasta 3700'. Con el registro eléctrico obtenido se corrigió el programa de baleo inicial quedando como el mostrado en la Tabla 23. Se puede observar en el registro eléctrico los tiros considerados a balear (Figura 25) . Realizó baleo selectivo en Salina en el intervalo 4442' - 3731' con 59 tiros. Pozo no reaccionó después de baleo. Retiró instalación de baleo. Instaló controles y bajó tubería para swabear pozo a fin de limpiar perforados y conseguir que el pozo reaccione.

La instalación de subsuelo quedó con la P.T. a 4417' y N.A. a 4321'. Swabeó pozo, NI : 300', NF : 3400', Pistón : 4000', recuperó 67.4 bls , fluyó 4 bls, total 71.5 bls (55% crudo). Nivel de fluido se mantiene en 3900'. Continúa swab recuperando 36 bls (97% crudo) de aporte de formación. Retiró instalación de swab. Se incluye la evaluación por swab realizada después de baleo (Tabla 24).

Sacó tubería de segunda condición, pozo fluyó 24 bls de crudo. Bajó nueva instalación con 1 tubo 2 3/8" c/t + ancla de gas + 1 tubo + tubería , quedando P.T. a 4408' , N.A. a 4322'.

El 18-07-97 bajó bomba de subsuelo y quedó produciendo a manifoild. Asignó RPR de 39 x 19 x PU x GOR : 2850. A Diciembre de 1997 tiene una producción promedia de 23 x 2 x PU.

Pozo 4569 - Baleo Tubing / Casing Gun - Fm. Palegreda / Salina

El pozo 4569 ha presentado fluorescencia en su registro eléctrico mayormente con trazas de poco a bueno. Ha tenido alta producción de crudo y baja producción de agua. Según el historial disponible (Tabla 25), no se ha efectuado ningún trabajo de acidificación a pesar de haber reportado presencia de parafina y carbonato en varios trabajos pasados. La formación Salina presenta 25' de arena neta en intervalos nuevos por abrir. En la formación Palegreda se tiene una arena neta de 5' , no probada en el área por lo que el reservorio debe tener su presión inicial por lo que se espera un buen nivel de reservas.

El programa de rehabilitación (Tabla 26) involucra balear y rebalear la formación Salina y opcionalmente la formación Palegreda.

La operación fué realizada de la siguiente manera : tomó fondo con bela mecánica a 4294'. Bajó broca 4 3/4" + molino + Drill collar , limpió por rotación y circulación hasta 4257', retornó carbonatos con arena de frac + partículas de fierro, levantó P.T. a 4217'. Se decidió realizar Spot Acido para disolver los carbonatos encontrados en la limpieza, para ello swabeó 0 x 122 x 4 1/2 hrs. Bajó P.T. a 4310'. Cia. Halliburton bombea 75 galones de HCl al 15% con 30 galones de tolueno + aditivos + 415 galones HCl 10%. Desplazó la mezcla con 12.5 bls de agua de formación. Pozo cerrado por 1 hora. Desplazó ácido gastado circulando 83 bls de agua de formación. Levantó P.T. a 4277', swabeó pozo recuperando 0 x 47 x 2 hrs , el pozo quedó listo para registro y baleo.

Se tomó registros eléctricos GR-CNL-CCL de 4325' - 3300'. El programa de baleo fué corregido con la información obtenida (Tabla 27). Se decidió utilizar herramientas para evaluar independientemente el aporte de la formación Palegreda. Bajó RBP 5 1/2" + pescante + tubería 2 3/8", sentó RBP a 3370'. Bombeó crudo para desplazar agua y dejar pozo con crudo. Desplazó agua con 61 bls de crudo. Swabeó pozo 0 x 16 x 2 hrs. Sacó tubería. Bajó 1 tubo + PKR R-4 a 3239.69' , P.T.a 3270'. Baleó la formación Palegreda de 3352' - 3348' con 12 tiros Deep Star escopeta 1 11/16". Pozo no reaccionó. Se tenía un volumen de cámara de 21 bls de crudo (anular + tubos). Se realizó swab de 16 x 2 x 1 hora, pozo reposó por 3 horas, volvió a swabear y recuperó 0 x 0.5 x 1/2 hora, tomó nivel final : seco. De los resultados concluimos que el reservorio Palegreda no aportó crudo, solo un poco de agua. Se decidió continuar con el trabajo en Salina Mogollón.

Trató de descargar PKR (resultado negativo), bombeó 14 bls de agua de formación y logró descargar herramienta. Sacó tubería + PKR R-4. Bajó tubería con pescante RBP, pescó y descargó. Sacó tubería + pescante + RBP. Retiró control BOP, colocó válvula de baleo y control BOP. Llenó pozo con agua de formación para continuar baleo. Nivel de fluido quedó a 1400'. Realizó baleo tipo Casing Gun con escopeta de 4" en la formación Salina , intervalo 4317' - 3703' con 225 tiros. Pozo no reaccionó. Bajó tubería y quedó P.T. a 4279'. Retiró controles.

Se realizó una evaluación con herramientas en los intervalos baleados de Salina Mogollón (Ver Tabla 28). En el nuevo registro GR-CNL-CCL obtenido se detalla los intervalos evaluados (Figuras 26 a , 26 b, 26 c y 26 d). Después de la evaluación por etapas se puede concluir que el intervalo 4317' - 4300' (nuevo-baleo) aporta crudo, el intervalo 4290' - 4230' (antiguo-rebaleo) tiene aporte de agua (98%) y los intervalos superiores tienen producción de petróleo. De acuerdo a ello se bajó instalación de subsuelo : 1 tubo + ancla de gas + 1 tubo + tubería, para evaluar el pozo quedando la P.T. a 4177' (15/10/97).

Debido a problemas de disponibilidad de materiales (varillas, motor de unidad de bombeo, etc), después de dos meses se bajó bomba de subsuelo profundizando la P.T. a 4281' (40' encima del primer perforado) para optimizar el trabajo de la bomba. A Diciembre de 1997 el pozo 4569 produce un promedio de 45 x 30 x 24 x PU.

8.3 TRABAJOS DE PRUEBAS DE PACKERS

La evaluación con herramientas se ha realizado por las siguientes razones

- Evaluar el comportamiento productivo de los intervalos abiertos a producción para determinar problemas como producción de agua, gas ó zonas drenadas, en estos casos decidir si es necesario aislar estas zonas y decidir la instalación de producción más conveniente.
- Tratamiento con ácidos. Es necesario cuando se necesita estimular mediante acidificación un determinado intervalo y evaluar el aporte productivo del mismo después del tratamiento.
- En operaciones de squeeze ó taponos de cemento, cuando es necesario aislar la producción debido a problemas de agua ó gas, se usa el conjunto RBP y PKR para efectuar dicha operación.
- Aislamiento permanente de zonas abiertas a producción. Después de probar con herramientas, los intervalos abiertos a producción, se puede decidir el abandono de intervalos inferiores con un tapón permanente perforable ó no perforable.

Tipos de herramientas usadas

Packer RTTS (Retrievable Tool Tester Settled)

Herramienta de evaluación usada con tubería cuya operación es muy sencilla. Para sentar la herramienta, requiere rotación hacia la derecha de la sarta de trabajo, es sentada aplicando peso a la tubería. La presión aplicada bajo el Packer hace que las uñas hidráulicas (hold down slips) de la herramienta se anclen en el casing para ayudar a prevenir el flujo desde abajo cuando el pozo empieza a producir. Tensionando hacia arriba se abre el bypass y libera el Packer. Algunas características de la herramienta son :

- Abertura total. El diseño del mandrel del Packer permite que grandes volúmenes de fluido sean bombeados a través de la herramienta. Herramientas a cable como escopetas, registradores, pueden ser corridos a través del Packer.
- Puede ser sentado y resentado cuantas veces sea necesario por simple manipuleo.
- Tiene uñas de carburo de tungsteno (tungsten carbide slips) activados por presión a través del tubing, estas uñas son diseñadas para proveer buen anclaje y mejorar la resistencia al desgaste en zonas del casing de alto esfuerzo.
- Incluye una válvula de circulación que es operada mecánicamente y es colocada en posición abierta ó cerrada durante operaciones de squeeze ó tratamientos con ácido, esta válvula se abre con facilidad cuando se requiere.

En los trabajos realizados se han usado los siguientes Packers

Medida	Rango del Casing (lbs)	Diámetro Externo	Mínimo Diám. Externo	Longitud
4 1/2"	9.5	3.79	1.8"	49.92"
4 1/2"	15.1-18.1	3.55	1.51"	47.01"
4 1/2"	11.6-13.5	3.75	1.8"	49.92"
5 1/2"	23-26	4.25	1.9"	46.17"
5 1/2"	20-23	4.25	1.8"	46.17"
5 1/2"	13-20	4.55	1.8"	46.38"
6 5/8"	24-32	5.43	1.9"	46.38"
6 5/8"	17-20	5.65	2.4"	52.10"

RBP (Retrievable Bridge Plug)

Tapón intermedio usado para operaciones como evaluación, fracturamientos, acidificaciones ó squeezes. Entre sus características tiene :

- Está equipado con uñas sólidas (solid slips), el RBP puede usarse en repetidas sentadas ó resentadas según se requiera.
- El cuerpo de la herramienta consta de un reducido diámetro externo combinado con un diámetro interno que tiene un centro de flujo con capacidad para altos volúmenes de fluido que permiten recuperar cualquier fluido pesado producido sin problemas.
- Las especificaciones de presión y temperatura están diseñadas para operar en condiciones extremas de trabajo.
- La manipulación del tubing y trabajo en el peso de la sarta es todo lo que se requiere para el sentado de la herramienta.

Los tipos de RBP usados en los trabajos realizados han sido los siguientes :

RBP TIPO MODEL 3L					
Medida Casing	Rango del Casing (lbs)	Diámetro Externo	Conexión roscada tope	Conexión roscada fondo	Longitud
4 1/2"	9.5-13.5	3.75	2 7/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RDEUE	109.15"
5 1/2"	23	4.35	2 7/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RD EUE	89.43"
5 1/2"	13-20	4.60	2 7/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RD EUE	89.43"
6 5/8"	24-32	5.43	2 7/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RD EUE	89.43"

RBP TIPO BV					
Medida Casing	Rango del Casing (lbs)	Diámetro Externo	Conexión roscada tope	Conexión roscada fondo	Longitud
4 1/2"	9.5-13.5	3.75	2 3/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RD EUE	61.77"
4 1/2"	13.5-15.1	3.62	2 3/8" 8RD EUE	2 3/8" 8RD EUE	61.77"
5 1/2"	13-23	4.40	2 7/8" 8RD EUE	2 7/8" 8RD EUE	62.84"
6 5/8"	20-32	5.46	2 7/8" 8RD EUE	2 7/8" 8RD EUE	62.88"

RBP TIPO MODEL N QUICK				
Medida Casing	Rango del Casing (lbs)	Diámetro Externo	Conexión rosc. tope (pescante)	Longitud
4 1/2"	9.5-13.5	3.75	2 3/8" 8RD EUE	86.58"
5 1/2"	13-23	4.40	2 7/8" 8RD EUE	89.12"

Se han utilizado estas herramientas de acuerdo a la disponibilidad de las mismas en el momento de la operación.

Tapones permanentes (EZ-SV)

Diseñados principalmente para operaciones de squeeze. Entre otras funciones se tiene :

- Hermeticidad de la zona a squeezear.
- Puede ser usado como un Bridge Plug.
- Aislar zonas de producción de agua ó gas no deseadas.

Entre sus principales características se tiene :

- Tiene una válvula de deslizamiento de presión balanceada para el control de movimiento de fluidos en el pozo. Esta válvula le da mayor flexibilidad en la operación. Movimiento de fluidos a presión a través de la válvula no afecta su posición.
- Mantiene la presión de squeeze en la zona de los perforados por la presión balanceada de la válvula deslizante (sliding sleeve valve).
- Es operado por simple manipuleo, la válvula se desplaza hasta sellar el tapón contra el movimiento de fluido en esa dirección. Deslizando la válvula hacia abajo permite el movimiento de fluido a través de la herramienta.

- La herramienta es sentada usando rotación hacia la derecha aplicando tensión hacia arriba de la sarta (pulling) hasta alcanzar la tensión de la válvula. Puede ser sentada también por cable eléctrico lo que da mayor seguridad en la operación. Datos importantes de la herramienta se muestran a continuación :

Tapón permanente TIPO EZ-SV						
Medida Casing	Diámetro del Casing	Peso Casing (lb/ft)	Máximo OD de la herram.	Mínimo ID del Casing	Máximo ID del Casing	Longitud
4 1/2" HW	4 1/2"	15-15.5	3.58"	3.38"	3.91"	25.1"
4 1/2"	4 1/2"	9.5-13.5	3.66"	3.91"	4.18"	25.1"
5 1/2"	5 1/2"	13-23	4.37"	4.67"	5.04"	25.4"
6 5/8"	6 5/8"	28-32	5.32"	5.67"	5.9"	31.5"

En los pozos rehabilitados ha sido necesario utilizar las herramientas RBP y PKR para evaluar el aporte productivo por formación ó de intervalos diferentes abiertos a producción. Efectuada la evaluación se decide abandonar ó no intervalos productores de agua y/o gas ó zonas de baja presión, mediante sentado de taponos permanentes como se ha realizado en los pozos de la siguiente tabla.

Pozo	Tipo de tapón	Fecha de sentado	Prof. de sentado (pies)	Formac. aislada	Intervalo aislado (pies)	Razón
4616	Bridge Plug 5 1/2"	21-08-97	4600	Salina	4847-4600	92% agua
4392	Bridge Plug 5 1/2"	05-10-97	4613	Salina	5470-4630	100% agua
4613	Bridge Plug 5 1/2"	07-10-97	4540	Salina	4955-4540	100% agua
4942	Bridge Plug 5 1/2"	27-07-97	4150	Salina Amotape	4567-4150 5577-4852	98% agua 100% agua
4292	Elite 5 3/8"	07-11-97	4950	Salina	5365-4950	Alto GOR

En la Figura 27 se muestran las herramientas utilizadas en los trabajos descritos.

8.3.1 PROGRAMA DE PRUEBA CON PACKERS

Pozo 6388 - Prueba con Packers - Fm. Salina

Se ha tomado como ejemplo el pozo 6388, un trabajo de evaluación con herramientas RBP y Packer de producción para probar posible producción de agua en la formación Amotape. En base a los resultados obtenidos se decidirá realizar un tratamiento con ácido ó abandonar la formación Amotape con un tapón permanente.

El historial respectivo (Tabla 29), indica que el pozo 6388 tiene un intervalo abierto en la formación Salina que registró alta producción de gas (4630' - 4085'). La formación Amotape tiene dos intervalos productores de crudo de 5587' - 5359' y 5325' - 5178'. En caso de no obtener buenos resultados en la evaluación de la formación Amotape, se puede producir el pozo por gas de Salina para la alimentación de motores con bombeo mecánico de acuerdo al volumen producido. El programa de trabajo se muestra en la Tabla 30.

En base a la información de producción anterior y la revisión de los registros eléctricos disponibles se decidió las etapas a evaluar. Se muestran en las Figuras 27 a, 27 b, 27 c, 27 d, 27 e, y 27 f, el registro eléctrico GR-SP-resistividad analizado, que incluyen las etapas evaluadas y las arenas abiertas a producción.

De acuerdo al diseño elaborado se han realizado las siguientes pruebas, mediante operaciones de swabeo con los resultados respectivos :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Volumen por recuperar (*)	Volumen Recuperado (bls)	Aporte (bls)
Bajó tubería con PKR para evaluación total.					
I	-	5316	11.86	76.7 x 12 hr	64.9 bls (32% crudo)
II	-	5160	14.49	27.5 x 3 hr	13 bls (25 %crudo)
Sacó tubería con PKR y bajó herramientas RBP y PKR para evaluar por zonas.					
III	colgado	5460	8.34	9.7 x 1 hr	1.4 bls (99%crudo)
IV	5460	5350	8.3	129 x 14 hrs	125 bls (97%crudo)
V	5350	5240	5.21	53.3 x 9 hrs	51 bls (96%crudo)
VI	5240	5160	10.22	96.8 x 9 hrs	89 bls (89%crudo)
VII	4640	4075	11.8	62.5 x 6 hrs	44 bls (94% crudo)
Después de esta etapa el pozo empezó a fluir 66.5 bls en 8 hrs (99% crudo)					

(*) El volumen por recuperar ó de cámara viene a ser el volumen contenido entre el RBP y PKR, espacio anular y tubing de la formación a evaluar. Si solamente se tiene PKR ó RBP en el fondo, el volumen sería limitado por la herramienta sentada. Una vez recuperado este volumen (mediante swab), la diferencia viene a ser aporte de la formación.

Es necesario controlar, en lo posible, el volumen y tipo de fluido que está en el pozo al iniciar la evaluación, para determinar con mayor seguridad el volumen de crudo recuperado.

Conocido el comportamiento productivo de una determinada etapa se continúa con la siguiente. La evaluación por swab de cada etapa se incluye en la Tabla 31.

De los resultados de la evaluación se puede concluir :

- La Formación Amotape presenta mejor nivel productivo en el primer intervalo abierto a producción 5587' - 5359' con un 98% de crudo, mientras que el segundo intervalo abierto de 5325' - 5178' tiene un 28% de producción de petróleo .

- El pozo tiene buen nivel de energía en la parte inferior debido a que empezó a fluir en la última etapa de evaluación.

- Es necesario bajar instalación de producción con la punta de tubos lo más cerca del fondo del segundo intervalo productivo, se recomienda +/- 1 tubo (30 pies) por dos motivos : En primer lugar, para conseguir el nivel óptimo de producción al tener la menor cantidad de fluido sobre la bomba de subsuelo y segundo para disminuir el aporte de agua proveniente del primer intervalo (80-60% de agua).

Se procedió a sacar herramientas del pozo y bajar instalación de producción 1 tubo c/t + ancla de gas + 1 tubo + tubería. La punta de tubos quedó a 5513 pies. Se bajó bomba de subsuelo + sarta de varillas el 13-09-97 y pozo quedó en producción a manifoild. Después de 20 días de producción sostenida, se asignó RPR de 115 x 31 x PU x GOR: 1821. El último dato de producción al 31-12-97 es de 105 x 35 x 24 x PU.

8.4 TRABAJOS DE LIMPIEZA DE POZOS

La limpieza de pozos es una parte importante de cualquier trabajo de workover ó rehabilitación programado. Inicialmente se registra el fondo del pozo, agregando tubería si el pozo tiene instalación de subsuelo, si el pozo no tuviera instalación (pozo ATA), es necesario bajar tubería para tomar tope. Si el pozo no está limpio, en primer lugar se usa la bela mecánica que es un tubo de aproximadamente 9' de largo , bajado con cable para limpiar arena que pueda existir en el pozo mediante pistoneo, recogiendo sólidos y acumulándolos en su interior hasta sacarlos a superficie.

Continuando la limpieza, se usa la rima, herramienta bajada con tubería para limpiar la parafina ó costras de carbonato de las paredes del casing y verificar si existe algún colapso u obstrucción. Si se encuentra tope duro y no se registra avance en la limpieza, será necesario usar equipo de rotación, armar el power swivel y conexiones para circulación de fluidos. Se usará el ensamblaje Broca + reducciones + Drill collars.

La broca es el elemento cortante, de diámetro de acuerdo al tamaño del casing , las reducciones para conectar los diámetros de la broca y botellas. Los Drill collars ó botellas son los elementos que dan peso a la sarta a la hora de rotar, usualmente de 27 libras/pie en longitudes de 30 pies. En caso de operaciones de pesca son usados para amortiguar los golpes como consecuencia del uso de martillos hidráulicos ó mecánicos.

Se inicia la rotación acompañada de circulación del pozo con fluido que puede ser agua de formación. Es importante observar los retornos, en caso de continuar observando presencia de carbonatos ó parafina se debe recomendar un tratamiento ácido. Si se reportan partículas de fierro, es posible que alguna herramienta, tubular ó casing colapsado afecten al pozo, por lo que sera necesario usar pescantes adecuados ó ensanchadores de casing respectivamente.

Si la limpieza es exitosa se encontrará fondo en el Float collar ó en una profundidad que no interfiera con el trabajo programado. Concluida la limpieza del pozo se continúa con el programa de trabajo.

Se muestra en la Figura 28, algunas herramientas utilizadas para la limpieza de pozos en los trabajos realizados, que involucran limpieza de casing ó recuperación de materiales extraños encontrados en el fondo.

8.4.1 PROGRAMA DE LIMPIEZA DE POZOS

Pozo 5988 - Limpieza de pozos / Bajar tubería de swab - Fm. Salina

Se ha tomado como ejemplo el caso del pozo 5988. Según el historial respectivo (Tabla 32), este pozo se encontraba cerrado desde Agosto 1978. Tiene un tapón Baker sentado a 5095' desde el año 1978 para aislar intervalo inferior productor 80-100% agua. Fue puesto en producción por swab periódico durante 1993 obteniendo un promedio de producción de 20 x 0 x 3 hrs. A inicios de 1994 quedó abandonado (ATA) hasta el año 1997 en que fue rehabilitado.

Se adjunta el programa de rehabilitación en la Tabla 33, así como el registro eléctrico GR-SP (antiguo) con los intervalos abiertos a producción (Figura 29).

En Febrero de 1997 se bajó tubería y encontró presencia de parafina dura, se limpió con barrenos hasta 1500' y se bajó tubería para swab. Se realizaron pruebas periódicas con un promedio de 6 bls de crudo por hora.

En Julio de 1997 se intervino el pozo nuevamente. El objetivo era limpiar el pozo hasta el fondo y cambiar la tubería del pozo que pueda estar deteriorada por instalación nueva. La operación se realizó como sigue. Desfogó pozo. Tensionó tubos y retiró brida. Agregó 2 tubos y tomó fondo a 5077'. Sacó tubos agregados. Sacó instalación del pozo, tubería salió muy reprimida y corroída, en total sacó 150 tubos 2 3/8" x 30', encontró tubo roto a 990' (partido), otro tubo con agujero a 2820'. Tomó nivel de fluido a 430'. Bajó bela mecánica, tomó tope a 5075', limpió con bela hasta 5085' (10 pies), encontró tope duro, sacó arena de formación y carbonatos. Retiró bela mecánica, bajó rima 5 1/2" + tubería del pozo. Tomó tope a 5085'. Sacó tubería + rima 5 1/2".

Bajó 1 tubo 2 3/8" E/A + N.A. + 161 tubos de 2 3/8" (tubos nuevos). Tomó fondo a 5085' (10' de suciedad encima de tapón Baker a 5095'). Sacó un tubo y quedó P.T. a 5053.1', N.A. a 5021.9', para producir intervalo de 5085' - 5062' que presenta regulares valores de resistividad - SP según su registro eléctrico (Ver Figura 29). Sentó tubería en brida y chequeó nivel de fluido a 400'.

El pozo fue swabeado periódicamente cada 15 días durante 4 meses, obteniendo una producción promedio de 29 x 4 x 4 hrs.

9. RESULTADOS OBTENIDOS

De los 46 trabajos de rehabilitación realizados durante 1997, 45 fueron ejecutados en el yacimiento Portachuelo y 1 trabajo en el yacimiento Mirador (Pozo 8001).. Se lograron 36 pozos productivos lo que representa un 78% de éxito. En las Tablas 1 y 2 se muestra esta información en detalle. Los trabajos, tanto programados como realizados están referidos principalmente a :

Tipo de Trabajo	Total	Exitos	(%)
Baleo - Rebaleo	20	18	90
Baleo - Rebaleo - Spot Acido	8	5	63
Spot Acido	7	7	100
Acid Squeeze (Acid Frac)	4	2	50
Prueba con Packers	3	2	75
Otros	3	1	33
TOTAL	46	36	78

Información adicional se observa en las Tabla 34, así como en los Gráficos 2, 3 y 4.

De la Tabla anterior podemos ver que se ha obtenido mayor porcentaje de éxito en los trabajos de limpieza con carbonatos ó parafina mediante Spot Acidos.

En los trabajos de Baleo / Rebaleo se ha obtenido un 90% de éxito. Dos trabajos (pozos 5243, 5007) no fueron exitosos debido a que se abrieron intervalos productores de agua.

En los trabajos combinados de Spot Acido, Baleo / Rebaleo se ha tenido un éxito de 63%. Los trabajos no exitosos fueron por alta producción de agua (pozo 4707) y además de tener alto WOR, presentan intervalos productores con bajo nivel de energía (pozos 5527 y 4613).

La mayoría de estos trabajos se ha realizado en el reservorio Salina (36 trabajos) aproximadamente 78% del total. Ver Tabla 35 y Gráfico 5.

Al 31 de Diciembre de 1997 se tiene lo siguiente :

- (.) 30 pozos están produciendo con equipo de bombeo artificial.
- (.) 1 pozo se encuentran esperando disponibilidad de equipo de producción artificial.
- (.) 6 pozos producen mediante swab periódico con alta producción.
- (.) 2 pozos esperan evaluación por swab periódico para probable abandono.

(.) 6 pozos abandonados por problemas diversos (mecánicos, de fluidos, bajo nivel de energía).

Problemas encontrados

Los problemas más comunes que se han encontrado durante la ejecución de los trabajos han sido los siguientes

(.) *Diámetro reducido del casing* . Es común encontrar obstrucciones en pozos ATA y es más difícil trabajar en pozos con diámetro reducido como 4 1/2". En primer lugar la presencia de carbonatos ó parafina en las paredes del casing dificultan el paso de herramientas al pozo. Es necesario contar con herramientas de diámetro reducido (PKR, RBP). En casos de trabajos de baleo se ha utilizado escopeta a cable con la técnica tubing gun debido a la imposibilidad de bajar herramientas de diámetros mayores.

(.) *Casing colapsado que no permitió evaluar el pozo correctamente* . Colapsos de casing producidos por las presiones internas de la formación al pozo, fueron encontrados en el pozo 5243 que fué registrado con herramientas GR-CCL de 1 11/16" mostrando intervalos prospectables, sin embargo, al balear el pozo se tuvo alta producción de agua. Se intentó evaluar los intervalos abiertos, para determinar las zonas con aporte de agua, pero por las condiciones del mismo fué imposible bajar herramientas.

(.) *Presencia de abundante parafina y/o carbonato* . Frecuente en pozos con antecedentes de producción de alto corte de agua. En varios casos, en los retornos de la limpieza del pozo se ha encontrado parafina y/o carbonatos inclusive películas de carbonato de espesores de hasta 1/16" ó 1/8" en los que ha sido necesario realizar tratamiento ácido.

(.) *No disponibilidad de herramientas de baleo adecuadas para el diámetro del casing* Problema común en pozos de diámetro reducido sea por el diámetro del casing ó por obstrucciones en las paredes del pozo, en los que no se cuenta con herramientas de registro baleo de diámetros pequeños. En estos casos no se ha podido tomar registros CNL (usado para detectar zonas de gas) debido a que no hay sondas CNL de tamaño reducido, solo se ha utilizado registros GR-CCL de 1 11/16" lo que disminuye la calidad de interpretación del registro.

(.) *No disponibilidad de herramientas para pruebas selectivas por diámetro muy grande del casing*. Se ha tenido este problema en pozos con casing de 6 5/8" . Herramientas de evaluación (RBP y PKR) de diámetros sobre 5 1/2" son escasas en la zona, por lo que no se llevaron a cabo las pruebas programadas.

(.) *Presencia de pescados y materiales extraños en el pozo*. Se ha encontrado obstrucciones en el pozo 4601 y pescado (tubo 2 3/8") en el pozo 4610 , lo que imposibilita continuar en el trabajo programado.

(.) *Agarre de tubería*. Al sacar herramientas (RBP, PKR) se pueden producir agarres en las paredes del pozo, reflejadas en altas tensiones de manipuleo. Esto puede ocurrir en zonas con presencia de carbonato ó zonas con casing dañado que permite el ingreso de sólidos al pozo, reduciendo el área de trabajo en el casing.

(.) *Sentado incorrecto de herramientas de evaluación por problemas de la herramienta, del pozo ó de otra clase.* Se han reportado dos casos de sentado incorrecto de herramientas de evaluación RBP y PKR debido a errores en el cálculo de la tarja en el equipo de servicio de pozos, se corrigió el error a tiempo evitando una mala evaluación y pérdida de tiempo y dinero. Herramientas antiguas ó deterioradas no aseguran un buen aislamiento de la zona a evaluar por lo que puede presentar paso de fluido de zonas no deseadas.

Pozos que no tuvieron buenos resultados

Pozo 4601. Se tenía programado realizar un trabajo de Acid Frac en Amotape y dependiendo del aporte productivo obtenido, realizar un baleo y rebaleo en Salina. Era necesario limpiar el pozo hasta el fondo de liner perforado de 5" a 5369.7 pies, sin embargo al bajar broca, se consiguió avanzar hasta 2024 pies, no avanzó más, retornó partículas de fierro. Se decidió abandonar el pozo por obstrucción en el fondo.

Pozo 4610. El trabajo programado era realizar un baleo - rebaleo en Salina y acidificar la formación Amotape. El pozo tiene casing perforado de 5 1/2" desde 5267 pies hasta la profundidad final de 5661 pies.

Se limpió pozo por rotación con molino de 4 3/4" hasta 5653 pies, por circulación retornó arena de frac, greda y carbonato molido. Bajó instalación con 167 tubos + PKR de producción sentado a 5197 pies con punta de tubos a 5230 pies. Se realizó un Acid Squeeze con 600 galones de OSAM + 2400 galones de HCl al 10% + solventes, desplazó la mezcla con 20 bls de agua de formación. Reposó por dos horas. Swabeó y recuperó el ácido gastado, en las últimas corridas el pozo estuvo aportando crudo (60-65%). Al descargar y sacar el PKR, salió dañado, sin empaquetaduras ni uñas. Bajó pescante, intentó pescar, negativo. Bajó estampa 3 3/4", tomó tope a 2044 pies, marcó punta de tubos, bajó molino 4 3/4", circuló con agua de formación, retornó ácido con carbonato. Sacó tubos + molino, bajó estampa 3 3/4", marcó casing colapsado, intentó pescar con arpón 2 3/8", resultado negativo. Se mezcló 60 bls de agua de formación con soda cáustica (para dar peso a la mezcla y mayor capacidad de acarreo de sólidos), bajó cople dentado a 2044 pies y circuló pozo de forros a tubos. Bajó Taper Tap de 1 1/8" , trató de pescar, negativo. Sacó herramientas. La operación de pesca duró 8 días, teniendo que continuar el programa, se decidió abandonar el pozo por pescado.

Pozo 4613. El trabajo programado era balear y rebaleo en Salina. Se limpió con broca hasta 4256 pies retornando trozos de carbonato. Sacó tubos y bajó cople dentado hasta 4955 pies. Se realizó un Spot Acido con 800 galones de mezcla, se desplazó con 18 bls de agua. Reposó por una hora, swabeó el ácido gastado y el pozo aportó 95 bls de agua. Bajó herramientas RBP y PKR para determinar zonas de aporte de agua, encontró tope duro a 4264 pies, sacó instalación y bajó broca 4 3/4" + molino 4 3/4", limpió hasta 4976 pies (float collar), retornó nuevamente carbonato y parafina, posiblemente la mezcla usada no fué de la concentración adecuada ó la cantidad usada no fué suficiente. Sacó broca + tubos , bajó herramientas RBP y PKR y realizó las siguientes evaluaciones por swab

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	Colgado	4680	11 bls (100% agua)
II	4675	4450	12 bls (100% agua)
III	4440	4119	31 bls (100% agua)
IV	4050	3955	11 bls (100% agua)

Sacó herramientas y tomó registro eléctrico GR-CNL-CCL desde 4975 pies a 3700 pies. Baleó la formación Salina desde 4975 - 3700 pies con 77 tiros. Pozo no reaccionó, sacó herramienta de baleo. Bajó tubería con punta a 4896 pies. Swabeó 71 barriles (100% agua). Decidió evaluar nuevamente con RBP + PKR. Evaluó de la manera siguiente :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	Colgado	4735	16 bls (20%crudo)
II	4735	4581	10 bls (100% agua)
III	4540	4350	22 bls (12%crudo)
IV	4005	3926	8 bls (10%crudo)

Sacó herramientas y sentó tapón permanente a 4540 pies, aisló intervalos productores 100% agua. Sin embargo es notorio que el pozo no recupera su nivel de fluido con facilidad (bajo nivel de energía del reservorio) y tiene poco aporte de crudo (7-10%) por lo que se consideró como pozo de swab periódico.

Pozo 4707. Se programó un trabajo de baleo y rebaleo en Salina. Limpió pozo con broca de 4 3/4" + String Miller 4 3/4" hasta 4928 pies, encontró tope duro, retornó partículas de carbonato durante la circulación. Se realizó un Spot Acido con 950 gls de mezcla. Reposó por dos horas. Bombeó con 28 bls de agua de formación para desplazar ácido, salió 1 barril de ácido gastado, pozo tomó 28 bls de agua. Sacó tubos + broca + miller. Bajó tubos para swabear y recuperó 61 bls de agua de formación. Sacó tubos y tomó registro GR-CNL-CCL desde 4936 - 3632 pies , corrigió programa de baleo y baleó la formación Salina en el intervalo 4929 - 3825 pies con 52 tiros. Bajó RBP y PKR para evaluar pozo obteniendo los resultados :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	Colgado	4832	308 bls (100% agua)
II	4770	4509	15 bls (100% agua)
III	4500	4372	9 bls (100% agua)

Con el fin de evaluar con más detalle se preparó un nuevo programa de pruebas como sigue :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	4852	colgado	4 bls (100% agua)
II	4852	4780	15 bls (100% agua)
III	4770	4632	2 bls (100% agua)
IV	4632	4496	5 bls (10%crudo)
V	4496	4300	4 bls (100% agua)
VI	4300	4068	43 bls (1%crudo)
VII	4010	3816	13 bls (4% crudo)

De las pruebas realizadas se observa el alto corte de agua de los intervalos en producción. Liberó y sacó herramientas, bajó tubos hasta 4000 pies, swabeó pozo, recuperando al inicio aceite y después 100% agua. Pozo quedó con tubería para swab, decidió abandonar por alta producción de agua.

Pozo 4714. Se deseaba aislar zona productora de agua en Salina y efectuar un tratamiento ácido en Amotape. Trató de bajar PKR de 5 1/2" y no pasó a 3723 pies, limpió pozo con molino + rima hasta 5500 pies, retornó trozos de carbonato. Bajó tubos + PKR, sentó PKR a 5040 pies. Swabeó 352 bls, en las últimas corridas recuperó 1.5% de crudo. Descargó y sacó herramientas. Bajó RBP + PKR y realizó el siguiente programa de pruebas :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	4600	4430	121 bls (0.2%crudo)
II	4450	4217	11 bls (100% agua)
III	4200	3901	116 bls (2.5%crudo)
IV	3912	3660	222 bls (5-23%crudo)
V	3060	3552	93 bls (0.5%crudo)
VI	3530	3325	314 bls (1-15%crudo)

Sacó herramientas y bajó instalación con tubos + PKR, sentó a 3836.5 pies para producir intervalo superior de Salina (ver anexo - pozo 4714). Se tuvo el pozo en producción con bomba de subsuelo por 14 días en los cuales tuvo una producción promedio de 6x217x24xPU.

Debido al alto corte de agua, se decidió retirar el equipo de subsuelo y abandonar el pozo.

Pozo 5007. El trabajo recomendado era balear y rebalear en Salina. Limpió pozo con broca + rima 5 1/2" y circuló hasta 5482 pies, retornó fierro molido. Sacó broca + rima y bajó herramientas para evaluación por swab.

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	colgado	5060	16 bls (100%agua)
II	4750	4680	8 bls (100% agua)
III	4330	4188	12 bls (100% agua)
IV	4180	3992	7 bls (100% agua)

Descargó y sacó herramientas, preparó nivel de fluido para baleo, no se tomó registro eléctrico porque se contaba con registro CCL para poner en profundidad la herramienta de baleo. Realizó baleo en el intervalo 5472 - 4070 pies con 114 tiros, pozo no reaccionó. Retiró herramientas, bajó tubería hasta 5402 pies para swabear. Swabeó y recuperó 70 bls (100% agua). Sacó tubería y bajo tubos con RBP + PKR para nuevas pruebas .

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	4900	4804	15 bls (100%agua)
II	4740	4671	10 bls (100% agua)
III	4676	4438	12 bls (100% agua)
IV	4160	3968	6 bls (100% agua)
V	3970	3819	4 bls (100% agua)

Continuó swab, pozo no recupera nivel con facilidad, últimas corridas produce 100% agua. Sacó herramientas y decidió abandonar el pozo por alta producción de agua.

Pozo 5232. El trabajo programado era balear y rebalear en Salina. El pozo tenía un PKR de producción anclado en el casing de 9 5/8", tensionó hasta 55,000 libras y desancló herramienta, sacó 46 tubos, detectó punta de pesca a 1382 pies. Bajó nipple con guizador de 5 1/2" hasta 1213 pies (no llegó a punto de pesca). Bajó estampas de 8 1/4", 4 1/4" y 3 1/2" hasta 861 pies, marcó casing colapsado. Se decidió abandonar el pozo por obstrucción a 1382 pies por posible colapso del casing de 9 5/8".

Pozo 5243. Este pozo tenía un tapón DC sentado a 4922 pies en el casing de 4 1/2", en un trabajo anterior en Julio de 1996 se encontró tope duro a 4592 pies, posiblemente un tubo de 2 3/8". El objetivo en este pozo era recuperar el pescado, moler el tapón y balear - rebalear en Salina.

Seguidamente se describe el trabajo realizado. Bajó estampa de 3 1/2" hasta 4620 pies, detectó tope de tapón, no encontró supuesto pescado. Bajó molino de 3 5/8" y rotando de 4649 hasta 4724 pies, molió tapón permanente, retornó fierro y cauchos, limpió hasta el tope a 4917 pies. Swabeó pozo y recuperó 91 bls (100% agua). Intentó bajar herramienta GR-CNL-CCL de 3 5/8", no pasó de 2103 pies, probó con el CNL solo, resultado negativo, intentó bajar con escopetas de 3 5/8" primero y 3 1/8" después (sin detonantes) con resultados negativos. Utilizó herramienta de registro GR-CCL de diámetro reducido de 1 11/16", no bajo registro neutrón por fallas en la herramienta, registró solamente desde 4908 a 4055 pies. Intentó bajar escopeta de 3 1/8", no pasó de 2103 pies. Bajó herramienta Casing Roller (ensanchador de casing) y repasó hasta 2122 pies. Intentó bajar nuevamente registro GR-CNL-CCL, no pasó de 2103 pies, probó solamente con el registro CNL (neutrón compensado), no pasó. Decidió bajar solo neutrón simple de 1 11/16", tomó registro desde el fondo hasta 4050 pies, bajó escopeta de 3 3/8", no pasó. Se utilizó escopetas de diámetro reducido de 1 11/16" Deep Star.

Realizó baleo del intervalo de Salina 4918 - 4609 pies con 69 tiros. Swabeó pozo y recuperó 34 bls de fluido (100% agua). Debido al colapso del casing no se pudo bajar herramientas de evaluación para identificar los intervalos con aporte de agua.

Bajó instalación de producción con bomba PCP para acelerar la recuperación de agua del pozo. Permaneció en evaluación por dos meses con un promedio de producción : 0 x 111 x PCP. Se decidió retirar el equipo de subsuelo en Octubre de 1997 y abandonar el pozo por producción 100% agua.

Pozo 5374. El trabajo programado era acidificar la formación Amotape, balear la formación Salina y probar producción en Verdún. El pozo tenía un PKR R-4 anclado en casing de 4 1/2". Bajó tubería, descargó y pescó PKR sin problemas, salió con carbonato. Limpió pozo con rima, circulando y rotando hasta 5228 pies. Bajó tubos con herramientas RBP y PKR, sentó RBP a 5248 pies y PKR a 4790 pies, realizó Acid Squeeze en la formación Amotape bombeando 1100 galones de OSAM + 4100 gls HCl al 10% + 630 gls HCl al 15%, cerró pozo y desplazó ácido con 850 galones de agua de formación, abrió pozo y desfogó 79 bls de agua (últimos 11 bls con 50% de crudo). Pozo en reposo por 5 horas. No recupera nivel de fluido, la formación puede estar drenada ó depletada por otros pozos del área. Liberó herramientas, resentó RBP a 4700 pies, sacó tubería + PKR + pescante RBP.

Tomó registros eléctricos GR-CNL-CCL-CBL-VDL desde 4708 hasta 2850 pies (se incluyó registro CBL-VDL para evaluar la calidad de cemento en la formación Verdún), al bajar 1era escopeta se rompió cable, fué necesario pescar la herramienta. Bajó nuevamente y baleo la formación Salina desde 4683 a 4240 pies con 81 tiros. Pozo fluyó por tubos con 80-100 psi.

Desplazó fluido del pozo con 77 bls de crudo, retornó 60 bls de agua con emulsión, pozo fluyó 28 bls (100% crudo). Reposó por dos horas, presión se mantiene en 500 psi, desfogó pozo con gas por tubos. Bajó tubos + pescante RBP + PKR hasta 4550 pies, swabeó, pozo sin nivel de fluido. Desfogó pozo y sacó tubería, al sacar, pozo reaccionó, fluyó por tubos 42 bls (100% agua). Evaluó la formación Salina de la siguiente manera :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	4700	4550	42 bls (100% agua)
II	4464	4338	8 bls (100% agua) nivel seco
III	4280	4200	24 bls (100% agua)

Al descargar herramientas pozo reaccionó con presión, fué necesario desfogar pozo con gas y presión. Resentó RBP a 3020 pies y sacó tubos + pescante RBP + PKR, trató de bajar 1era escopeta de 4", no pasó de 2455 pies, sacó herramienta, bajó pescante de RBP y descargó herramienta, pozo reaccionó con presión de gas arrojando 5 tubos al suelo. Circuló pozo de tubos a forros con 33 bls de agua de formación, devolvió los 33 bls, maniobrando RBP, pozo reacciona por segunda vez botando 3 tubos más al suelo, presión quedó en 30 psi, desfogó pozo con gas y agua a 50 psi. Bajó tubos + RBP, sentó RBP a 4172 pies, sacó tubos + pescante RBP. Baleó formación Salina de 3017 a 2930 pies con 16 tiros. Pozo no reaccionó. Bajó pescante RBP + PKR, sentó PKR a 2950 pies, se realizó prueba de formación usando 12 bls de agua por tubos a 3 bpm con 500 psi, se obtuvo retorno por forros. De los resultados de la prueba de formación, se decidió no realizar el trabajo de squeeze en la formación Verdún, que indicaba posible mala cementación según el registro CBL-VDL tomado (ver Figura 14).

Circuló pozo con PKR colgado hasta conseguir retorno limpio, llenó pozo usando crudo limpio y dejó nivel de fluido para realizar baleo. Sacó tubos + pescante +PKR. Bajó tubos + PKR R-4 y sentó PKR a 2850 pies, punta de tubos a 2883 pies. Bajó herramienta de baleo Deep Star de 1 11/16" (diámetro reducido) con registro de collares CCL y baleó la formación Verdún de 2979 a 2942' con 16 tiros, pozo fluyó gas pulverizado, no produjo crudo. Descargó PKR y bajó hasta 4134' (descargado), punta de tubos a 4165 pies, swabeó y recuperó el crudo usado en el baleo (50 bls). Sacó tubos con PKR, bajó pescante de RBP, llenó pozo con 35 bls de agua (para controlar posible manifestación de gas), circuló con 500 psi de tubos a forros, abrió válvula del RBP, desplazó gas por circulación, liberó RBP circulando de tubos a forros, sacó tubos + RBP con dificultad por problemas de gas. Bajó 162 tubos, punta quedó a 5189 pies. Swabeó 20 bls (100% agua), pozo fluyó agua con gas. De los resultados productivos en las tres formaciones evaluadas se decidió dejar el pozo para swabeo periódico.

Pozo 5527. El trabajo programado en este pozo era acidificar la formación Amotape, blear y reblear la formación Salina. Limpió pozo con bela mecánica hasta 6000 pies. Bajó broca 4 3/4" + Drill collars + tubos, rotando y circulando limpió hasta 5964 pies. Swabeó hasta nivel seco recuperando 130 bls (100% agua) usados en la limpieza.

Tomó registro GR-CNL-CCL desde 5980 a 4150 pies. Baleó la formación Salina de 5460 a 4226 pies con 76 tiros. Pozo no reaccionó. Bajó tubos + RBP + PKR realizando el siguiente programa de pruebas :

Etapa	RBP sentado a (pies)	PKR sentado a (pies)	Resultados
I	colgado	5520	122 bls (2% crudo)
II	colgado	5810	8 bls (5%crudo)
III	5620	5580	48 bls (5-35%crudo)
IV	5530	5380	21 bls (12%crudo)
V	5380	5280	36 bls(15-70%crudo)
VI	5280	5080	56 bls (100% agua)
VII	5080	4970	95 bls (98% agua)
VIII	4970	4686	16 bls (98% agua)

En todas las etapas evaluadas se swabeó el pozo hasta seco (pozo sin nivel de fluido), no recupera nivel con facilidad. Se decide realizar un Spot acido para limpiar posible taponamiento de los perforados. Utilizó 40 galones de Tolueno + 160 galones HCl 15% +800 galones de HCl 10% + aditivos, desplazó con 18 bls de agua de formación. Cerró pozo por una hora. Abrió pozo, swabeó y recuperó 23 x 207 x 22 hrs. Sacó tubos 2 3/8". Bajó instalación final con 168 tubos , punta de tubos a 5391 pies. Pozo quedó para swab periódico por bajo nivel productivo y alto corte de agua.

Como se ha podido observar en los trabajos descritos se han tenido variedad de problemas, mecánicos, del pozo, del reservorio y errores humanos en algunos casos. Se puede observar en la Tabla 36 un resumen de los trabajos no exitosos descritos anteriormente.

Producción Incremental

El aporte productivo resultante de la campaña realizada se puede observar en las Tablas 37 y 38 y en el Gráfico 6. Se muestra que el aporte promedio anual de los pozos rehabilitados (Enero-Diciembre) es de 302 BOPD. En Noviembre el promedio fué de 656 BOPD y en Diciembre de 641 BOPD. El promedio anual representa el 20.51 % de la producción del Lote III y en Noviembre y Diciembre representa el 37.1 % y 37.8 % respectivamente. Por otro lado, en el Gráfico 7, se observa que el aporte promedio por pozo productor es de 21 BOPD, siendo superior al registrado en los trabajos realizados en 1996 (Gráfico 8).

La menor producción de los pozos rehabilitados registrada en el mes de Octubre con respecto a Setiembre se debe a que cinco pozos no fueron puestos a producción después del trabajo de rehabilitación, por no tener disponibilidad de equipo de levantamiento artificial (varillas, bomba, etc). Se tuvo una producción diferida de +/- 150 BOPD, además el pozo rehabilitado 4351 (+/- 20 BOPD) , recién fué puesto en evaluación con equipo de subsuelo a fines del mes de Octubre, por lo que su aporte productivo se refleja en Noviembre y Diciembre.

Es notorio que esta actividad, así como la perforación de pozos son actividades que mantienen ó incrementan la producción de petróleo.

Instalación de Subsuelo

En mayoría de los pozos que han sido completados con éxito, debido a la presencia de gas, ha sido necesario utilizar en la instalación de subsuelo un ancla de gas ó un tubo perforado. El gas libre causa severas dificultades en las bombas de subsuelo y para su eliminación se usan las anclas de gas que son aditamentos que aprovechan el flujo invertido del petróleo producido y dejan escapar el gas al espacio anular entre el tubing y los forros. Generalmente las anclas de gas están fabricadas de un tubo de 2 1/2" a 3" de diámetro y de 20 a 30 pies de largo, enroscada al fondo del barril de la bomba y cerrado en el otro extremo por un tapón ciego. Dentro de este tubo, se encuentra otro concéntrico de menor diámetro de 1" a 1 1/4" y de 15 a 25 pies de largo que se extiende desde la válvula de asiento hacia abajo. El petróleo producido entra en el anillo del ancla de gas por unos agujeros que están en el tope del tubo. Durante el flujo hacia abajo e inverso, el gas se separa del petróleo y escapa hacia el anillo del casing a través de los agujeros del ancla, mientras que el líquido entra a la bomba a través del tubito del fondo del ancla. El ancla de gas debe ser lo suficientemente grande para permitir el flujo invertido a la producción de baja velocidad que pueda formarse y dejar escapar las burbujas de gas por unos agujeros adicionales en la parte superior del ancla.

Otro problema lo constituye el arenamiento del pozo que puede proceder de dos fuentes areniscas finas de formación y de las arenas que sirvieron de material de sostén en un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Las arenas finas de formación son más difíciles de eliminar aún con el uso de filtros ó mallas. Las arenas de fracturamiento son más fáciles de eliminar ya sea circulando el pozo ó usando bombas de subsuelo especiales. Para solucionar este problema, se han utilizado en varios pozos las llamadas anclas de grava, que son aditamentos similares a las anclas de gas que tienen un filtro de grava en su interior que controla el paso de finos al pozo. Son usados también los tubos perforados que son tubos de 10' con orificios de 5/8" ó 3/4" en la parte superior a través de ellos entra el fluido.

Los aditamentos anclas de gas, tubos perforados, ancla de grava, forman parte de la cola de la instalación de subsuelo ó conjunto de fondo que va debajo del niple de asiento donde queda la bomba. La función de este conjunto es lograr que el fluido producido llegue lo más limpio posible a la bomba.

Para prevenir que partículas finas ó materiales sólidos (pedazos de caucho de las copas) puedan taponear la bomba de subsuelo es necesario adicionar en la bomba, un tubo de aire ó un strainer que son pequeños tubos con orificios de formas circulares u horizontales los que permiten el paso de fluido quedando las partículas sólidas en el fondo. Otra función de estos aditamentos es expulsar el gas para que no ocurra bloqueo por gas en la bomba (gas block).

En algunos pozos con problemas de producción de fluidos, donde es necesario aislar intervalos productores de agua ó gas, se puede incluir en la instalación herramientas como packers de producción ó tapones recuperables (RBP).

Con respecto a la profundidad de la instalación de subsuelo, se sabe que la condición óptima de producción ocurre cuando no hay fluido sobre la bomba (fluid level above pump ó FLAP = 0). En todos los reservorios existe una presión promedio (P_r). Al punzonar el pozo se comunica con el reservorio y tendrá una presión conocida como P_w . En condiciones estáticas $P_w = P_r$ y no hay flujo, es decir no hay cambio ó caída de presión del reservorio hacia el pozo.

Si es posible reducir la presión en el pozo, entonces habrá una caída de presión, se podrá inducir un flujo en el pozo. Si el reservorio tiene una presión lo suficientemente alta, se puede abrir el pozo en la superficie y lograr el flujo a un tanque. Si el reservorio no tiene suficiente presión, el fluido deberá ser bombeado a superficie. Cuanto más baje la presión del pozo (P_w) entonces la producción será mayor, cuando P_w es mínima (igual a cero), la producción del pozo es máxima.

La presión P_w está medida con respecto al reservorio y no a la bomba. El valor P_w es igual al producto del nivel de fluido sobre el reservorio por la gradiente de fluido. Valores típicos de gradientes son :

Fluido	Gradiente
Agua	0.433 psi/pie
Petróleo	0.35 - 0.42 psi/pie
Líquido - Gas	0.1 - 0.35 psi/pie
Espuma	0.022 - 0.1 psi/pie
Gas	0 - 0.0021 psi/pie

La mayoría de los pozos viejos del Noroeste producen por segregación gravitacional ya que su producción es uniforme por encontrarse en la parte de la curva de producción paralela al eje del tiempo. Para ello es necesario profundizar la bomba de subsuelo para aumentar la producción. Al profundizar la bomba estamos aumentando la sumergencia ó posición debajo del nivel de fluido, consecuentemente la profundidad total con respecto a la cabeza del pozo, comprometiendo la eficiencia de la bomba debido a factores como presión en cabeza del pozo ó contrapresión, nivel de líquido en el anillo y densidad del petróleo.

Antes de profundizar la bomba se debe tener cuidado en verificar condiciones como GOR (razón de gas-petróleo), si el pozo bombea con forros abiertos ó cerrados y el tipo de bomba usado.

En base a lo explicado líneas arriba se diseña la instalación de subsuelo de tal manera que la punta de tubos quede lo más cerca al intervalo productivo. Se recomienda a +/- un tubo (30') del fondo del intervalo para lograr incrementar la producción del pozo.

La bomba de subsuelo juega un papel muy importante en la producción de un pozo. Si la capacidad de un pozo está apta para proporcionar una producción sostenida entonces los barriles de fluido por día que se extraigan dependerán del comportamiento de la bomba de subsuelo. En ese sentido, la producción se define como el desplazamiento neto de la bomba, que depende de la longitud de carrera, revoluciones por minuto (RPM) y diámetro del émbolo menos la carrera debido a la resistencia de las varillas más la tolerancia por sobrecarrera de las varillas debido a la elasticidad de las mismas. Es necesario seleccionar la bomba de subsuelo adecuada a las características productivas del pozo.

La Tabla 39 muestra un resumen de la instalación final para cada pozo rehabilitado, asimismo en el Anexo 2 se puede visualizar la instalación de subsuelo de cada pozo con más detalle.

10. RESERVAS DE PETROLEO

10.1 PETROLEO ORIGINAL INSITU

Formación Salina

Se ha realizado el análisis volumétrico por bloque usando el mapa estructural en el tope de la arena 13 de Salina Mogollón. Se ha subdividido el campo en 11 áreas distintas, cada una con sub-bloques delimitados por fallas (Ver Figura 3). Se ha determinado el área de cada bloque y las propiedades petrofísicas de los mismos de acuerdo a datos de los pozos del bloque. Con estos valores se ha calculado el valor de Petróleo Insitu del área que viene a ser de aproximadamente 250 MMBls (Ver Tablas 40 y 41).

A Diciembre de 1997 se ha acumulado 20 Mbls de la formación Salina lo que origina un Factor de Recuperación del 8 %.

Formación Amotape

No se ha podido llevar a cabo un análisis volumétrico por no contar con mapas estructurales ó de arena neta respectivos, por ello un nivel de reservas aproximado puede ser estimado.

Tomando como profundidad promedio del grupo Amotape a -5800 pies, se ha realizado un cálculo partiendo del volumen de roca de Amotape sobre este nivel. El volumen calculado resulta aproximadamente de $29 \times 10^8 \text{ m}^3$. Si consideramos que 1% de este volumen consiste de fracturas abiertas, el volumen poroso puede ser de $29 \times 10^6 \text{ m}^3$ ó 180 millones de barriles. Como no es seguro que el porcentaje sea de 1%, un valor de 0.5% puede ser estimado con lo que se obtiene un volumen poroso de 90 millones de barriles correspondiente a la formación Amotape.

A Diciembre de 1997 la formación Amotape ha acumulado en la zona "C" un total de 6.4 Mbls de petróleo, lo que representa un Factor de Recuperación del 7.1 %.

10.2 RESERVAS DESARROLLADAS

A Diciembre de 1997 se tiene en el área en estudio 261 pozos perforados, de los cuales 5 son antiguos (antes de 1950), 118 pozos están cerrados y 32 pozos están abandonados.

El área ha desarrollado un volumen de reservas de 29.3 MMBls de petróleo provenientes de todas las formaciones abiertas a producción.

La producción acumulada de los yacimientos Portachuelo y Mirador (Zona C) a Diciembre de 1997 es de 26.8 MMBls . Se ha estimado un pronóstico de producción a Diciembre de 1997 para el total de pozos perforados de 2.5 MMBls.

El 73.3 % del aporte productivo de la zona "C" pertenece a la formación Salina y el 24 % a la formación Amotape, los 3% restantes pertenecen a las formaciones Redondo y Balcones.

Reservas desarrolladas por Rehabilitaciones 1997

Se ha llevado a cabo un nuevo análisis de declinación de las curvas de producción respectivas de los pozos rehabilitados utilizando data de producción actualizada hasta Diciembre 1997, para ello se ha utilizado el software Production Analysis P.A. Se ha elegido el tipo de declinación hiperbólica debido a que el ajuste con la data de producción es más preciso. En el Anexo 2 , se muestran las curvas de producción de cada pozo así como los pronósticos respectivos. Los estimados se han realizado con datos de producción a Diciembre 1997.

El volumen de reservas desarrollado por los pozos rehabilitados en la campaña 1997 , ha sido de 831 Mbbls (Ver Tabla 42), proveniente de las formaciones Amotape y Salina.

11. ECONOMIA

11.1 COSTOS

La ejecución de los 46 trabajos de rehabilitación de pozos en la zona " C " realizados en el año 1997 han generado un costo de MUS\$ 2,213.75 (lo que representa un 74.5% del monto estimado de las autorizaciones de gasto - AFE's). El menor gasto es consecuencia principal de no haberse gastado en lo referente a equipo de levantamiento artificial (unidad de bombeo, varillas, bomba de subsuelo, motores, líneas de flujo, etc) en aquellos pozos que fueron abandonados ó que quedaron para swab periódico.

El ítem de mayor gasto se refiere a equipo de producción con un monto de MUS \$ 976.74 (44.1% del total gastado), seguido del costo por el alquiler de los equipos de Servicio de pozos, pulling y swab con un monto de MUS\$ 814.4 (36.8%). Ver Tabla 43.

El costo promedio por trabajo realizado ha sido de US\$ 48,125.

El costo promedio por tipo de trabajo realizado se presenta en la siguiente tabla.

Tipo de Trabajo	Pulling / Swab	Herramientas	Baleo / Rebaleo	Acidificación	Total (US\$)
Acid Frac	16,000	4,000	6,000	35,000	61,000
Acid Squeeze	14,000	4,000	12,500	9,500	40,000
Spot Acid	10,000	2,500	-	-	12,500
Baleo / Rebaleo	16,500	3,500	6,500	-	26,500
Baleo / Rebaleo / Spot Acid	22,000	3,000	8,000	3,000	36,000
Limpieza de Pozos	4,000	-	-	-	4,000
Prueba con Packers	15,000	4,500	-	-	19,500

Los costos presentados en la tabla anterior fueron estimados en base a los cálculos hechos en los trabajos realizados.

Se ha estimado un costo promedio de equipo de producción de 40,000 US\$ según la siguiente tabla. Se considera una profundidad promedio de 4500 pies de la instalación de subsuelo.

ITEM	COSTO (US\$)
Cabezal	4,000
Tubería	9,500
Bomba de Subsuelo	1,600
Varillas	7,200
Válvulas y conexiones	1,500
Motor	6,000
Unidad de Superficie	9,600
Total	39,400

La información detallada de los gastos efectuados por pozo, se puede apreciar en la Tabla 43.

11.2 EVALUACION ECONOMICA

Utilizando la información de los costos realizados y la curva de pronóstico de producción total, generada por los trabajos realizados, se ha realizado el análisis económico respectivo. En la evaluación económica se han incluido MUS\$ 150 como costo indirecto del grupo de trabajo.

La evaluación económica de la Tabla 44 a, ha sido realizada en el mes de Diciembre de 1997 con resultados productivos reales de los pozos rehabilitados. Se ha considerado el precio del crudo de 18.23 US\$/bbl , precio vigente del mes.

Sin embargo en los primeros meses de 1998 se ha registrado una caída en el precio del crudo hasta valores cercanos a 10 US\$/bbl, debido a problemas como :

- Incremento en la producción de petróleo en los países de la OPEP, lo que ha provocado un exceso de oferta para la demanda del mercado, por consiguiente el precio del crudo tiende a bajar.
- Aumento de la temperatura en el hemisferio Norte debido al fenómeno del Niño lo que disminuye el consumo de crudo en esas latitudes.

- Reducción del poder adquisitivo de la moneda asiática.

El análisis económico realizado con precio de crudo de 18.23 US\$ indica que el proyecto es rentable , con los indicadores económicos que se muestran en la corrida económica de la Tabla 44a. Se ha estimado un valor promedio de precio de crudo de 16 US\$/bbl para este periodo de de inestabilidad en el precio del crudo, realizando una nueva evaluación económica mostrada en la Tabla 44 b.

Se resumen los resultados obtenidos en ambas evaluaciones en la siguiente tabla :

Indicador Económico	Precio : 18.23 US\$/bbl	Precio : 16 US\$/bbl
Valor Actual Neto (VAN) al 20%	982.3 MUS\$	734.2 MUS\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	81%	57%
VAN/ Inversión (Payment internal return - PIR) al 20%	0.42 US\$/US\$	0.29 US\$/US\$
Pay Out	1.45 años	1.73 años
Porcentaje de Reservas después del Payout	69%	65%

Se ha realizado los cálculos con el límite económico de 3 BOPD.

Si se tiene en cuenta que un proyecto puede ser rentable de acuerdo a los valores siguientes :

Indicador Económico	Valor limite para rentabilidad de proyectos
Valor Actual Neto (VAN)	> 0
Tasa Interna de Retorno (TIR)	> 50 %
PIR (VAN / Inversión)	> 0.3 US\$/US\$
Pay Out	< de 2 años
Porcentaje de Reservas después del Payout	> 50%

De acuerdo a los valores obtenidos el proyecto ha sido rentable con el valor de precio de crudo de 18.23 US\$/bbl vigente durante el desarrollo del proyecto en el año 1997.

12. TRABAJOS FUTUROS

De acuerdo a la información general de la Tabla 4, con los estimados de reservas realizados previamente, revisión de historiales, curvas de producción, se han logrado determinar 21 pozos prospectables a ser rehabilitados mediante diferentes tipos de trabajos según se requiera. Se han considerado 15 pozos en el yacimiento Portachuelo y 6 pozos en el yacimiento Mirador. Se muestran los pozos considerados en la Tabla 45.

A continuación se describe brevemente antecedentes de los pozos mencionados, de acuerdo a ello se recomienda el trabajo más conveniente. Los trabajos mencionados están ordenados por prioridad de realización referida al nivel de reservas, producción incremental y costos respectivos (Ver Tabla 45).

Descripción de los pozos recomendados

Pozo 8034. Perforado hasta la formación Amotape fué evaluado con un DST en el intervalo 6048' - 5939' , el cual dió como resultado flujo pobre de 60' de gas, por lo que el pozo fué completado con casing de 5 1/2" hasta 4370' (Salina). Se baleó la formación Salina en el intervalo 4294' - 3676' con 106 cápsulas (Febrero 1961), no se conoce el RPI. En Agosto de 1996 se diseñó el programa de evaluación y rebaleo de Salina Mogollón, durante la etapa de limpieza y luego de retirar el equipo de gas lift, el pozo comenzó a fluir quedando pendiente el resto del programa de trabajo. Actualmente está produciendo con unidad de subsuelo un promedio de 22 x 1 x 24 x PU (12/12/97), debido a que cuenta con la instalación de producción tanto de subsuelo y de superficie en locación, los costos del trabajo a realizar disminuyen significativamente. Se recomienda balear la formación Salina en el intervalo 4293' - 3499' con 46 tiros selectivos, si se reportara presencia de carbonatos en la limpieza, efectuar un Spot Acid.

Pozo 6148. Fué completado en la formación Amotape mediante baleo y frac en el intervalo 5830' - 5576' obteniendo un RPI de 155 x 150 x 1 1/8" x ST. Sentó tapón permanente a 5710'. Rebaleó Amotape de 5689' - 5602' con 20 jets, produce 9 x 9 x 24 x PU, sacó instalación y sentó tapón EZ a 5010'. Baleó la formación Salina en el intervalo 4977'-3946' con 35 jets 1/2", tuvo un RPR de 269 x 15 x 1/4" x SF. Se recomienda limpiar el pozo hasta tope del tapón y evaluar la producción por swab. Se debe tomar registro GR-CNL-CCL desde el fondo a 3650' , verificar programa de baleo y balear / rebalear selectivamente la formación Salina en el intervalo 4980' - 3741'. En caso de encontrar dificultades durante la limpieza del pozo (tope duro por carbonatos, avance lento, etc) será necesario acidificar aislando las zonas con aporte de agua, debido a los antecedentes de alto corte de agua al inicio de su vida productiva.

Pozo 8033. Pozo completado en Salina Mogollón (Enero 1961) en los intervalos 4808' - 3737' con 172 jets y 4647' - 3695' con 172 jets, RPI de 27 x 0 x GL (gas lift). Se recomienda rebalear la formación Salina Mogollón en el intervalo 3982' - 3708' con 62 tiros, es necesario tomar un registro eléctrico GR-CNL-CCL para verificar tiros programados.

Pozo 5201. Completado hasta 5827' con forros de 5 1/2" en la formación Amotape. Tiene dos etapas baleadas y tratadas con Perfpac de 5746' - 5268' y 5238' - 4690' , tuvo un RPI de 1247 x 0 x 1/2" x SF.

Se han realizado periódicamente trabajos de acidificación con buenos resultados incrementando la producción. Las arenas de Salina Mogollón tienen buen desarrollo de resistividad mayores de 7 ohm y con buena permeabilidad de las curvas SP analizadas. Se recomienda efectuar un Spot Acido a la formación Amotape para limpiar intervalos abiertos. Asimismo se programa balear el intervalo 4108' - 3762' de la formación Salina. Previamente a los trabajos a realizar es necesario enderezar el casing de 5 1/2" que se encuentra doblado en superficie por efecto de las lluvias de 1983.

Pozo 8021. Completado en Salina Mogollón a 40 acres de espaciamiento de sus pozos vecinos (Cuadrícula 15-S-14, ver figura 3) en un bloque independiente. El petróleo de este pozo no ha sido drenado por pozos vecinos. Presenta buen desarrollo de permeabilidad en el registro SP, pero tiene valores bajos de resistividad que indican saturación de agua en algunas zonas. Se recomienda balear y rebalear Salina Mogollón considerando arenas de un mínimo de resistividad de 7 ohm para evitar riesgos de producción de agua.

Pozo 4291. Se incluye en los trabajos recomendados, este pozo rehabilitado durante 1997. Para evaluar el aporte de la formación Palegreda se sentó RBP a 3665'. Baleó selectivamente por Tubing Gun, la formación Palegreda en el intervalo 3604' - 3452' con 8 tiros, pozo no reaccionó después de baleo. Swabeó 12 x 5 x 1 hr, flujo 4 x 1 bls, continuó swab y recuperó 50 x 17 x 6 hrs. Se probó producción solo de Palegreda al sentar PKR a 3500', obteniendo por swab : 7 x 0 x 2 hrs. Se tuvo dificultad al sacar herramientas, tomó nuevo tope a 3904', se limpió por circulación hasta 4923', encontró tope duro retornando greda con arena de formación + lodo. Fue necesario bombear lodo con salmuera para poder acarrear los sólidos del pozo y limpiar eficientemente (agua de formación sola no levantaba los sólidos). Realizó baleo en Salina en el intervalo 4780' - 4337' con 60 tiros. No hubo reacción. Bajó instalación de subsuelo realizar swab: 1 tubo c/t + 1 tubo perforado + N.A. + tubos, quedó P.T. a 4787'. Swabeó 0 x 46 x 2 hrs. Levantó la P.T. a 3910', swabeó 0 x 69 x 2 hrs, pozo fluyó 22 x 131 x 5 hrs, swabeó 35 x 148 x 2 hrs , fluyó nuevamente 51 x 31 x 8 hrs. Continúa fluyendo, total aportó 101 x 199 x 5 hrs.

Se bajó bomba de subsuelo tipo PCP (Progressive Cavity Pump) el 27/10/97 para acelerar la producción de agua del pozo y recuperar el caudal de crudo que inicialmente estuvo produciendo. Después de mes y medio de evaluación con un promedio de 20 x 48 x 24 x PCP, se decide sacar instalación de subsuelo para realizar prueba con herramienta RBP. El objetivo era determinar la zona con aporte de crudo para modificar la instalación de subsuelo, debido a que el pozo continuamente malogra la bomba de subsuelo por suciedad (arena-greda-parafina). Se realizó la operación el 06/12/97, limpió pozo hasta 3900', rima salió empaquetada con parafina, con dificultad se sentó RBP a 3790'. Swabeó 4 x 64 x 7 hrs , sacó herramienta y limpió nuevamente por circulación hasta el tope del RBP, retornando arena, parafina y carbonato. Sacó herramienta y bajó instalación 1 tubo E/A + N.A. + tubería, P.T. a 2492' para evaluación por swab. Este pozo tiene problemas de suciedad por los continuos derrumbes debido al colapso del casing en algunas zonas. Se ha recomendado en primer lugar, evaluar al pozo por swab, de acuerdo a ello, rebalear intervalos que pueden estar taponeados por suciedad. Se considera también balear selectivamente arenas nuevas pendientes del trabajo anterior.

Pozo 8011. Completado hasta Salina Mogollón (Junio 1960) por baleo en la formación Mal Paso del intervalo 3940' - 3714' con 80 tiros tuvo un RPI de 107 x 0 x 1/4".

En Mayo de 1962 baleó la Fm. Salina en el intervalo 3764' - 3446' con 42 tiros, obteniendo un RPR de 62 x 0 x PU. Se recomienda rebalear la formación Salina Mogollón en el intervalo 3999' - 3240' y evaluar los intervalos probados. Además se considera balear arenas nuevas en la formación Balcones , intervalo 4759' - 4702'. Es necesario verificar estos intervalos tomando un registro eléctrico GR-CNL-CCL y preparar programa de baleo final.

Pozo 5498. Completado en Paleozoico (Junio 1971) se baleó y fracturó el intervalo 5716' - 5470' obteniendo un RPI de 1036 x 7 x SF x 3/8". Se realizó acidificación con 2500 galones de HCl al 15% obteniendo un RPR de 127 x 21 x 1/4" x ST (Noviembre 1979). Se realizó un nuevo tratamiento ácido en Abril de 1984 alcanzando un RPR de 66 x 9 x 24 x PU. En Abril de 1989 se baleó la formación Salina en 4877' - 3793' incrementando la producción de gas del pozo. Considerando los resultados de evaluaciones por swab y viendo que no es posible bajar herramientas (PKR-RBP) para producir con unidad de subsuelo por alto GOR de la formación Amotape, se decidió abandonar el pozo en Julio de 1989. Se recomienda limpiar el pozo, evaluar con herramientas para determinar intervalo de mayor aporte de agua para su aislamiento. De acuerdo a ello balear / rebalear los intervalos más prospectables de la formación Amotape. En caso de encontrar retornos con parafina y/o carbonato durante la limpieza, se realizará un Acid Squeeze en el intervalo 5716' - 5470'.

Pozo 4831. Se completó el pozo en la formación Balcones, mediante baleo y frac del intervalo 4978' - 4605' (Diciembre 1956), quedó fluyendo 10 x 0 x 1/8" durante un mes. Se mató pozo con 18 bls de agua salada. Realizó baleo tipo tubing gun en el intervalo 4112' - 3605' con 479 tiros, pozo empezó a fluir , asignó RPI de 230 x 0 x F x 1/4" (Enero 1957). En Setiembre de 1968 se baleó Salina Mogollón en el intervalo 4439' - 3983' con 58 tiros obteniendose alta producción de gas : 0 x 0 x 24 x 3/16" x SF x 1168 MPC . Se detectó intervalo de gas mediante registro de temperatura en el intervalo 4385' - 4355'. Se recomienda rebalear intervalos abiertos a producción y balear 30' de arena nueva que puede generar 45 Mbbls de reservas.

Pozo 4803. Fué completado en Salina Mogollón (Junio 1956) mediante baleo del intervalo 4342' - 3840' con 425 tiros obteniendo un RPI de 307 x 171 x 1/4" x F. De acuerdo a los análisis de cores, las arenas debajo de 4300' presentan saturación de agua alrededor de 90-100%. Se realizó fracturamiento en el mismo intervalo obteniendo un RPR de 50 x 0 x 24 x PU. Se recomienda limpiar el pozo, evaluar mediante swab, reportar presencia de carbonato y/o parafina, en caso sea necesario, realizar Spot Acido. Se debe tomar registro GR-CNL-CCL y balear / rebalear intervalo 4264' - 3800' de Salina Mogollón.

Pozo 8025. Completado en Salina Mogollón con un RPI de 71 x 180 x 1/4" (Marzo 1957), presenta buen desarrollo de arenas en su registro eléctrico, a excepción de las arenas n°1 y n°2, todas están saturadas de agua. Desde el inicio de su producción ha registrado un corte de agua considerable en los intervalos abiertos de 4103' - 3722' y 3552' - 3060'. Es necesario realizar una evaluación con herramientas para determinar zona de aporte de agua y probar las arenas n°1 y n°2 con un tratamiento ácido en el intervalo 3165' - 3060'.

Pozo 5241. Fué completado en Balcones a 4868'. Baleó la formación Salina de 4818' - 3868' con 246 tiros (Julio 1964) con un RPI de 1379 x 22 x 1/2" x SF . En Febrero de 1966 se baleó y fracturó la formación Salina de 4007' - 3578' con 84 tiros con un RPR de 175 x 3 x PU. Posteriores trabajos de pulling han reportado presencia de parafina y carbonato.

Se recomienda limpiar el pozo hasta el float collar, si se reporta presencia de parafina y/o carbonato, efectuar acidificación. Tomar registro eléctrico GR-CNL-CCL desde el fondo a 3400', de acuerdo a ello correlacionar con el registro GR-SP antiguo y balear selectivamente el intervalo 4557'- 3580'.

Pozo 5254. Completado en Salina Mogollón con casing de 4 1/2" (Marzo 1965) por baleo del intervalo 3548' - 3415' con 30 tiros. Asignó RPI de 703 x 0 x 1/2" x SF. En Mayo de 1966, baleó la formación Salina en el intervalo 3734' - 3565' con 33 tiros selectivos obteniendo un RPR de 66 x 25 x PU. En Marzo de 1974 se realizó baleo en Salina del intervalo 3880' - 3331' con 80 tiros, pozo produce solo gas, sentó RBP a 3740' para aislar intervalo 3880' - 3752', probó producción de 0 x 30 x 1/4" x ST. Sacó RBP y sentó PKR BOC a 3400' para producir de abajo, produce 0 x 0 x 1/4" x ST, por lo que se decidió abandonar el pozo. En los trabajos realizados se ha reportado presencia de parafina y carbonato limpiados por rotación y circulación, no se han realizado trabajos de acidificación. Se recomienda evaluar el aporte productivo de los intervalos abiertos a producción para verificar zonas de mayor aporte de crudo para rebalearlas. Tomar registro GR-CNL-CCL para identificar zonas de agua ó gas. Balear selectivamente el intervalo 4257' - 3166'. Si durante la limpieza se ha reportado tope duro por carbonatos ó se tiene un avance muy lento en la operación, es necesario realizar un Spot Acido de preferencia aislando con herramientas las zonas productoras de agua.

Pozo 8026. Se completó en Salina Mogollón en el intervalo 4433' - 3524' con 387 tiros, se limpió pozo con agua salada y 85 bls de crudo, pozo fluyó, controló pozo con mezcla de 13.5 ppg. Asignó RPI de 337 x 0 x 1/4" (Noviembre 1960). El registro neutrón mostró gas viniendo de sobre los 3600'. En 1993 se sacó instalación de subsuelo y se evaluó periódicamente con swab hasta Agosto de 1994 con un promedio de 43 x 0 x 5 hrs. Se bajó bomba de subsuelo, sin embargo continuaron los problemas de parafina. Se recomienda limpiar el pozo, si se observa retorno de parafina y/o carbonato, efectuar Spot Acid, asimismo se debe balear selectivamente a formación Salina Mogollón en el intervalo 4432'- 3689 y evaluar con herramientas.

Pozo 4513. En Agosto de 1953 se baleó el intervalo 4374' - 4389' con 20 tiros produciendo solo agua (0 x 40 x 4 hrs x Flowing) . Se realizó un trabajo de squeeze en este intervalo. Sentó PKR a 4333' para evaluación, al intentar recuperar herramienta, se tuvo problemas quedando como pescado. Se decidió aislar la zona con un tapón DC a 4320'. En Setiembre de 1953 se baleó el intervalo total de 4220' - 4140' con 236 tiros. Bajó instalación de subsuelo gas lift dando como resultado un RPI de 1 x 3 x GL . Por baja producción fué abandonado con un tapón de cemento desde 4050' con 50 sacos. No se ha recuperado el casing porque han quedado intervalos potenciales debajo de los 4333' (PKR atracado). Los intervalos de interés en Salina son 4500' - 4492', 4542' - 4530', 4744' - 4730', 4784' - 4756' y 4816' - 4792' los cuales deben ser evaluados. El objetivo principal del trabajo es balear un intervalo de la Fm. Palegredda que tiene desarrollo similar al pozo 4373 en el intervalo 3653' - 3645' con 5.5 ohm de resistividad.

Pozo 5219. Completado en Salina Mogollón (Noviembre 1963) mediante baleo del intervalo 4702' - 3980' con 185 tiros. Se efectuó una prueba BHP, como resultado se obtuvo una gradiente de 0.5256 psi/pie. Asignó RPI de 138 x 0 x 4172 x SF x 3/8". Realizó Perfpac de 7 etapas (Marzo 1964) con un RPR de 137 x 11 x 3/8" x ST.

Ultimos reportes de pulling indican presencia constante de parafina. Se recomienda tomar registro eléctrico GR-CNL-CCL y verificar probables zonas de gas y/o agua. En base a lo analizado se debe rebalear las zonas con mejores características en el intervalo 4650' - 3987'. Si durante la limpieza del pozo con bela ó broca se comprueba la presencia de parafina ó carbonato se efectuará un trabajo de Spot Acid.

Pozo 5121. Fué completado en Balcones (Setiembre 1962). Baleó formación Salina en el intervalo 5126' - 3911' con 122 tiros, tuvo un RPI de 487 x 0 x 1/4" x SF. Realizó perfpac en el mismo intervalo y obtuvo un RPR de 126 x 0 x PU (Marzo de 1996). En otros trabajos se ha reportado presencia de parafina por lo que fué necesario realizar trabajos de acidificación. En Setiembre de 1996 se limpió pozo hasta 5163'. Tomó registro GR-CNL-CCL, sentó RBP a 4550' y baleó intervalos 4502' - 4492' con 30 tiros y 4420' - 4415' con 15 tiros. Evaluó los intervalos baleados con PKR sentado a 4400', swabeó y recuperó 21 bls de fluido. 11 bls de aporte de formación (95% agua). Sacó herramienta y continuó baleo en el intervalo 3700' - 3694' con 18 tiros, sentó PKR a 3596'. Swabeó y recuperó 0 x 8 x 2 hrs. Realizó limpieza con crudo (Oil Flush), llenó pozo con 14 bls de crudo y bombeó 30 bls de crudo a 1500 psi. Abrió pozo y presión cayó a 0 psi. Swabeó y recuperó 16 bls de crudo, el nivel de fluido incrementó 300' en una hora. Resentó RBP a 4250', realizó Spot Acid con 450 galones de HCl al 15%. Swabeó y recuperó 107 bls de fluido (91 bls de agua + 16 bls de emulsión). Sacó herramientas y el pozo quedó sin instalación. Se recomienda limpiar el pozo hasta el fondo y realizar una evaluación con herramientas para identificar zonas con aporte de agua y proceder a aislarlas.

Pozo 4557. Completado en Noviembre de 1950. Presenta regulares características petrofísicas en su registro eléctrico, se tomó prueba DST con buenos resultados por lo que se baleó las mejores arenas obteniendo un RPI de 188 x 190 x 1/4". En Diciembre de 1953 se mató el pozo con lodo base crudo para hacer una evaluación con herramientas e instalar el sistema de producción gas lift. No obstante, la producción disminuyó de 128 x 116 x F hasta 63 x 27 x GL, es posible que el lodo usado ocasionó daño en la formación. En Diciembre de 1961 se aperturaron nuevos intervalos con resultados de RPR : 166 x 134 x 24 x PU, antes el pozo estaba ATA. En anteriores trabajos de pulling se ha reportado presencia de parafina / carbonatos. Se recomienda realizar un trabajo de limpieza de pozos con un tratamiento ácido para parafina y carbonato, evaluar con herramientas para determinar las zonas con mayor aporte de agua para aislarlas. Asimismo se indica también el rebaleo de las zonas con mejores características. Se tiene dos intervalos nuevos para balear de 4730' - 4720' y 4023' - 4013' con reservas totales de 8 Mbls.

Pozo 4841. Fué completado con liner ranurado de 5 1/2" a la profundidad de 5611' - Formación Amotape (Mayo 1957) obteniendo un RPI de 241 x 0 x 1/4". Se baleó la formación Salina Mogollón en el intervalo 4479' - 3705' (Junio 1969) incrementando la producción en 30 x 0 x PU se tuvo un RPR de 62 x 6 x PU (Amotape - Salina). De trabajos de pullings realizados se nota que tiene problemas de parafina y carbonato. Se recomienda evaluar el aporte productivo de la formación Amotape, si tuviera alto corte de agua, se procederá a abandonar con tapón de cemento a 5150'. Si los resultados de la evaluación fueran buenos, se procederá a efectuar tratamiento ácido. En el caso de abandonar Amotape se realizará baleo selectivo en Salina del intervalo 4387'-3901'. Es necesario revisar el registro eléctrico nuevo y a partir del registro CNL, detectar presencia ó no de intervalos de gas, se recomienda efectuar el baleo con tubing gun para mayor seguridad en la operación.

Pozo 5501. Fué completado en Salina Mogollón (Junio 1971), realizó baleo y frac en el intervalo 5001' - 3801' con 155 tiros obteniendo un RPI de 103 x 3 x 1/4" x ST. Se recomienda rebaleo los mejores intervalos de la formación Salina desde 4968' - 3803' con 283 tiros, es necesario tomar un registro GR-CNL-CCL desde el fondo a 3700', para revisar posibles intervalos productores de agua y corregir programa de baleo.

Pozo 2570. Completado en Salina en Noviembre de 1930, durante la perforación pozo fluyó agua a 3868', continuó fluyendo hasta que fué taponeada con cemento hasta 3872'. Se desfogó agua y empezó la producción de crudo. Produjo a hueco abierto de la formación Salina en el intervalo 3872' - 3866' con un RPI de 262 x 0 x F (Abril 1931). En Noviembre de 1931 fué abandonado por producción no comercial. Reportes de pulling posteriores refieren que la bomba de subsuelo salió con la carrera pegada por suciedad. En Noviembre de 1994 se decidió sacar instalación de subsuelo y pozo quedó sin tubos (ATA). Se recomienda limpiar el pozo hasta el tope de tapón de cemento, bajar instalación de subsuelo y evaluar por swab los intervalos productores.

Reservas a desarrollar

El volumen de reservas a desarrollar por las 21 rehabilitaciones programadas es de 615 Mbbls de petróleo. Se ha estimado mediante el análisis de las curvas de producción con el software Production Analysis, un volumen de 273 Mbbls de reservas remanentes. Se tiene un volumen de reservas detrás de tubería (intervalos nuevos) del orden de 342 Mbbls (Ver Tabla 45).

Economía

El costo total a invertir en estos trabajos es de 1,331 MUS\$ a un costo promedio por pozo de 63,383 US\$. Este costo es superior al registrado para las rehabilitaciones realizadas durante 1997. La razón de esta diferencia es debido a que se está considerando materiales nuevos (tubería, varillas, etc) en los trabajos, lo que incrementa el costo significativamente.

Se ha realizado la evaluación económica respectiva (Tabla 46), considerando un precio de crudo estimado de 16 US\$/bbl, como resultado se tienen los siguientes parámetros :

Valor Actual Neto (VAN) al 20%	670.8 MUS\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	71%
VAN / Inversión (PIR) al 20%	0.60 US\$/US\$
Pay Out	1.96 años
Porcentaje de Reservas después de Payout	63 %

Se puede observar que el proyecto es rentable con el valor de precio de crudo estimado para el presente año.

13. CONCLUSIONES

1.- Se han realizado 46 trabajos de rehabilitación de pozos, todos de la zona C, principalmente en el yacimiento Portachuelo en los cuales se ha tenido un éxito de 78.3% (36 pozos productivos) Ver Tablas 1 y 2.

2.- La producción de la Zona "C" en el Lote III, proviene de las formaciones Paleozoico y/o Salina Mogollón. La formación Paleozoico está compuesta de cuarcitas y argillitas naturalmente fracturadas. La formación Salina esta compuesta de 46 cuerpos delgados de areniscas.

3.- Los trabajos ejecutados están referidos principalmente a :

- (.) Baleo - Rebaleo (20 trabajos con un éxito de 90%).
- (.) Baleo - Rebaleo - Spot Acido (8 trabajos con 62.5 % de éxito).
- (.) Spot Acido (7 trabajos con 100% éxito).
- (.) Acid Squeeze / Acid Frac (4 trabajos con 50% de éxito).
- (.) Limpieza de pozos / Prueba con Packers (4 trabajos con 75% de éxito).
- (.) Otros (3 pozos con 33% de éxito).

Los trabajos en los que se han obtenido mayor éxito fueron los Spot Acidos (100%).

Esta información se muestra en la Tablas 34 , asi como en los Gráficos 2, 3 v 4.

4.- Los principales factores que afectan la producción de los pozos de los yacimientos Portachuelo - Mirador, son la formación de depósitos de carbonatos y/o parafina.

5.- Existen riesgos al realizar trabajos de acidificación en pozos completados en Paleozoico con lana ranurada, por la imposibilidad de utilizar herramientas de evaluación debido a que la formación fué completada con alta densidad de disparos y estimulada mediante fracturamiento hidráulico, por lo que las ventanas entre perforados no siempre corresponden a zonas sello del reservorio, originando comunicación entre zonas. Por esta razón no es posible controlar el ingreso de agua en zonas a acidificar del Paleozoico. Es necesario seleccionar las zonas a tratar (mediante registro eléctrico) en el cálculo de volumen de ácido a usar.

6.- Se han realizado trabajos de baleo a tubing gun con la finalidad de poder evaluar con herramientas, en el menor tiempo y al menor costo, las formaciones abiertas a producción, además de poder controlar la posible producción de gas de algún intervalo baleado.

7.- Debido a que los pozos rehabilitados son pozos antiguos, en algunos casos con casing colapsado, las operaciones de bajada y resentada de tapones y empaques son riesgosas requiriendo mayor tiempo de equipo e incrementando los costos de servicio de pozos.

8.- De los 46 pozos rehabilitados, a Diciembre 1997, 30 pozos están produciendo con equipo de producción artificial.

Un (1) pozo espera disponibilidad de equipo de producción artificial.
Seis (6) pozos producen mediante swab periódico con buenos resultados.
Un (1) pozo espera evaluación con equipo de bomba , posible abandono.
Dos (2) pozos esperan evaluación por swab, probable abandono.
Seis (6) pozos fueron abandonados.

Ver información adicional en las Tablas 1 y 2.

9.- La mayor cantidad de trabajos se han realizado en el reservorio Salina Mogollón (78%) con 36 trabajos y en el reservorio Amotape (22%) se ejecutaron 10 trabajos. Tabla 35, Gráfico 5.

10.- El aporte productivo promedio anual de los pozos reactivados es de 302 BOPD, siendo el promedio del mes de Diciembre de 642 BOPD (Gráficos 6 y 7 , Tablas 37 y 38). En los Gráficos 9 y 10 se muestran los pronósticos de producción de petróleo en barriles por mes y en barriles por día respectivamente.

11.- La producción promedio por pozo productor rehabilitado a Diciembre 1997 es de 21 BOPD (Gráfico 3).

12.- Como resultado de las rehabilitaciones realizadas, se han puesto en producción 831 MBO de reservas (Tabla 42).

13.- El Costo directo total de los 46 retrabajos es de MUS\$ 2,213.75, de este monto , el 44.1% (MUS\$ 976.74) representa el costo de equipo de producción. Esta información se observa en la Tabla 43. De esto se puede deducir que el costo promedio por trabajo realizado el año 1997, ha sido del US\$ 48,125. En la evaluación económica presentada se han incluido MUS\$ 150.0 como costo indirecto del grupo de estudio.

14.- El análisis económico indica que el proyecto es rentable, considerando los parámetros económicos vigentes en el año 1997, año en que se originó el proyecto de acuerdo a la evaluación mostrada en la Tabla 44 a (precio de crudo de 18.23 US\$/bbl) , resumida en :

- (.) Valor Actual Neto (VAN-NPV) al 20 % de MUS\$ 982.3
- (.) Tasa Interna de Retorno (TIR-IRR) de 69 %
- (.) Payment Internal Return (PIR) al 20 % de 0.42 US\$ / US\$
- (.) PayOut de 1.45 años
- (.) Porcentaje de Reservas después del Payout de 69 %

Si se considera los parámetros económicos vigentes a la fecha, considerando un precio promedio del crudo de 16 US\$/bbl con la misma inversión realizada se obtiene lo siguiente :

- (.) Valor Actual Neto (VAN-NPV) al 20 % de MUS\$ 734.2
- (.) Tasa Interna de Retorno (TIR-IRR) de 57 %
- (.) Payment Internal Return (PIR) al 20 % de 0.29 US\$ / US\$
- (.) PayOut de 1.73 años
- (.) Porcentaje de Reservas después del Payout de 57 %

15.- En la mayoría de los pozos, para evitar que la presencia de gas ocasione problemas en la bomba, se usa en el sistema de instalación de subsuelo aditamentos como un ancla de gas ó un tubo perforado. Para el control de partículas sólidas que puedan taponear la bomba son usados otros aditamentos como strainers, anclas de grava, etc. En la Tabla 39 se muestra en resumen la instalación final de cada pozo. En el Anexo 3 , se observa gráficamente la información en detalle para los pozos rehabilitados.

16.- Existen 21 pozos con trabajos de rehabilitación pendientes que han sido analizados y evaluados en el punto 12. El análisis económico del proyecto indica que es rentable, considerando un precio promedio del crudo de 16 US\$/bbl (debido a la disminución del precio en los primeros meses de 1998). Se considera el inicio del proyecto en los últimos meses de 1998, después de la reparación de los daños causados por el fenómeno del Niño de 1997. Los indicadores económicos que se muestran en la Tabla 46 , se resumen en :

- (.) Valor Actual Neto (VAN-NPV) al 20 % de MUS\$ 670.8
- (.) Tasa Interna de Retorno (TIR-IRR) de 71 %
- (.) Payment Internal Return (PIR) al 20 % de 0.60 US\$ / US\$
- (.) PayOut de 1.96 años
- (.) Porcentaje de Reservas después del Payout de 63 %

14. RECOMENDACIONES

- 1.- Continuar con esta actividad, a fin de mantener y/o incrementar la producción de hidrocarburos, de no hacerlo, debido al tipo de empuje que tienen los reservorios de “Gas en Solución” , la declinación de la producción será inminente.
- 2.- Realizar los trabajos de rehabilitación recomendados en el punto 12 del presente estudio.
- 3.- Que el grupo de Mantenimiento, a cargo de las facilidades de levantamiento artificial y recolección, disponga lo necesario con la finalidad de tener listo para cada pozo reactivado, el equipo y material necesario, lo que permitirá no tener producción diferida por falta de equipos y materiales como ocurrió con 5 pozos en estas condiciones que diferieron durante dos meses alrededor de 150 BOPD.
- 4.- Que la Superintendencia de Workover, mantenga una supervisión más directa en las actividades de Servicio de Pozos, pulling y swab, a fin de evitar pérdida de tiempo en la toma de decisiones y que la información sea más directa y oportuna. Esto permitirá que el Departamento de Ingeniería analice los problemas que se presentan durante cada trabajo y como generador de las recomendaciones realice los cambios necesarios y oportunos. Esto ocurrió cuando se estuvo trabajando simultáneamente con 3 equipos en la zona “C” y uno adicional en la zona “A”.
- 5.- Que el Departamento de Producción modifique ó adapte los métodos de prueba y medición a los actuales requerimientos, que permita evaluar los resultados productivos de los pozos que son rehabilitados por lo menos en seis días continuos, lo que permitirá tomar las acciones correctivas en forma oportuna.
- 6.- Considerar, para los diseños de instalación de producción, las características y problemas observados durante los trabajos de rehabilitación de pozos , tales como
 - (.) Alto GOR.
 - (.) Presencia de finos.
 - (.) Presencia de parafina y/o carbonatos.
 - (.) Producción de agua (HWOR)
 - (.) Nivel de energía de los reservorios.
 - (.) Nivel de fluido en el pozo.
- 7.- Continuar con los trabajos de pulling, principalmente en pozos que hayan manifestado presencia de parafina y/o carbonatos, con la finalidad de realizar trabajos de Spot Acido, que permitan recuperar la producción normal del pozo, por ser este sistema el que ha tenido mayor éxito al menor costo. Se debe dar prioridad a la acidificación en Salina Mogollón. Es recomendable usar la técnica de acidificación selectiva con herramientas de evaluación.
- 8.- Continuar con el programa de swab, en aquellos pozos cuya evaluación ha determinado que este sea su método de producción.

GLOSARIO

Abanicos. - Material detrítico depositado en forma de abanico, por una corriente acuosa, al cambio de pendiente de un torrente ó cercano a su nivel de base.

Acid Frac. - Fracturamiento Acido. Es la inyección de ácido dentro de la formación a una presión alta dirigida a fracturar la formación ó abrir fracturas existentes.

Acid Squeeze. - Acidificación Matricial. Es definida como la inyección de ácido dentro de la formación porosa (intergranular, original ó fracturada) a una presión menor a la cual la fractura puede ser abierta.

AFE. - Autorización para invertir. Valor estimado del monto total a invertir por trabajo.

Anticlinal. - Plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial.

Ancla de gas. - Aditamento que aprovecha el flujo invertido del petróleo producido y deja escapar el gas libre al espacio anular entre el tubing y los forros.

APA. - Pozo abandonado permanentemente.

AOF. - (Absolute Open Flow), valor obtenido luego de realizar una prueba de presión en pozos de gas . Viene a ser el rate de flujo en cientos de pies cúbicos de gas por 24 horas que puede ser producido por el pozo si la presión contra la pared de la formación productiva en el wellbore fuera cero. Este valor se determinar mediante el ploteo de los gráficos respectivos.

ATA. - Pozo abandonado temporalmente.

Basamentos. - Rocas metamórficas muy antiguas sobre las cuales se encuentran asentadas las rocas más modernas.

Bela Mecánica. - Herramienta que sirve para remover arena y residuos desde el wellbore en pozos con bajo nivel de fluido mediante pistoneo a cable recuperando en el interior de la herramienta los sólidos no deseados.

Bomba centrífuga. - Esta compuesta de una rueda rotario central llamada impeler la cual imparte una alta velocidad al fluido por efecto de la fuerza centrífuga y convierte la mayor parte de esta velocidad en presión, el líquido se mueve en la bomba aún en descargas de presiones mayores que la que pueda dar por diseño.

Bomba de subsuelo. - Herramienta instalada en los pozos de petróleo para admitir dentro de la tubería de producción el fluido de la formación y levantarlo a superficie. Consta de cuatro elementos esenciales, el barril, el pistón, la válvula estacionaria y la válvula viajera. Durante la carrera ascendente del ciclo de bombeo, el peso del fluido sobre el pistón origina el cierre de la válvula viajera y el fluido es desplazado de la tubería de producción a superficie.

Simultáneamente el movimiento del pistón causa una caída de presión encima de la válvula estacionaria, la cual abre y admite el fluido de la formación. En la carrera ascendente el pistón comprime el fluido acumulado en el barril, consecuentemente la válvula estacionaria cierra y la viajera abre, desplazando el fluido del pistón a la tubería de producción, esta transferencia de cargas de fluido, es un factor importante para determinar la longitud de la carrera efectiva del pistón.

Bomba reciprocante. - Son bombas de desplazamiento positivo que operan como resultado del movimiento de un pistón dentro de un cilindro, las bombas de pistón pueden ser de doble acción, en que el fluido es forzado a salir del cilindro a la línea de descarga a la vez que detrás del pistón se va llenando del líquido conforme este se vaya desplazando. Si el líquido es bombeado solo en una dirección, la bomba se clasifican de simple acción. Bombas con 2 cilindros son llamadas duplex y de tres son llamadas triplex.

BOP. - Blow Out Preventer (Preventor de reventones).

BSW. - (Basic Sediments and Water). Contenido de agua residual y sedimentos del petróleo producido. Para evitar costos incrementales de transporte, tratamiento, disposición de agua y deterioro del equipo, los compradores de crudo limitan el agua y sedimentos (BSW) en el petróleo que compran. Los límites dependen de las condiciones locales prácticas y acuerdos contractuales que generalmente oscilan entre 0.1 a 0.3%.

Casing Roller. - Herramienta ensanchadora de casing, es corrida dentro del casing para nivelar la superficie del mismo.

Conexiones. - Elementos de un sistema de flujo, ejemplo : codos, válvulas, uniones , etc. que controlan la trayectoria del fluido y permiten una conexión segura entre las válvulas y la tubería, las conexiones pueden ser roscadas, bridas y de abrasaderas.

Contrafuerte. - Denominación dada a las ramificaciones laterales, paralelas de las cadenas montañosas.

Cresta. - Línea de cumbres de una determinada estructura, puede ser de un anticlinal, de un plegamiento, de una montaña, etc.

Cubeta Sedimentaria. - Similar a cuenca.

Cuenca. - Estructura geológica cóncava donde los buzamientos en los estratos convergen hacia un punto central . Depresión de la tierra donde se realizará la sedimentación.

Datum. - Nivel de comparación, cero normal, plano de referencia.

Discordancia. - Es una superficie de erosión ó deposición de sedimentos, señalada en la secuencia estratigráfica por la falta de estratos.

Distal. - Término usado para referirse a los fragmentos componentes de las rocas sedimentarias, cuya fuente de abastecimiento se encuentra muy distante de la cuenca de sedimentación.

Efervecencia. - Grado de reacción de los ácidos con las rocas carbonatadas. La reacción más notoria tiene lugar con el ácido clorhídrico.

Estampa. - Usado para determinar las dimensiones del punto de pesca de algún elemento que haga que dado en el pozo como también su posición y condición en que se encuentra. El metal blando del extremo inferior del impresor (plomo) captura una definida impresión del elemento a pescar aplicando peso sobre la estampa.

Facies. - Conjunto de caracteres ó condiciones físicas, químicas, ambientales y paleontológicas mediante los cuales se produjeron las deposiciones litológicas, ejemplo facie metamórfica, lacustre, marina, etc.

Falla. - Desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a este ó de ambos bloques, a través de un plano denominado “plano de falla”.

Fluorescencia. - Fenómeno de luminiscencia que cesa al terminar la excitación. Se usa el mineralight (emisión de rayos ultravioleta) para determinar fluorescencia de ciertos minerales.

Friable. - Propiedad de los minerales y rocas de fragmentarse fácilmente, en algunos casos con la simple presión de los dedos, ejemplo : lutitas laminares y delgadas.

GOR. - (Gas Oil Relation). Razón de solubilidad del gas en el petróleo. Unidad : SCF/STB.

Graben. - Estructura geológica correspondiente a un juego de fallas múltiple compuesto de tres bloques donde el bloque central desciende y los otros dos laterales se levantan.

Gun Barrel. - Tanque de lavado. Después de separado el gas, el crudo es inyectado al fondo de un tanque de lavado, estos tanques mantienen un nivel de agua (mediante un sifón) y una capa de crudo sobre la capa de agua. El crudo burbujea a través de la capa de agua donde son atrapadas las gotas de agua salada y salen por la parte superior hacia los tanques de sedimentación. En otras palabras eliminan en forma automática el agua libre proveniente de los pozos así como entrapa en su colchón de agua las gotas de agua salada que están en suspensión en el crudo.

Homoclinal. - Estructura geológica constituida por rocas estratificadas que presentan un buzamiento regular, constante y del mismo rumbo.

Horst. - Estructura geológica que consiste de un juego de fallas compuesto de tres bloques donde el bloque central se levanta con respecto a los dos laterales que descienden.

Inhibidor de arcillas. - Aditivo absorbido rápidamente por la superficie de los minerales de las arcillas previniendo hinchamiento y migración de las partículas.

Inhibidor de corrosión. - Inhibidores orgánicos, donde una capa de moléculas se adhiere a las superficies metálicas protegiéndolas del ataque ácido, la concentración es función de la temperatura y la duración del trabajo.

IRR. - Internal Return Value . Lo que viene a ser la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Junk Mill. - Molino. Herramienta moledora recubierta de carburo de tungsteno, capaz de moler packers, tapones, drill collars en pocas horas.

Manifold. - Combinación de válvulas y conexiones que sirven para dirigir los fluidos que vienen de una determinada área , controlar la producción y facilitar el mantenimiento de las líneas de flujo.

N.A. - Nipple de Asiento.

NPV. - Net Plus Value. Lo que viene a ser el Valor actual neto (VAN).

Oil Flush. - Método de limpieza de finos que pueden taponear los perforados, por medio de la inyección de crudo dentro de la formación y que luego es recuperado mediante swabeo.

OSA. - (One Shot Acid). Mezcla de la Cia. B.J. es una dispersión estabilizada de solventes aromáticos en una solución ácida. El sistema elimina simultáneamente los depósitos orgánicos e inorgánicos. La proporción de solvente aromático dependerá de la cantidad de residuo asfáltico y la parafina presente. La clase y cantidad de incrustación y las características de la formación determinan el tipo de ácido a usar.

OSAM. - (One Shot Acid Modificado). Mezcla de la Cia. B.J. que contiene mayor cantidad de surfactentes y detergentes especiales que producen una reacción más violenta y total previniendo emulsiones.

PCP. - (Progressive Cavity Pump). Bomba de subsuelo conocida como de tipo tornillo ó tirabuzón. Trabaja con motores eléctricos ó de gas , puede recuperar altos volúmenes de fluido mediante la fuerza rotatoria de un motor que trabaja a altas revoluciones por minuto (aproximadamente 200 RPM), usada en pozos que tengan alto aporte productivo.

Pensilvaniano. - Periodo geológico correspondiente al Carbonífero superior, muy desarrollado en la región norteamericana comprendido entre el Missisipiano (Carbonífero inferior) y el Pérmico. La formación Amotape y el grupo Tarma son pensilvanianos.

Perfpac. - Método de estimulación antiguo similar al fracturamiento. Consiste en balear un intervalo dado con alta densidad de disparos y llenar los espacios creados con arena ó bolas de nylon para mantener abierta el área de comunicación entre la formación y el wellbore.

PH. - Potencial hidrogeniano. Grado de acidez ó basicidad de un fluido.

PIR. - Es la relación entre el VAN y la inversión. Dólar recuperado por cada dólar invertido.

Potencia. - Grosor de un estrato, dique,etc. Distancia medida entre los planos límites de la estructura.

Promontorio. - Extremidad saliente de la costa de débil elevación que avanza en forma aguda hacia el mar.

Rehabilitación. - Poner en producción un pozo que ha estado ATA (sin equipo de subsuelo) mediante la ejecución de retrabajos.

Reactivación. - Poner en producción un pozo que ha estado cerrado por baja producción, que tenía equipo de subsuelo en el fondo.

Rima. - (Raspatubos). Herramienta utilizada para limpiar cemento, lodo, balas incrustadas, óxido, parafina y otras sustancias en las paredes internas de la tubería de revestimiento.

RPI. - Razón de producción inicial .

RPR. - Razón de producción de reacondicionamiento.

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 precipita como hidróxido de hierro. El agente químico “secuestra” manteniendo el hierro en solución.

Sidewall cores.- Muestras de roca (cores) extraídos de las paredes del wellbore.

Sonolog. - Instrumento que sirve para determinar la profundidad del líquido en el anillo tubing- casing del pozo. Mediante una pistola se dispara un cartucho dentro del casing desde un cople del cabezal del pozo. Los impulsos de sonido originados por el disparo viajan hacia el anillo del casing y son reflejados por los collares, el nivel del líquido y otras obstrucciones. Un micrófono en la superficie convierte los impulsos del sonido en impulsos eléctricos, estos impulsos son amplificados, filtrados y graficados en un papel, siendo necesario solamente contar el número de collares para determinar la profundidad del nivel de líquido y la sumergencia de la bomba.

Spot Acido. - Lavado ácido. Operación diseñada para remover costras solubles al ácido, presentes en las paredes del pozo ó en las perforaciones abiertas a producción.

Squeeze.- Volumen de cemento inyectado a presión a la formación, en canales detrás del casing ó dentro de los perforados por razones como reducir GOR-WOR, abandonar zonas depletadas, remediar mala cementación, aislar zonas abiertas a producción y controlar pérdidas de circulación.

Strainer.- Aditamento de la bomba de subsuelo que impide el paso de partículas sólidas.

String Mill.- Molino diseñado para ser conectada con un tubo en su parte inferior. El tubo proporciona guía a través de la zona dañada del casing y da el peso requerido para la molienda.

Sumergencia.- (FLAP) . Nivel de fluido encima de la bomba.

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

Swab. - Método de producción aplicado en pozos marginales donde no es rentable utilizar una unidad de bombeo debido al bajo rate de producción del pozo.

Tanques. - Son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente, dependiendo del diseño y la construcción de estos, de las características físicas y químicas y de los líquidos por almacenar.

Taper Mill. - Molino calzado con carburo de tungsteno de aletas espiraladas y nariz puntiaguda ideal para rectificar un casing colapsado ó liners así como romper todo tipo de material que se ha quedado en el pozo.

Taper Tap. - (Macho pescador) . Herramienta simple para pescar por el interior algún elemento que haya quedado en el pozo. Es necesario bajarlo, hacer tope con el pescado y girar lo suficiente para enroscar sus dientes cónicos dentro del pescado, detener giro y levantar sarta.

Tapón Permanente. - Herramientas perforables ó no que son bajadas al pozo y sentadas a la profundidad deseada para evitar migración de zonas permeables, abandonar un pozo seco ó un reservorio drenado por posible pérdida de fluido.

Tapón RBP. - (Retrievable Bridge Plug), tapón intermedio ó tapón puente, usado para cerrar temporalmente flujo de fluido en zonas inferiores.

Trampa. - Terreno con condiciones geológicas favorables para la formación de yacimientos petrolíferos.

Tarja. - Tabla de control que contabiliza de las medidas de los tubos utilizados en la instalación de subsuelo en los trabajos de servicio de pozos.

Volumeter. - Son recipientes metálicos que miden volúmenes exactos mediante ciclos acumulativos, cada ciclo representa un volumen de líquido conocido y el total del líquido que pasa es determinado por la lectura del contómetro que lleva este aparato.

Wellbore. - Vecindad del pozo (en el subsuelo).

Workover. - Retrabajo. Todo trabajo de estimulación realizado después de la completación del pozo con el fin de incrementar y/o mantener su nivel de producción.

WOR. - (Water-Oil Relation) . Relación de producción Gas-Petróleo.

BIBLIOGRAFIA

Programa de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA - Lote III (Exploración - Producción).
Febrero 1996.

Proyecto de Desarrollo Adicional de las fms. Amotape - Basal Redondo y Salina en el
Yacimiento Mirador.

Autor : Manuel Guillén Pinto - Setiembre 1991.

Evaluación Desarrollo Adicional del Yacimiento Mirador.

Autores : William Navarro / Adrián Montoya - Año 1989.

Evaluación Geológica del Yacimiento Portachuelo. Proyecto de
Ubicaciones/Interubicaciones.

Autor : Adrián Montoya - Año 1980.

Análisis de los Problemas del Paleozoico en el Yacimiento Portachuelo.

Autor : Wilfredo Ballón Samanez - Lima, Octubre 1970.

Geology and Entrapment History of the Portachuelo Salina Pool, Talara Basin, Perú.

Autores : Hay - Roe H. / J.F. Zúñiga / Adrián Montoya.

Journal of Petroleum Geology - Año 1983.

Evaluación de Trabajos de Rehabilitación de Pozos 1997.

Grupo Técnico - Mercantile Perú Oil & Gas (MPOG) - Talara, Setiembre 1997.

Acidizing Fundamentals.

Autores : Bert B. Williams / John L. Gidley / Robert S. Shecher - New York - Año 1991.

Evaluación de Proyectos de Acidificación en pozos del yacimiento Portachuelo.

Autor : J. Osorio - Petroperú - Lima - Año 1987.

Operations and Applications of Perforating Equipment.

Halliburton Logging Services.

Curso para Operadores de Producción.

Autor : Nicanor Hurtado de Mendoza - Occidental Peruana - Agosto 1992.

Manual de Diseño de Unidades de Bombeo.

Petróleos del Perú - Operaciones Noroeste - Año 1985.

Open Hole Analysis and Formation Evaluation.

Halliburton Logging Services - Houston Texas - Julio 1991.

Ingeniería de Reservorios
Autor : Craft & Hawkins

Lote III - Reporte de Producción - Diciembre 1997.
Departamento Técnico - Mercantile Perú Oil & Gas.

Cased Hole Analysis.
Halliburton Logging Services - Agosto 1991.

Limpieza de perforados y paredes del pozo.
B.J. Services International - Talara

Retrievable Tools
Halliburton Services - Año 1991

Drillable Sales Tools
Halliburton Services - Año 1991

Diccionario Geológico.
Autor : Jorgue Dávila Burga - Año 1995.

Glossary of the Petroleum Industry - English / Spanish.
Petroleum International.

TABLAS

TABLAS

1. Resultados de Trabajos de Rehabilitación - Año 1997
2. Tipos de Trabajo de Rehabilitación de Pozos - Año 1997
3. Acumulado a Diciembre 1997 - Portachuelo - Mirador
4. Lote III - Producción y Reservas a Diciembre 1997
5. Manifoilds de Campo - Zona " C "
6. Historial de Pozo 4926 - Portachuelo
7. Programa de Rehabilitación Pozo 4926 - Spot Acido en Fm. Amotape
8. Cálculo para Spot Acid en Fm. Amotape - Pozo 4926
9. Historial de Pozo 5503 - Portachuelo
10. Programa de Rehabilitación Pozo 5503 - Spot Acido en Fm. Salina
11. Cálculo para Spot Acid en Fm. Salina - Pozo 5503
12. Evaluación con swab, después de Spot Acido - Pozo 5503
13. Historial de Pozo 5372 - Portachuelo
14. Programa de Rehabilitación - Acid Squeeze en Pozo 5372
15. Programa de Baleo - Pozo 5372
16. Evaluación con swab después de Acid Squeeze - Pozo 5372
17. Historial de Pozo 5376 - Portachuelo
18. Programa de Rehabilitación - Acid Frac en Pozo 5376
19. Programa de Baleo - Pozo 5376
20. Trabajos de Baleo efectuados en Rehabilitaciones 1997
21. Historial de Pozo 8001 - Mirador
22. Programa de Rehabilitación - Baleo, Rebaleo Casing Gun en Pozo 8001
23. Programa de Baleo - Pozo 8001
24. Reporte de swab después de baleo - Pozo 8001
25. Historial del Pozo 4569 - Portachuelo
26. Programa de Rehabilitación - Baleo, Rebaleo Casing /Tubing Gun en Pozo 4569
27. Programa de Baleo - Pozo 4569
28. Evaluación por swab después de baleo - Pozo 4569
29. Historial del Pozo 6388 - Portachuelo
30. Programa de Rehabilitación - Evaluación con herramientas en Pozo 6388
31. Evaluación con herramientas en Pozo 6388
32. Historial del Pozo 5988 - Portachuelo
33. Programa de Rehabilitación - Limpieza y bajar tubería para swab en Pozo 5988
34. Tipos de Rehabilitaciones 1997
35. Reservorios Rehabilitados 1997
36. Rehabilitaciones sin éxito 1997
37. Lote III - Producción acumulada de petróleo en 1997
38. Lote III - Producción diaria de petróleo en 1997
39. Instalación de subsuelo actual - Pozos rehabilitados en 1997
40. Estimado Volúmetrico de Reservas - Zona "C" - Formación Salina
41. Cálculo de Reservas - Formación Salina
42. Reservas puestas en producción - Rehabilitaciones 1997
43. Costos de Rehabilitación por pozo - Rehabilitaciones 1997
- 44 a. Evaluación Económica - Rehabilitaciones 1997 (Precio crudo a 18.23 US\$)
- 44 b. Evaluación Económica - Rehabilitaciones 1997 (Precio crudo a 16 US\$)
45. Trabajos de Rehabilitación Futuros
46. Evaluación Económica - Trabajos Futuros

1			4926		30.0	38.0	-	40,	01 en	o	: 20 x x x	
2	08-Feb-97	13-Feb-97	5366	Petrex-315	41.0	50.0	42,127	44,142	Prueba con Packers	Pozo cerrado	RPR : 42 x 37 x 24 x PUG	12-Feb-97
3	13-Feb-97	18-Feb-97	5039	Petrex-315	41.5	52.0	37,140	43,097	Prueba con Packers	Pozo cerrado	RPR : 20 x 3 x 24 x PUG	30-Mar-97
4	19-Feb-97	25-Feb-97	5663	Petrex-315	12.6	20.0	57,162	52,326	Baleo - Rebaleo Salina	Pozo cerrado	RPR : 20 x 15 x 24 x PUG	11
5	25-Feb-97	03-Mar-97	4911	Petrex-315	30.7	40.0	61,738	58,337	Spot Acido en Amotape Baleo en Salina Mogollón.	Pozo cerrado	Prueba : 108 x 37 x 19.25 hrs x Swab Prueba : 6 x 153 x F (Despues 100% agua) Prueba actual : 45 x 19 x 8 x Swab	11-Mar-97
6	04-Mar-97	04-Mar-97	4699	CVC - 401	21.9	30.0	37,785	15,341	Spot Acido en Salina	1 x 0 x Swab	Producción : 14 x 3 x 2 hrs x Swab	Promedio 5 últimos tests
7	05-Jun-97	06-Jun-97	5289	CVC - 401	20.0	28.0	39,387	37,812	Spot Acido en Salina	0 x 1 x Swab	RPR : 27 x 2 x 24 x PU	Promedio en 5 tests
8	06-Jun-97	11-Jun-97	4271	Cosmos-5	21.9	30.0	39,540	40,049	Spot Acido en Salina	3 x 0 x Swab	RPR : 22 x 9 x 24 x PU	03-Jul-97
9	10-Jun-97	12-Jun-97	5008	CVC - 401	23.6	32.0	69,146	40,365	Spot Acido en Amotape	1 x 0 x PU	RPR : 43 x 3 x 24 x PU	26-Jul-97
10	13-Jun-97	13-Jun-97	4601	Cosmos-5	71.2	80.0	85,497	7,060	Limpieza de pozo (No ejecutado).	Pozo cerrado	Abandonado por obstrucción a 2200'.	19-Jun-97
11	09-Jul-97	14-Jul-97	5372	I.P.S. A2E	24.8	34.0	45,835	34,384	Baleo - Acid Squeeze en Amotape	3 x 0 x Swab	RPR : 26 x 6 x 24 x PU	13-Jun-97
12	12-Jul-97	19-Jul-97	5376	Cosmos-5	51.2	60.0	103,704	39,304	Baleo - Rebaleo - Acid Frac en Amotape	Cerrado.	Producción : 31 x 30 x 7 x Swab	1
13	14-Jul-97	26-Jul-97	8001	CVC - 404	21.9	30.0	47,916	28,459	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	1 x 0.3 x Swab	RPR : 39 x 19 x PU x GOR: 2850 x 20/25 psi	Promedio en 3 tests
14	1	17-Jul-97	5988	I.P.S. A2E	12.6	20.0	23,316	12,077	Cambiar Tbnng . Evaluar pozo por swab.	0.1 x 0.2 x Swab	Producción : 31 x 2 x 3 x Swab	27
15	17-Jul-97	20-Jul-97	5037	CVC - 404	32.0	42.0	58,359	57,474	Prueba con Packers. - Rebaleo Salina Mog.	Cerrado.	RPR : 25 x 15 x 24 x PUG	Promedio en 5 tests
16	19-Jul-97	22-Jul-97	5533	I.P.S. A2E	30.7	40.0	58,478	46,165	Baleo - Rebaleo en Salina	3 x 0.3 x Swab	RPR : 37 x 3 x 24 x PUG	09-Oct-97
17	19-Jul-97	27-Jul-97	4942	Cosmos-5	32.0	40.0	62,026	62,731	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo cerrado	RPR : 30 x 40 x 24 x PUG	13-Oct-97
18	21-Jul-97	25-Jul-97	4426	CVC - 404	30.7	40.0	60,945	33,980	Spot Acid - Baleo - Rebaleo en Salina Mogollon Bajó bomba de subsuelo	Pozo Cerrado	Producción : 17 x 0 x 24 x PU	1
19	22-Jul-97	01-Aug-97	4621	I.P.S. A2E	29.2	38.0	70,492	58,234	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	0.4 x 0.1 x Swab	RPR : 24 x 9 x PU x GOR: 583 x 50/40 psi	27-Dec-97
20	26-Jul-97	30-Jul-97	6443	CVC - 404	51.2	60.0	80,335	54,861	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 46 x 19 x 24 x PUG	22-Nov-97
21	04-Oct-97	06-Oct-97		CVC - 401					Limpio pozo por circulación - Spot Acido en Salina			
22	30-Jul-97	11-Aug-97	4286	CVC - 404	21.9	30.0	58,860	65,901	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	2 x 0.3 x Swab	RPR : 20 x 40 x 24 x PU	
23	01-Aug-97	23-Aug-97	4714	I.P.S. A2E	30.8	40.0	64,856	42,671	Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo quedó abandonado - ATA	07-Oct-97
24	04-Aug-97	10-Aug-97	4292	Cosmos-5	26.9	35.0	64,305	34,936	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 52 x 21 x 24 x F x 60/40 psi	
25	28-Jul-97	04-Aug-97	4351	Cosmos-5	28.5	37.0	76,870	40,017	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón - Spot Acido	Pozo Cerrado	RPR : 33 x 12 x 24 x PUG x GOR : 106	10-Dec-97
26	22-Oct-97	22-Oct-97										
27	08-Aug-97	11-Aug-97	5189	CVC - 404	22.1	35.0	61,124	62,738	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 11 x 7 x 24 x PU x GOR: 2875	27-Oct-97
28	12-Aug-97	18-Aug-97	5243	Cosmos-3	46.7	50.0	79,438	31,513	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	Pozo quedó abandonado - 100% agua	25-Oct-97
29	14-Aug-97	22-Aug-97	4612	Cosmos-5	21.9	30.0	60,698	66,039	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 25 x 25 x 24 x PU	1
30	16-Aug-97	22-Aug-97	4616	I.P.S. A2E	17.0	35.0	64,310	75,228	Spot Acid - Baleo - Rebaleo en Salina Mogollon	Pozo Cerrado	RPR : 10 x 10 x 24 x PU	
31	17-Aug-97	22-Aug-97	4614	CVC - 404	30.8	40.0	72,280	52,823	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 35 x 0 x 24 x PU	1
32	19-Aug-97	26-Aug-97	4610	Cosmos-5	23.9	36.0	60,698	25,089	Acid Squeeze en Amotape / Csg. colapsado -PKR falló	Pozo Cerrado	Pescado (PKR) @ 2044'. Trabajo diferido.	
33	23-Aug-97	26-Aug-97	5503	I.P.S. A2E	15.0	24.0	37,646	44,972	Limpio pozo - Spot Acido en Salina	Pozo Cerrado	RPR : 112 x 2 x 24 x F x 20/64' x -/50 psi	
34	23-Aug-97	27	4374	CVC - 401	12.6	20.0	72,130	42,511	io pozo - Acido en Salina	Pozo Cerrado	RPR : 58 x 15 x 24 x PU x 80/20	01
35	27-Aug-97	08-Sep-97	6388	I.P.S. A2E	17.1	25.0	63,926	57,357	Limpio pozo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	RPR : 115 x 31 x PU x GOR:1822 x 80/- psi	
36	01-Sep-97	03-Sep-97	5232	Cosmos-5	25.0	30.0	75,842	6,171	Limpio pozo hasta 1213'. Encontró Csg. colapsado	Pozo Cerrado	Pozo abandonado por casing colapsado	
37	01-Sep-97	03-Sep-97	4703	CVC - 401	21.9	30.0	69,530	40,758	Limpio pozo - Swab Test	Pozo Cerrado	Primera prueba	
38	08-Sep-97	11-Sep-97		I.P.S. A2E					Baleo y rebaleo en Salina		Producción : 19 x 16 x 7 x Swab	04-Oct-97
39	16-Sep-97	19-Sep-97		CVC - 401					Prueba con Packers		Producción : 20 x 7 x 24 x PU	27-Dec-97
40	21-Dec-97	21-Dec-97		CVC - 401					Bajó bomba de subsuelo			
41	03-Sep-97	15-Sep-97	5527	CVC - 401	36.2	40.0	78,140	51,147	Baleo , rebaleo - Prueba d/Packers - Spot Acid	Pozo Cerrado	Producción : 2 x 130 x 18 x Swab / Pozo de swab	06-Oct-97
42	04-Sep-97	10-Sep-97	5541	Cosmos-5	22.1	30.0	71,728	40,777	Baleo , rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Producción : 14 x 14 x 24 x PU	27-Dec-97
43	16-Sep-97	18-Sep-97		I.P.S. A2E					Prueba con Packers			
44	19-Dec-97	19-Dec-97		CVC - 401					Bajó bomba de subsuelo			
45	10-Sep-97	21-Sep-97	6389	Cosmos-5	26.9	35.0	77,692	81,654	Baleo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	RPR : 33 x 10 x 24 x PU x GOR: 4700	11-Dec-97
46	11-Sep-97	14-Sep-97	4373	I.P.S. A2E	19.5	25.0	76,029	70,111	Baleo , rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Prueba : 581 x 60 x F x 30/64'	16-Sep-97
47	19-Sep-97	22-Sep-97		I.P.S. A2E					Prueba con Packers		RPR : 59 x 145 x 24 x PU	15-Oct-97
48	22-Sep-97	27-Sep-97	5007	Cosmos-5	44.0	54.0	82,607	26,357	Baleo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Abandonado por corte 100% agua	27
49	29-Sep-97	06-Oct-97	4392	CVC - 404	36.0	30.0	69,895	46,597	Prueba con Packers - Baleo - Rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Produc. : 12 x 52 x 1.25 x Sw / Esperando PU	11-Oct-97
50	30-Sep-97	08-Oct-97	4613	IPS A2E	37.2	40.0	79,244	43,501	Spot Acido - Baleo en Salina - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo quedo para evaluación por swab	08-Oct-97
51	03-Oct-97	15-Oct-97	5374	Cosmos-5	52.0	60.0	120,862	71,951	Acid Squeeze Amot. - Baleo- Rebaleo en Salina/Verdún	Pozo Cerrado	Evaluar con PU / Posible abandono	15-Oct-97
52	07-Oct-97	15-Oct-97	4569	IPS A2E	60.7	55.0	84,324	50,091	Spot Acido - Baleo - Rebaleo en Palegreda / Salina	Pozo Cerrado	Producción : 45 x 30 x 24 x PU	29-Dec-97
53	18-Dec-97	18-Dec-97		CVC - 401					Bajó bomba de subsuelo			
54	09-Oct-97	22-Oct-97	4291	CVC - 404	30.8	35.0	74,797	87,042	Spot Acido -Baleo en Palagreda/Salina - Prueba d/PKR	Pozo Cerrado	Pozo quedó para evaluación por swab	09-Dec-97
55	06-Dec-97	09-Dec-97		CVC - 401					Prueba con RBP			
56	15-Oct-97	24-Oct-97	4707	IPS A2E	20.7	30.0	79 591	39,354	ot Acido - Baleo en Salina - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo uedó evaluación or swab	

Tabla 1

Tipos de Trabajos de Rehabilitación de pozos - Año 1,997

No.	Fecha		POZO	EQUIPO	DESCRIPCION DEL TRABAJO EFECTUADO	RESULTADOS		Status
	Inicio	Final				Antes	Despues	

Baleo - Rebaleo			20 trabajos		Exito = 18 trabajos (90%)				
1	10-Feb-97	25-Feb-97	5663	Petrex-315	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo cerrado	RPR : 20 x 8 x 24 x PUG	12-Feb-97	PU
2	14-Jul-97	26-Jul-97	8001	Cavelcas 404	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	1 x 0.3 x Swab	RPR : 39 x 19 x PU x GOR: 2850 x 20/25 ps	27-Aug-97	PU
3	17-Jul-97	20-Jul-97	5037	Cavelcas 404	Prueba con Packers. - Rebaleo Salina Mog	Cerrado.	RPR : 25 x 15 x 24 x PUG	09-Oct-97	PU
4	19-Jul-97	27-Jul-97	4942	Cosmos-5	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo cerrado	RPR : 30 x 40 x 24 x PUG	17-Aug-97	PU
5	19-Jul-97	22-Jul-97	5533	I.P.S. A2E	Baleo - Rebaleo en Salina	3 x 0.3 x Swab	RPR : 37 x 3 x 24 x PUG	13-Oct-97	PU
6	22-Jul-97	01-Aug-97	4621	I.P.S. A2E	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	0.4 x 0.1 x Swab	RPR : 24 x 9 x PU x GOR: 583 x 50/40 psi	27-Aug-97	PU
7	26-Jul-97	30-Jul-97	6443	Cavelcas 404	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo Cerrado	RPR : 46 x 19 x 24 x PUG	22-Nov-97	PU
8	28-Jul-97	04-Aug-97	4351	Cosmos-5	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo Cerrado	RPR : 33 x 12 x 24 x PUG	10-Dec-97	PU
9	30-Jul-97	11-Aug-97	4286	Cavelcas 404	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	2 x 0.3 x Swab	RPR : 20 x 40 x 24 x PUG	28-Sep-97	PU
10	04-Aug-97	10-Aug-97	4292	Cosmos-5	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 52 x 21 x 24 x F x 60/40 psi	23-Sep-97	PU
11	08-Aug-97	11-Aug-97	5189	Cavelcas 404	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo Cerrado	RPR : 11 x 7 x 24 x PU x GOR : 2875	27-Oct-97	PU
12	12-Aug-97	18-Aug-97	5243	Cosmos-3	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón	Pozo Cerrado	Pozo quedó abandonado - 100% agua	25-Oct-97	APA
13	14-Aug-97	22-Aug-97	4612	Cosmos-5	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 25 x 25 x 24 x PU	14-Sep-97	PU
14	17-Aug-97	22-Aug-97	4614	Cavelcas 404	Baleo - Rebaleo Salina Mogollón.	Pozo Cerrado	RPR : 35 x 0 x 24 x PU	19-Sep-97	PU
15	01-Sep-97	03-Sep-97	4703	Cavelcas 401	Umpló pozo - Swab Test	Pozo Cerrado	Producción : 20 x 7 x 24 x PU	27-Dec-97	PU
	08-Sep-97	11-Sep-97		I.P.S. A2E	Baleo y rebaleo en Salina				
	16-Sep-97	19-Sep-97		Cavelcas 401	Prueba con Packers				
16	04-Sep-97	10-Sep-97	5541	Cosmos-5	Baleo , rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Producción : 14 x 14 x 24 x PU	27-Dec-97	PU
	16-Sep-97	18-Sep-97		I.P.S. A2E	Prueba con Packers				
17	10-Sep-97	21-Sep-97	6389	Cosmos-5	Baleo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	RPR : 33 x 10 x 24 x PU x GOR :4700	11-Dec-97	PU
18	11-Sep-97	14-Sep-97	4373	I.P.S. A2E	Baleo , rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Prueba : 581 x 60 x F x 30/64"	16-Sep-97	PU
	19-Sep-97	22-Sep-97		I.P.S. A2E	Prueba con Packers		RPR : 59 x 145 x 24 x PU	15-Oct-97	PU
19	22-Sep-97	27-Sep-97	5007	Cosmos-5	Baleo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Abandonado por corte 100% agua	27-Sep-97	APA
20	28-Sep-97	06-Oct-97	4392	Cavelcas 404	Baleo , rebaleo en Salina	Pozo Cerrado	Prod. : 12 x 52 x 1.2 x Swab / Esperando PU	11-Oct-97	WPU

Baleo - Rebaleo - Spot Acido			8 trabajos		Exito = 5 trabajos (62.5%)				
1	25-Feb-97	03-Mar-97	4911	Petrex-315	Spot Acido en Amotape Baleo en Salina Mogollón.	Pozo cerrado	Swab : 108 x 37 x 19.25 hrs Baleo: 6 x 153 x F (Despues 100% agua) Prueba actual : 45 x 19 x 8 x Swab	Prom. 5 ultimos tests	SWAB
2	21-Jul-97	25-Jul-97	4426	Cavelcas 404	Spot Acid - Baleo - Rebaleo en Salina Mogollón	Pozo Cerrado	Producción : 17 x 0 x 24 x PU	27-Dec-97	PU
3	18-Aug-97	22-Aug-97	4616	I.P.S. A2E	Spot Acid - Baleo - Rebaleo on Salina Mogollón	Pozo Cerrado	RPR : 10 x 10 x 24 x PU	29-Sep-97	PU
4	03-Sep-97	16-Sep-97	5527	Cavelcas 401	Baleo , rebaleo - Prueba c/Packers - Spot Acid	Pozo Cerrado	Producción : 2 x 130 x 18 x Swab	08-Oct-97	SB / ATA
5	30-Sep-97	08-Oct-97	4613	IPS A2E	Spot Acido - Baleo en Salina - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo quedó para evaluación por swab	08-Oct-97	SB / ATA
6	07-Oct-97	15-Oct-97	4569	IPS A2E	Spot Acido - Baleo - Rebaleo en Palegrede / Salina	Pozo Cerrado	Producción : 45 x 30 x 24 x PU	29-Dec-97	PU
7	08-Oct-97	22-Oct-97	4291	Cavelcas 404	Spot Acido - Baleo - Rebal. en Pal/ Sal - Prueba c/PKR	Pozo Cerrado	Pozo quedó para evaluación por swab	09-Dec-97	SWAB
8	15-Oct-97	24-Oct-97	4707	IPS A2E	Spot Acido - Baleo en Salina - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo quedó para evaluación por swab	09-Dec-97	SWAB

Spot Acido			7 trabajos		Exito = 7 trabajos (100.0%)				
1	27-Jun-97	30-Jun-97	4926	Cosmos-4	Spot Acido en Amotape	Pozo cerrado	RPR : 20 x 8 x 24 x PUG	12-Feb-97	PU
2	04-Mar-97	04-Mar-97	4699	Cavelcas 401	Spot Acido en Salina	1 x 0 x Swab	Producción : 14 x 3 x 2 x Swab	Promedio en 4 tests	SWAB
3	05-Jun-97	08-Jun-97	5289	Cavelcas 401	Spot Acido en Salina	0 x 1 x Swab	RPR : 27 x 2 x 24 x PU	03-Jul-97	PU
4	08-Jun-97	11-Jun-97	4271	Cosmos-5	Spot Acido en Salina	3 x 0 x Swab	RPR : 22 x 9 x 24 x PU	26-Jul-97	PU
5	10-Jun-97	12-Jun-97	5008	Cavelcas 401	Spot Acido en Amotape	1 x 0 x PU	RPR : 43 x 3 x 24 x PU	19-Jun-97	PU
6	23-Aug-97	27-Aug-97	4374	Cavelcas 401	Umpló pozo - Spot Acido en Salina	Pozo Cerrado	RPR : 58 x 15 x 24 x PU x 80/20 psi	01-Sep-97	PU
7	23-Aug-97	26-Aug-97	5503	I.P.S. A2E	Umpló pozo - Spot Acido en Salina	Pozo Cerrado	RPR : 112 x 2 x 24 x F x 20/64" x /50 psi	30-Aug-97	PU

Acid Squeeze / Acid Frac			4 trabajos		Exito = 2 trabajos (50.0%)				
1	09-Jul-97	14-Jul-97	5372	I.P.S. A2E	Baleo - Acid Squeeze en Amotape	3 x 0 x Swab	RPR : 26 x 6 x 24 x PU	12-Aug-97	PU
2	12-Jul-97	19-Jul-97	5376	Cosmos-5	Baleo - Rebaleo - Acid Frac en Amotape	Cerrado.	Producción : 31 x 30 x 7 x Swab	Promedio en 3 tests	SWAB
3	19-Aug-97	28-Aug-97	4610	Cosmos-5	Acid Squeeze en Amotape / Csg. colaps. -PKR lalló	Pozo Cerrado	Pescado (PKR) @ 2044'. Trabajo diferido.	28-Aug-97	APA
4	03-Oct-97	15-Oct-97	5374	Cosmos-5	Acid Squeeze en Amot - Baleo - rebal. en Sal / Verdón	Pozo Cerrado	Evaluar con bomba / Posible abandono	15-Oct-97	WPU/ATA

Prueba con Packers			4 trabajos		Exito = 3 trabajos (75.0%)				
1	08-Feb-97	13-Feb-97	5366	Petrex-315	Prueba con Packers	Pozo cerrado	RPR : 42 x 37 x 24 x PUG	30-Mar-97	PU
2	13-Feb-97	18-Feb-97	5039	Petrex-315	Prueba con Packers	Pozo cerrado	RPR : 20 x 3 x 24 x PUG	11-May-97	PU
3	01-Aug-97	23-Aug-97	4714	I.P.S. A2E	Prueba con Packers	Pozo Cerrado	Pozo quedó abandonado - ATA	07-Oct-97	APA
4	27-Aug-97	08-Sep-97	6388	I.P.S. A2E	Umpló pozo - Prueba con Packers	Pozo Cerrado	RPR : 115 x 31 x PU x GOR:1822 x 80/ psi	25-Sep-97	PU

Otros			3 trabajos		Exito = 1 trabajo (33.0%)				
1	13-Jun-97	13-Jun-97	4601	Cosmos-5	Limpeza de pozo (No ejecutado)	Pozo cerrado	Abandonado por obstrucción a 2200'.	13-Jun-97	APA
2	16-Jul-97	17-Jul-97	5988	I.P.S. A2E	Cambiar Trng - Evaluar pozo por swab.	0.1 x 0.2 x Swab	Producción : 31 x 2 x 3 x Swab	Promedio en 5 tests	SWAB
3	01-Sep-97	03-Sep-97	5232	Cosmos-5	Umpló pozo hasta 1213'. Encontró Csg. colapsado	Pozo Cerrado	Pozo abandonado por casing colapsado	03-Sep-97	APA

Nombre	Significado	Nro. Pozos
PU	Pozos produciendo con Unidad de Bombeo	30
Plow	Pozo Fluyente	-
WPU	Esperando instalación de Unidad de Bombeo	1
SWAB	Pozo en producción por swab	6
WPU / ATA	Esperando evaluación con PU / Posible abandono	1
APA	Pozo abandonado permanentemente	6
SB / ATA	Pozo en evaluación por swab / Posible abandono	2

Total de trabajos	46
Total de pozos productores	36
Porcentaje de éxito	78

Tabla 3

**Portachuelo - Mirador
Acumulado @ Diciembre 1,997**

Nro.	Pozo	Ultimo mes de Prod.	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (Mpc)	Estado Actual
1	13002	9712	5,241	3,594	37,365	70
2	13003	9712	23,274	4,837	128,372	70
3	13007	9712	14,874	2,713	12,717	70
4	13008	9712	9,250	1,530	29,413	70
5	13011	9611	34	2	35,166	ATA
6	13012	9712	37,572	2,968	50,789	F
7	13013	9712	3,576	1,611	9,438	70
8	13016	9712	22,037	38,288	44,169	F
9	13017	9611	286	44	0	ATA
10	13019	9712	312	56	0	sw
11	13021	9712	6,558	1,398	0	70
12	13022	9701	116	56	0	ATA
13	13024	9701	413	1,404	0	ATA
14	13026	9701	323	1,985	0	ATA
15	980	2107	0	0	0	ATA
16	1732	2503	0	0	0	ATA
17	2136	2709	0	0	0	ATA
18	2570	3011	24,131	2,176	8,817	ATA
19	2778	3203	10,605	0	0	ATA
20	4254	5105	16,289	4	0	ATA
21	4265	-	0	0	0	ATA
22	4271	9712	368,126	8,490	649,012	70
23	4272	5112	1,695	0	0	ATA
24	4286	9712	104,933	12,667	202,702	70
25	4291	9712	195,495	10,389	127,162	70
26	4292	9712	430,096	12,546	371,928	70
27	4310	5106	829	0	697,751	ATA
28	4350	-	0	0	0	ATA
29	4351	9712	429,884	7,926	483,499	70
30	4352	5204	58,977	3,368	101,720	ATA
31	4355	-	0	0	0	ATA
32	4373	9712	86,850	18,337	44,549	70
33	4374	9712	223,187	14,604	646,000	70
34	4392	5208	65,933	7,383	54,752	sw
35	4393	-	0	0	0	ATA
36	4408	-	0	0	0	ATA
37	4409	5308	193,328	1,839	76,302	ATA
38	4425	-	0	0	0	ATA
39	4426	9712	389,024	2,848	972,243	sw
40	4427	5407	48,034	1,418	41,883	ATA
41	4430	5206	40,783	74	443,555	ATA
42	4440	5711	625,717	68,407	433,639	ATA
43	4449	9712	1,073,526	10,022	1,355,247	70
44	4450	-	0	0	0	ATA
45	4465	-	0	0	0	ATA
46	4485	-	0	0	0	ATA
47	4490	-	0	0	0	ATA
48	4508	-	0	0	0	ATA
49	4510	-	0	0	0	ATA
50	4511	5306	171,137	6,722	139,487	ATA
51	4512	5307	37,304	4,418	34,207	ATA
52	4513	5309	212	0	0	ATA
53	4555	-	0	0	0	ATA
54	4557	5311	95,877	50,623	137,691	ATA
55	4569	9712	488,037	3,198	565,306	sw
56	4571	5402	820	0	0	ATA
57	4582	5404	158,664	1,495	617,567	ATA
58	4590	5404	38,900	1,861	6,170	ATA
59	4600	5901	0	0	33,378	ATA

Nro.	Pozo	Ultimo mes de Prod.	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (Mpc)	Estado Actual
60	4601	5607	477,169	22,869	696,501	ATA
61	4607	5405	298,292	5,441	620,047	ATA
62	4608	9712	181,618	20,441	240,633	70
63	4609	9712	59,432	1,966	156,841	70
64	4610	5410	37,336	4,924	47,479	ATA
65	4612	9712	166,109	7,281	218,966	70
66	4613	5409	177,618	29,038	134,470	sw
67	4614	9712	83,142	1,882	53,038	70
68	4616	9712	36,371	2,977	60,997	70
69	4621	9712	368,124	37,772	669,596	70
70	4628	9712	139,373	11,730	252,400	70
71	4631	5410	18,353	420	4,896	ATA
72	4636	5501	109,986	4,080	365,872	ATA
73	4637	5412	48,981	17	85,015	ATA
74	4699	5502	115,809	3,791	150,750	sw
75	4702	9712	132,916	12,962	281,604	70
76	4703	9712	56,218	2,394	268,435	ATA
77	4707	5503	344,999	130,554	315,698	sw
78	4708	9712	153,239	10,917	128,143	70
79	4712	9712	190,310	6,297	474,306	70
80	4714	5505	60,677	44,791	16,558	ATA
81	4715	-	0	0	0	ATA
82	4717	9712	50,858	6,640	196,127	70
83	4718	5507	103,490	76	139,540	ATA
84	4723	-	0	0	0	ATA
85	4750	-	0	0	0	ATA
86	4752	5603	180,882	13,739	757,330	ATA
87	4753	-	0	0	0	ATA
88	4754	5603	101,107	422	114,755	ATA
89	4757	5604	149,666	7,214	431,539	ATA
90	4758	5604	247,596	997	1,395,308	ATA
91	4799	5605	285,148	11,485	552,084	ATA
92	4801	5607	19,571	134	636,430	ATA
93	4803	5606	253,239	11,783	476,139	ATA
94	4804	9712	111,484	7,231	397,625	70
95	4807	9712	135,558	7,982	289,140	70
96	4831	5612	31,949	915	343,026	ATA
97	4837	5701	75,023	1,044	106,589	ATA
98	4838	9712	84,040	6,158	52,098	70
99	4839	5702	49,162	2,172	635,246	ATA
100	4841	5703	277,651	32,266	234,124	ATA
101	4842	9712	423,475	11,216	853,812	70
102	4852	5705	21,933	2,070	22,318	70
103	4853	5801	80,763	1,989	144,741	ATA
104	4857	5707	68,508	1,195	70,120	ATA
105	4862	5706	169,998	3,788	443,115	ATA
106	4911	5805	97,034	14,884	377,333	sw
107	4912	9712	82,581	4,081	175,575	70
108	4926	9712	277,346	2,811	226,137	70
109	4942	9712	223,885	37,954	211,645	70
110	4943	5809	2,629	335	544	ATA
111	4944	5807	111,474	18,615	83,150	ATA
112	5007	6008	130,435	4,979	285,497	ATA
113	5008	9712	304,933	169,260	370,945	70
114	5037	9712	177,897	26,179	1,707,130	70
115	5038	6107	225	2,015	200	ATA
116	5039	9712	156,451	20,306	504,278	70
117	5119	6208	53,223	7,712	393,658	ATA
118	5121	6209	360,545	5,116	446,821	ATA
119	5122	9712	94,065	64,787	533,719	70
120	5123	6209	133,834	21,539	308,584	ATA
121	5124	6210	352,629	56,240	322,607	ATA

Nro.	Pozo	Ultimo mes de Prod.	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (Mpc)	Estado Actual
122	5139	6302	735,057	258,587	746,910	ATA
123	5141	6310	29,601	5,699	102,581	ATA
124	5164	6306	310,798	68,258	288,664	ATA
125	5166	6306	314,914	99,394	268,679	ATA
126	5189	9712	119,020	6,150	211,711	70
127	5199	6404	165,445	7,289	220,491	ATA
128	5201	9712	234,663	40,001	339,197	ATA
129	5209	9712	540,681	6,707	1,123,731	70
130	5219	6311	56,832	6,019	148,013	ATA
131	5231	6406	47,897	29,266	69,652	ATA
132	5232	6406	253,752	107,210	339,514	ATA
133	5237	9712	362,567	151,304	319,861	70
134	5239	6403	127,613	8,994	1,270,572	ATA
135	5241	6407	272,314	5,849	624,526	ATA
136	5242	6410	229,707	20,477	425,227	ATA
137	5243	6412	26,650	33,974	97,940	ATA
138	5251	6502	110,696	17,887	647,622	ATA
139	5254	6503	146,021	4,380	690,593	ATA
140	5261	9712	266,674	67,162	785,163	70
141	5262	-	0	0	0	ATA
142	5271	6510	73,084	6,278	150,420	ATA
143	5272	9712	68,532	5,113	693,729	70
144	5281	9712	86,817	18,897	218,744	70
145	5289	9712	31,215	3,094	102,666	70
146	5291	6608	28,268	116,981	151,986	ATA
147	5306	6703	185	3,886	0	ATA
148	5311	6702	12,738	1,447	38,427	ATA
149	5352	6812	74,028	3,717	255,136	ATA
150	5353	6812	87,563	2,029	299,215	ATA
151	5356	6908	61,715	1,378	179,449	ATA
152	5366	9712	175,767	42,592	144,318	70
153	5367	-	0	0	0	ATA
154	5369	9712	99,896	34,145	198,380	70
155	5371	9712	49,258	14,374	203,602	70
156	5372	9712	85,653	31,004	192,102	70
157	5374	6908	41,031	22,410	92,559	sw
158	5376	9307	594	124	0	sw
159	5379	9712	166,059	38,364	114,901	70
160	5419	7009	117,206	39,402	117,922	ATA
161	5484	9409	12	2	0	ATA
162	5492	9712	43,271	8,153	27,067	70
163	5498	7106	139,868	40,695	218,716	ATA
164	5501	8302	78,116	18,930	183,616	ATA
165	5503	9712	5,417	185	0	70
166	5507	7409	63,896	2,389	113,509	ATA
167	5508	7107	47,665	14,262	195,953	ATA
168	5511	7201	32,311	11,202	49,952	ATA
169	5514	9712	311,519	62,646	301,227	70
170	5517	7205	118	18	262,035	ATA
171	5518	7205	91,440	18,598	372,058	ATA
172	5519	9606	13	0	0	ATA
173	5526	7209	75	8,484	189	ATA
174	5527	7208	137,920	21,376	212,045	sw
175	5533	9712	4,777	1,193	296	70
176	5541	9712	49,512	17,982	160,216	70
177	5546	9712	149,504	4,362	210,197	70
178	5552	7312	276,053	4,094	455,569	ATA
179	5553	7312	649	23	632,589	ATA
180	5556	9712	133,586	14,251	439,399	70
181	5558	9712	249,105	8,768	576,811	70
182	5559	7409	48,228	1,219	101,456	ATA
183	5663	9712	213,325	4,943	302,335	70

Nro.	Pozo	Ultimo mes de Prod.	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (Mpc)	Estado Actual
184	5786	7606	52,205	10,324	114,413	ATA
185	5852	9612	13	5	0	ATA
186	5882	9712	78,040	6,671	564,187	70
187	5883	9712	357,663	19,924	786,013	70
188	5890	8006	54,695	24,788	68,174	ATA
189	5900	8108	7	2	1,904	ATA
190	5915	8109	37	0	0	ATA
191	5920	9310	114	2	602	ATA
192	5942	9712	228,982	15,022	616,646	70
193	5950	8208	8	0	238,867	ATA
194	5966	-	0	0	0	ATA
195	5967	7711	13,185	12,511	110,455	ATA
196	5975	9712	46,725	4,996	109,823	70
197	5988	7805	9,437	2,518	25,606	sw
198	6143	9712	21,506	3,599	1,985	ATA
199	6148	8103	75,525	92,595	147,384	ATA
200	6163	9712	72,566	61,821	155,082	70
201	6207	9712	58,049	3,482	187,483	70
202	6211	8011	958	1,264	27	ATA
203	6237	9710	3	5	12	ATA
204	6361	8112	1,320	2,140	3,171	ATA
205	6362	9712	128,864	18,103	114,776	70
206	6364	9408	10	9	0	ATA
207	6366	8110	74,200	37,236	160,584	ATA
208	6388	9712	118,761	26,665	143,356	70
209	6389	9712	63,124	38,670	57,697	70
210	6391	9712	49,209	5,390	191,270	70
211	6403	9712	47,357	4,725	154,073	70
212	6404	9712	53,205	6,485	220,669	70
213	6432	8209	3,252	1,594	24,716	ATA
214	6433	8206	69,931	19,774	68,905	ATA
215	6434	8206	49,560	11,671	167,699	ATA
216	6436	8209	225	40	20,928	ATA
217	6437	9712	50,369	8,549	114,927	70
218	6438	8211	48	731	132	ATA
219	6439	-	0	0	0	ATA
220	6442	9712	78,193	35,343	115,438	70
221	6443	9712	27,554	12,624	15,216	70
222	6444	9712	74,500	26,954	118,479	70
223	6446	-	0	0	0	ATA
224	6559	-	0	0	0	ATA
225	6569	8301	11,603	1,323	42,907	ATA
226	6571	9712	21,390	16,719	15,421	70
227	7496	9712	32,354	9,511	61,492	70
228	8000	-	5,726	0	0	ATA
229	8001	9712	151,345	2,386	10,796	70
230	8002	9712	34,216	480	1,575	70
231	8003	9712	95,251	2,646	12,810	70
232	8005	9712	347,555	984	88,071	70
233	8006	7308	100,322	981	10,691	ATA
234	8007	9712	74,047	953	0	70
235	8008	9712	66,521	1,442	13,834	70
236	8009	9712	62,237	1,491	28,228	70
237	8010	9712	89,151	399	3,890	70
238	8011	7309	75,672	0	10,621	ATA
239	8012	-	4,688	0	0	ATA
240	8013	9712	160,175	1,876	21,925	70
241	8014	9712	107,477	301	334	70
242	8015	9712	98,210	1,062	0	70
243	8016	9712	69,512	2,070	12,131	70
244	8017	9501	108,473	49	741	80
245	8018	9608	0	113	0	ATA

Nro.	Pozo	Ultimo mes de Prod.	Petróleo (bls)	Agua (bls)	Gas (Mpc)	Estado Actual
246	8019	-	0	0	0	ATA
247	8021	7309	151,732	1,253	47,561	ATA
248	8022	9712	210,256	1,006	630	70
249	8023	7308	87,272	1,183	8,686	ATA
250	8024	9712	40,487	1,470	9,780	70
251	8025	-	48,546	0	0	ATA
252	8026	9712	187,621	1,477	26,469	70
253	8027	9712	100,170	202	0	70
254	8028	7308	56,790	0	0	ATA
255	8029	7405	36,069	370	500	ATA
256	8030	9712	16,785	240	0	70
257	8031	9712	84,344	429	2,131	70
258	8032	9712	114,291	2,213	23,131	70
259	8033	7309	3,701	0	313	ATA
260	8034	9712	115,267	1,044	14,698	70
261	8036	-	0	0	0	ATA

TOTALES :	26,854,165	3,426,696	50,052,771
------------------	-------------------	------------------	-------------------

Tabla 5

MANIFOLDOS DE CAMPO
ZONA "C"

Manifold 202

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4271	PUG	15	12	6	-	24
2	4286	PUG	10	10	15	-	24
3	4292	PUG	30	40	40	-	24
4	4374	PUG	15	12	6	-	24
5	4426	PUG	10	15	5	-	24
6	4942	PUG	10	10	15	-	24
7	5008	PUG	15	15	3	-	24
8	5037	PUG	15	16	12	-	24
9	5039	PUG	15	15	10	-	24
10	5272	PUG	10	8	2	-	24
11	5369	PUG	10	4	1	-	12
12	5372	PUG	8	10	5	-	24
13	13008	PUG	15	16	2	-	24
14	13021	PUG	15	13	2	-	24
			193	196	124	0	

Manifold 203

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4569	PUG	30	35	15	25	24
2	4612	PUG	7	5	2	35	24
3	4614	PUG	10	16	1	70	24
4	4616	PUG	8	8	1	35	24
5	4717	PUG	7	6	0	20	12
6	5281	PUG	8	8	5	-	24
7	6362	PUG	35	16	4	80	24
8	6403	PUG	15	6	1	135	24
9	6404	PUG	10	7	1	50	24
10	13002	PUG	10	11	7	370	24
			140	118	37	820	

Manifold 206

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	5237	PUG	20	12	20	50	24
2	5366	PUG	15	15	20	15	24
3	5371	PUG	8	7	2	10	24
4	5379	PUG	10	4	6	170	24
5	5492	PUG	10	12	2	10	24
6	6388	PUG	80	105	35	110	24
			143	155	85	365	

Manifold 4631

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4608	PUG	8	5	4	25	24
2	4636	PUG	7	7	1	160	24
3	4842	PUG	8	6	2	165	24
4	4912	PUG	8	3	0	25	24
5	4926	PUG	10	6	1	30	24
6	5289	PUG	8	7	1	25	24
7	5558	PUG	20	16	2	35	24
8	5663	PUG	30	15	1	105	24
9	6207	PUG	20	8	2	35	24
			119	73	14	605	

Manifold 4712

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4621	PUG	7	7	2	155	24
2	4702	PUG	10	5	1	145	12
3	4708	PUG	8	10	6	85	24
4	4712	PUG	10	10	1	130	24
5	5122	PUG	45	40	40	185	24
6	6437	PUG	20	6	1	40	24
			100	78	51	740	

Manifold 4838

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4807	PUG	30	35	5	120	24
2	5514	PUG	30	35	12	70	24
3	5533	PUG	30	30	3	55	24
4	5541	PUG	15	16	15		24
5	6163	PUG	25	10	80	50	24
6	6389	PUG	20	30	11	150	24
7	6442	PUG	30	30	50	60	24
8	13013	PUG	10	9	3	70	24
			190	195	179	575	

Tabla 5 (cont.)

Manifold 5503

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4351	PUG	30	35	25	95	24
2	4373	PUG	30	45	55	110	24
3	4449	PUG	30	40	5	80	24
4	5189	PUG	15	8	3	25	24
5	5209	PUG	10	3	0	250	12
6	5261	PUG	20	20	50	10	24
7	5503	PUG	20	20	3	35	24
8	6443	PUG	30	35	15		24
9	6444	PUG	30	13	4	70	24
10	13012	FT	50	40	6		24
			265	259	166	675	

Manifold 5882

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4852	PUG	7	4	1	10	24
2	5556	PUG	20	10	5	80	24
3	5882	PUG	20	10	2	40	24
4	5883	PUG	40	40	5	45	24
5	5942	PUG	30	10	1	55	24
6	6571	PUG	10	3	1	15	12
7	13003	PUG	35	35	5	170	24
8	13007	PUG	15	15	2	80	24
9	13016	PUG	20	20	90		24
			197	147	112	495	

Manifold 8008

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	4703	PUG	7	5	1	420	24
2	6391	PUG	15	11	3	55	24
3	7496	PUG	15	6	0		12
4	8008	PUG	15	4	0		12
5	8009	PUG	20	12	3	125	24
6	8016	PUG	10	6	2		12
7	8026	PUG	50	30	2	50	24
8	8032	PUG	25	15	2	110	24
			157	89	13	760	

Manifold 8013

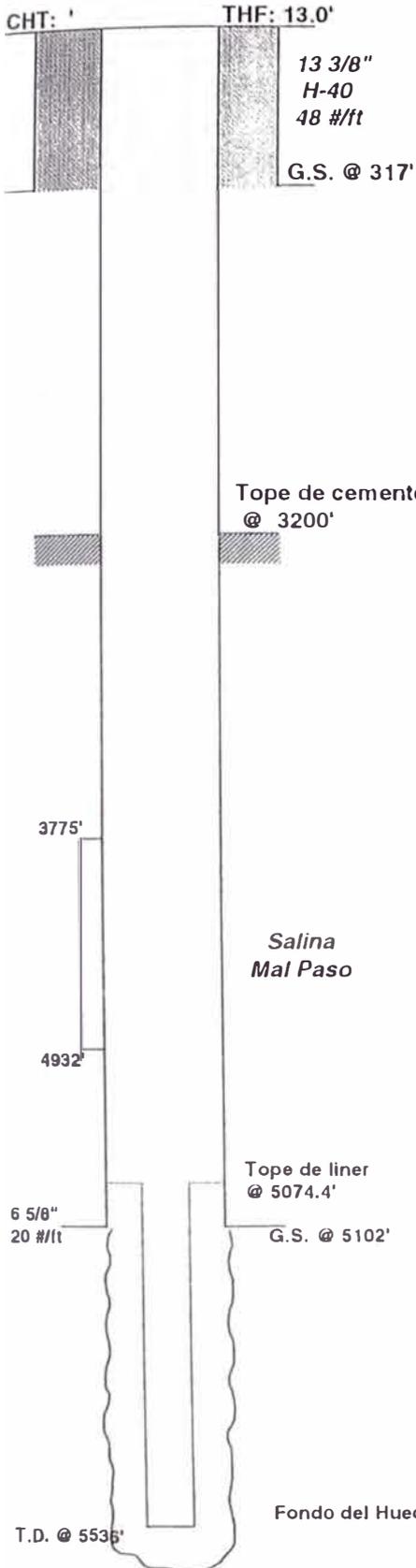
No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	5975	PUG	15	7	1	35	24
2	8001	PUG	25	22	3	120	24
3	8002	PUG	15	3	0	70	12
4	8003	PUG	15	10	2	30	24
5	8010	PUG	10	4	2	30	12
6	8013	PUG	15	7	0	55	24
7	8024	PUG	8	4	0	40	24
			103	57	8	380	

Manifold 8014

No.	Pozo	Estado	MER Bopd	Producción Promedia			
				Oil Bls	Agua Bls	Gas Mpcd	Hrs.
1	8007	PUG	15	5	0	35	12
2	8014	PUG	8	5	1	40	24
3	8015	PUG	8	7	1	30	12
4	8022	PUG	80	105	8	140	24
5	8027	PUG	15	7	1	30	24
6	8030	PUG	8	3	0	15	12
7	8034	PUG	50	30	2	55	24
			184	162	13	345	

Pozo 4926

SUMARIO



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 14 - S - 14 y está ubicado en un bloque estructural con los pozos indicados a continuación.
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5536'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 4804, 4636 ,4714 . Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
4804	59 x 1 x PU x 963	110	Amotape
4636	30 x 0 x PU x GOR : 1133	102	Amotape-Salina
4714	124 x 0 x 24 x PU	61	Amotape
4926	162 x 0 x 24 x PU	53	Amotape

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Ple	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	13 3/8"	H-40	48	3	301.0	316.5	-	Sup.
Forros de Producción	6 5/8"	J-55	20	3	5089.0	5102.1	5059.1	
	5"	J-55	15.5	3	461.0	5536.0	4235.0	3200.0

- 4.- 22-Jun-58 El Pozo fué completado en Amotape con liner de 5". Produce por liner de 5". Bajó bomba de subsuelo.
22-Jul-58 RPI : 162 x 0 x 24 x PU
06-Jun-61 Realizó Acid Frac bajo el casing 6 5/8" con 50 bls oil sello, 255 bls mezcla Acid Frac, desplazó con 206 bls de crudo. Rate : 26 bpm.
25-Jun-61 RPR : 187 x 0 x 24 x PU x GOR : 276
Antes : 53 x 0 x 24 x PU x GOR : 289
23-May-65 Realizó baleo en Salina y Balcones de 4930' a 3775' con 173 balas 15/32" a 1 tiro/pe.
01-Jun-65 RPR : 93 x 0 x 24 x PU x GOR : 2208
Antes : 36 x 0 x 24 x PU x GOR : 611
25-Sep-68 Realizó Spot Acido en Amotape con 80 bls de HCl al 15% y desplazó c/ crudo.
05-Oct-68 RPR : 110 x 5 x 24 x PU x GOR : 397
Antes : 34 x 0 x 24 x PU x GOR : 941

En los últimos años el pozo 4926 fué evaluado por swab.

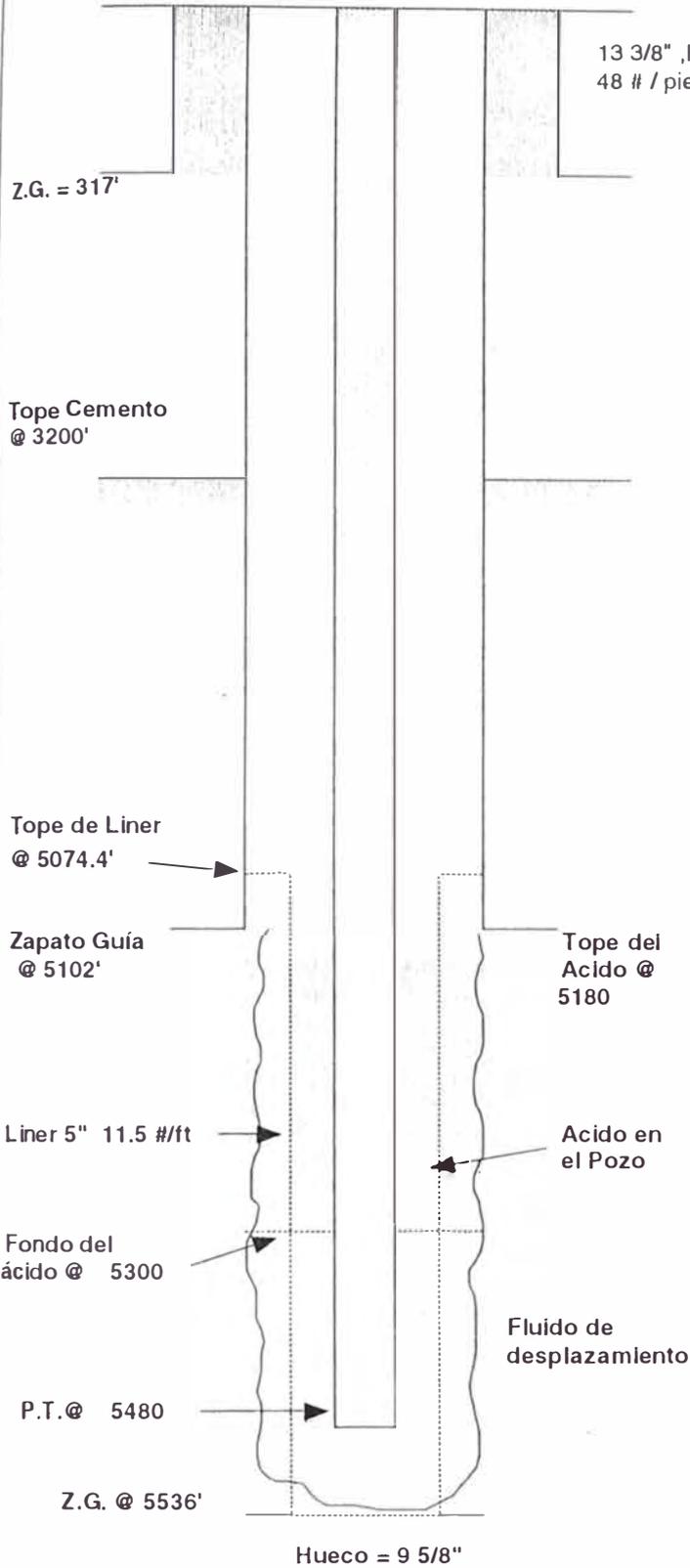
- 5.- La Producción acumulada de este pozo @ Diciembre 1993 fue de : 239,000 Bbls Petróleo x NR Agua x NR MPC
- 6.- Actualmente el pozo 4926 se encuentra cerrado.

Recomendaciones

- Realizar limpieza con acido en la formación Amotape

Cálculo para Spot Acid en Fm. Amotape

Pozo 4926 - Portachuelo



13 3/8" ,H-40
48 # / pie

Z.G. = 317'

Tope Cemento
@ 3200'

Tope de Liner
@ 5074.4'

Zapato Guía
@ 5102'

Liner 5" 11.5 #/ft

Fondo del
ácido @ 5300

P.T. @ 5480

Z.G. @ 5536'

Hueco = 9 5/8"

De los registros eléctricos se concluye que solo es necesario spotear el intervalo 5300' - 5180' de la formación Amotape. Intervalos inferiores no presentan buena permeabilidad en la curva SP.

	<u>Pulgadas</u>
Diámetro del Hueco	9.625
Diámetro del Liner	5
Diámetro externo tubing	2.375
Diámetro interno tubing	1.995

Cálculo del Volumen de Acido

Altura de fluido (pies)	120	
	<u>Bbls</u>	<u>Glns</u>
Volumen del Hueco	10.80	
Volumen del Liner	2.91	
Volumen Hueco-Liner	<u>7.88</u>	331
	<u>Bbls</u>	<u>Glns</u>
Volumen del Liner	2.91	
Volumen del Tubing	0.66	
Volumen Liner - Tubing	<u>2.26</u>	95
Volumen del Tubing	0.46	19
Volumen Total (gls) :		445

Volumen recomendado a usar (gls) : 450

() Tratar Parafina

Se ha reportado presencia de parafina, se limpió por rotación y circulación. Se incluye en la mezcla principal un porcentaje de solvente para disolver parafina. En los retornos se encontró arena compactada con carbonatos.

() Tratar Carbonatos

450	<u>Galones de Mezcla</u>	
450	Glns. HCL al 15%.	
	+ Aditivos	

Aditivos : Desemulsificante
Surfactante
Penetrante

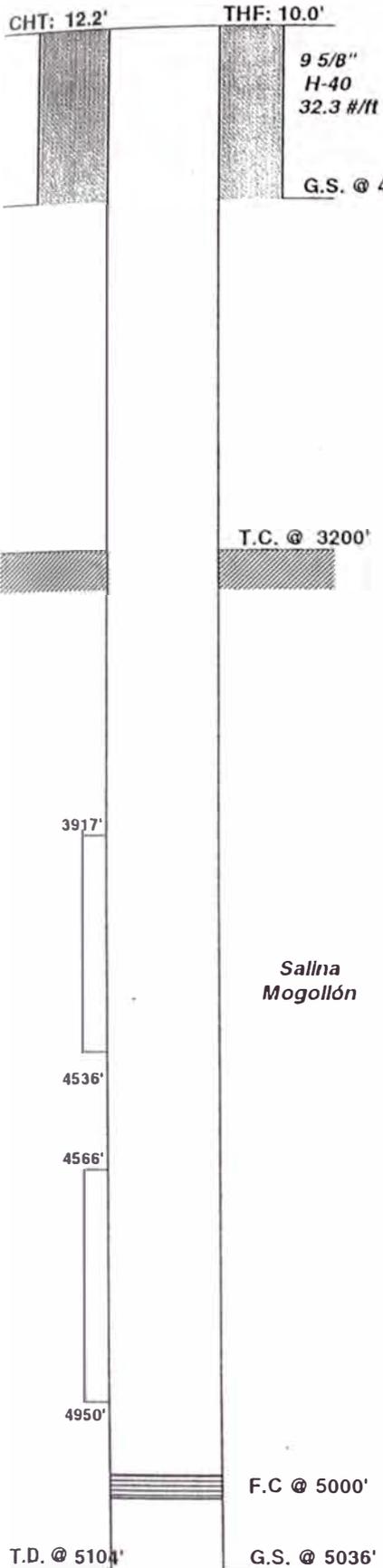
Cálculo del Volumen de Desplazamiento

Altura de fluido (pies)	180	
	<u>Bbls</u>	<u>Glns</u>
Volumen del Hueco	16.20	
Volumen del Liner	4.37	
Volumen Hueco-Liner	<u>11.83</u>	497
Volumen en el Tubing	21.19	890
Volumen Total (gls) :		1387

Volumen de agua de formación
recomendado a usar (bls) : 33

POZO 5503-E

SUMARIO



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 .
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5104'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 5243, 4511, 5503, 6444, 4292. Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5243	108 x 40 x PU x GOR : 1234	27	Salina
4511	234x14x 1/4"x Fx GOR:450	171	Salina
6444	26x 1x 24 xPUx GOR: 5696	71	Salina
4292	333 x 34 x Fx3/16"xGOR:414	425	Salina
5189	131x0 x 24 x F x GOR:1795	118	Salina
5503-E	236x0 x 3/8"x FxGOR:5493	55	Salina

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	3	389.6	402.8	-	Sup.
Forros de Producción	4 1/2"	J-55	11.6	3	4108.1			
	4 1/2"	J-55	9.5	3	917.9	5036.0	5000.0	3200.0

- 4.- El Pozo fué completado en Salina (21/Junio/71).
 - Tomó registro Gamma Ray - Neutrón de 5000' @ 3750'. Baleo la Fm Salina en el intervalo 4950' - 4566' c/48 balas 15/32" (26/06/71). Bajó tubos 2", sentó empaque 4 1/2" @ 4542'. P.T. @ 4605'. El 30/06/71 tomó presión de fondo. Grad. total : 0.481 psi/pie El 09/07/71 sacó empaque, bajó tubos, sentó tapón EZ @ 4550'. Baleo la Fm Salina en el intervalo 4536' - 3917' c/90 balas 15/32" (10/07/71).

RPI : 237 x 0 x 24 x 3/8" x SF x GOR : 5493 x -/675 psi (17/07/71)

- Pozo ha sido evaluado periodicamente con Swab durante 1,993 segun se muestra a continuación :

Fecha	Oil	Agua	Horas	NI	NF	Pistón
09-Ago-93	18	14	4	3300	4250	4450
24-Ago-93	22	9	4	3400	4350	4450
08-Sep-93	14	3	3	3750	4250	4450
22-Sep-93	12	2	2	3600	4200	4450
04-Oct-93	8	4	2	3800	4300	4450
16-Oct-93	6	5	2	3800	4300	4450
27-Oct-93	9	5	2	3850	4200	4450
06-Nov-93	8	6	2	4000	4300	4450

Sacó tubería al piso, pozo quedó sin tubos (11/11/93).

- 5.- El Pozo 5503-E tiene un acumulado @ Noviembre de 1993 de :
54,080 Bls Oil x NR Bls agua x NR MCF

G.P.N.

Tabla 9

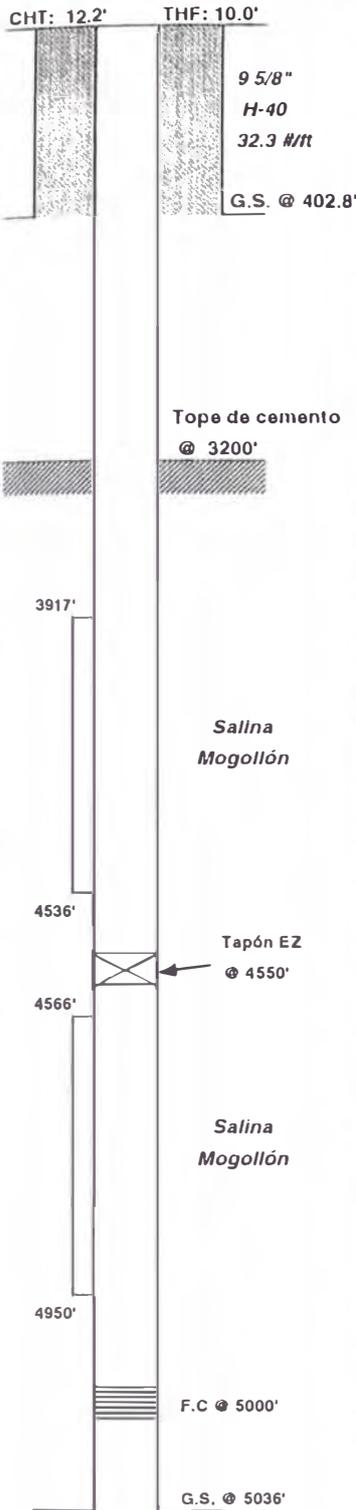
Programa de Rehabilitación - Pozo 5503

PRODUCCION
DEPARTAMENTO TÉCNICO

ESCRIPCIÓN:

Spot Acido en Fm. Salina

Fecha : 08/08/97



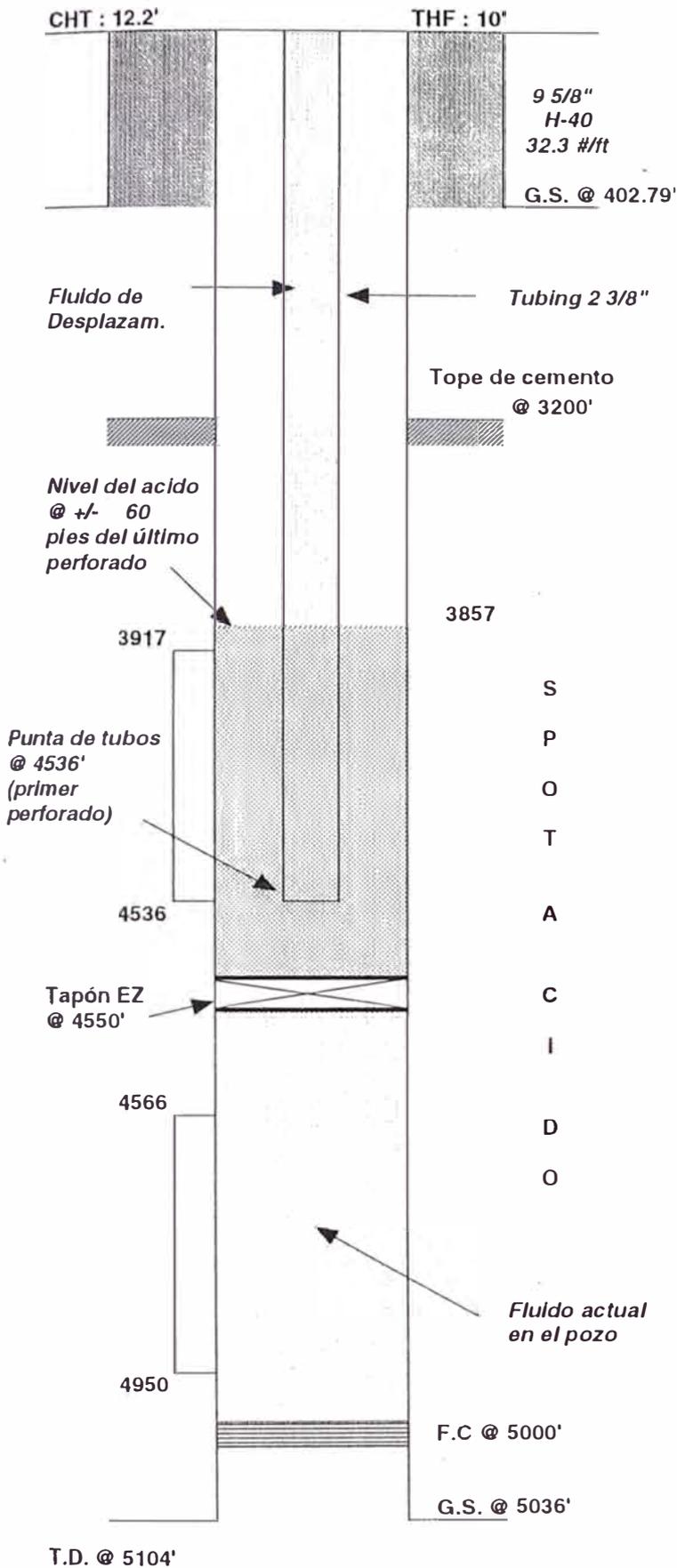
T.D. @ 5104'

4 1/2", J-55, 11.6 #/ft, (0 - 4108.1')
4 1/2", J-55, 9.5 #/ft, (4108.1' - 5000')

Material Requerido	PROCEDIMIENTO
152 Tbs 2 3/8" x 30' nuevos.	01. Comprobar el estado actual del acceso del terraplén, línea de flujo anclotes, cabezal, válvulas laterales y confirmar si el pozo aun tiene tubería, ya que desde hace cuatro años se le evalúa por swab con resultados regulares.
Varillas 5/8"	
Bomba de subsuelo	02. Efectuar el acondicionamiento adecuado para todo lo que sea necesario.
Strainer	03. Armar Equipo de Pulling e instalar conexiones de superficie para circulación y/o desfogue.
Rima 5 1/2"	04. Desfogar pozo.
	05. Verificar posible obstrucción con cable a ± 15' en el casing, ya que el pozo no tiene tubería. De ser necesario bajar estampa para confirmar tipo de obstrucción.
Equipo Requerido	06. De acuerdo a los resultados del paso 5 decidir la bajada de Broca + 4 Drill collars + tubería para limpiar hasta ± 4550' (Tope de tapón EZ).
Unidad de servicio de pozos.	07. Bajar tubería con rima para casing de 5 1/2" y rimar totalmente el pozo hasta el fondo. Sacar rima.
Bela Mecánica o Hidrostática.	08. Bajar 01 Tbo. 2 3/8" x 30' E/A + N A nuevo + tubería 2 3/8" x 30' dejando PT a 4520' y NA a 4490'.
Tanque	09. Bajar Standing Valve y probar tubería con 400 psi. Sacar Standing Valve.
Bomba	10. Swabear el pozo a seco y reportar la operación según formato correspondiente. Muestrear, analizar y reportar fluidos producidos.
	11. Efectuar Spot Acid bombeando lentamente (a 0.5 bpm como máximo) lo siguiente :
Presiones y Rate	- 80 galones de OSAM (Cia. B.J.), para tratamiento de parafina.
	- 320 galones de HCl al 10% + aditivos para tratamiento de carbonatos.
	- Desplazar el ácido con el volumen de agua de formación necesario a fin de tener la mezcla ácida en los intervalos a tratar.
	12. Levantar punta de tubos a 3865 pies.
	13. Dejar cerrado el pozo por dos horas.
	14. Abrir pozo.
	15. Bajar punta de tubos a 4536 pies y proceder a evaluar el pozo con swab hasta estar seguros de haber recuperado todo el ácido gastado ó que el PH del fluido de retorno sea igual ó mayor que 4.
Equipo en el Pozo	16. Después de recuperar el volumen de ácido gastado, evaluar por swab durante 2 horas.
	- Si pozo fluye conectar a tanque rectangular con bean de 1/4".
	- Si la producción es alta y no fluye, proceder a bajar bomba e instalar unidad de bombeo.
	17. Si se decide bajar bomba, se sugiere usar la siguiente instalación :
	- 1 tubo 2 3/8" x 30' c / tapón + ancla de gas 3" x 22' ó tubo perforado + 1 tubo 2 3/8" x 30' + N.A. + tubería 2 3/8".
	- Bomba de subsuelo 20-125 RWBC con strainer + sarta de varillas
	18. Dejar punta de tubos a 4480 pies.
	19. Realizar prueba manométrica con 450 psi por 10 minutos. Entregar pozo a recorredor. Dejar produciendo a tanque en medida especial.
	20. Desmontar equipo.

Calculo para Spot Acid

Pozo 5503 - Portachuelo



Capacidad del Tubing	Bbls / pie
Capacidad del Anular	0.00387
	0.0101

Cálculo del Volumen de Acido

Volumen del Tubing	Bbls	Glns
Volumen del Anular	2.63	
Total	9.49	398

Se recomienda usar : 400 galones

Mezcla Acida : 400 galones

(.) Tratar Parafina

80 Galones de Mezcla

Porcentajes : 20 (%) Tolueno
80 (%) HCl al 15%

Volumen : 16 Glns. de Tolueno
64 Glns. de HCl al 15%
+ Aditivos

(.) Tratar Carbonatos

320 Galones de Mezcla

320 Glns. de HCl al 10%
+ Aditivos

Volumen de Desplazamiento :

Volumen de tubing : 17.55 Bls

Se recomienda usar : 18 Bls

Se usará agua de formación

Forros producción :

4 1/2", J-55, 11.6#/ft, (0 - 4108.1')
4 1/2", J-55, 9.5#/ft, (4108.1' - 5000')

Evaluación después del Spot Acido - Pozo 5503 E

Total por recuperar : 41 bis
Intervalos : 4536' - 3927'

N.A. @ 4531', P.T. @ 4536'
Casing 4 1/2"

Fecha : 24-Aug-97

De	A	Neto Form.	Corr.	NI	NF	PP	Bbls Tubos	Oil %	Water %	Sed %	Bls Forros	Oil %	Water %	Sed %	PresionT/F	Ac.Fluido	Bls. Crudo	Cum. Oil Bbls	Bls. Water	Cum. Wat. bis	
18:15	18:30	-36.8	1	1600	2000	2800	4.20	0	100	0						4.20	0.00	0.00	4.20	4.20	
18:30	18:45	-32.6	1	2000	2360	3200	4.20	0	100	0						8.40	0.00	0.00	4.20	8.40	
18:45	19:00	-28.5	1	2300	2500	3500	4.10	0	100	0						12.50	0.00	0.00	4.10	12.50	
19:00	19:15	-24.4	1	2500	2800	3900	4.10	0	100	0						16.60	0.00	0.00	4.10	16.60	
19:15	19:30	-20.4	1	2800	3000	4200	4.00	0	100	0						20.60	0.00	0.00	4.00	20.60	
19:30	19:45	-16.4	1	3000	3300	4520	4.00	0	100	0						24.60	0.00	0.00	4.00	24.60	
19:45	20:00	-12.4	1	3300	3300	4520	4.00	0	100	0						28.60	0.00	0.00	4.00	28.60	
20:00	20:15	-8.4	1	3300	3300	4520	4.00	0	100	0						32.60	0.00	0.00	4.00	32.60	
20:15	20:30	-4.3	1	3300	3300	4520	4.10	50	50	0						36.70	2.05	2.05	2.05	34.65	
20:30	20:45	-0.2	1	3300	3300	4520	4.10	80	20	0						40.80	3.28	5.33	0.82	35.47	
20:45	21:00	3.9	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						44.90	4.10	9.43	0.00	35.47	
21:00	21:15	8.0	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						49.00	4.10	13.53	0.00	35.47	
21:15	21:30	12.1	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						53.10	4.10	17.63	0.00	35.47	
21:30	21:45	16.2	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						57.20	4.10	21.73	0.00	35.47	
21:45	22:00	20.3	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						61.30	4.10	25.83	0.00	35.47	
22:00	22:15	24.4	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						65.40	4.10	29.93	0.00	35.47	
22:15	22:30	28.5	1	3300	3300	4520	4.10	100	0	0						69.50	4.10	34.03	0.00	35.47	
22:30	22:45	33.5	1	3000	3000	4520	5.00	100	0	0						74.50	5.00	39.03	0.00	35.47	
22:45	23:00	39.5	1	2800	Fluye	4520	6.00	100	0	0						80.50	6.00	45.03	0.00	35.47	
23:00	24:00	Pozo fluyendo por tubos						20.00	100	0	0					30	100.50	20.00	65.03	0.00	35.47

Fecha : 25-Aug-97

Pozo fluyendo por tubos y por forros.

De	A	Neto Form.	Corr.	NI	NF	PP	Bbls Tubos	Oil %	Water %	Sed %	Bls Forros	Oil %	Water %	Sed %	PresionT/F	Ac.Fluido	Bls. Crudo	Cum. Oil Bbls	Bls. Water	Cum. Water bis	Comments
00:00	01:00	73.5	Flowing w / bean 1/4"				14.00	98.5	0	1.5					20	114.50	13.79	78.82	0.00	35.47	
01:00	02:00	87.5	Flowing w / bean 1/4"				14.00	98.5	1.45	0.05					20	128.50	13.79	92.61	0.20	35.67	
02:00	03:00	100.5	Flowing w / bean 1/4"				13.00	98.5	1.45	0.05					20	141.50	12.81	105.42	0.19	35.86	
03:00	04:00	108.5	Flowing w / bean 1/4"				8.00	98.5	1.45	0.05					20	149.50	7.88	113.30	0.12	35.98	
04:00	05:00	115.5	Flowing w / bean 1/4"				7.00	98.5	1.45	0.05					20	156.50	6.90	120.19	0.10	36.08	
05:00	06:00	120.5	Flowing w / bean 1/4"				5.00	98.5	1.45	0.05					20	161.50	4.93	125.12	0.07	36.15	
06:00	07:00	126.5	Flowing w / bean 1/4"				6.00	100	0	0						167.50	6.00	131.12	0.00	36.15	
07:00	07:45	131.5	Flowing w / bean 1/4"				5.00	100	0	0					0 / 500	172.50	5.00	136.12	0.00	36.15	Gas por forros
07:45	08:00	136.9	1	2000	2000	3400	5.40	100	0	0						177.90	5.40	141.52	0.00	36.15	Reinició Swab.
08:00	08:15	142.3	1	2000	2000	3400	5.40	100	0	0						183.30	5.40	146.92	0.00	36.15	
08:15	08:30	147.7	1	2000	2000	3400	5.40	100	0	0						188.70	5.40	152.31	0.00	36.15	
08:30	08:45	153.1	1	1800	1800	3200	5.40	100	0	0						194.10	5.40	157.71	0.00	36.15	
08:45	09:00	158.3	1	1800	1800	3200	5.20	100	0	0						199.30	5.20	162.91	0.00	36.15	
09:00	09:15	163.4	1	1800	1800	3200	5.10	100	0	0						204.40	5.10	168.02	0.00	36.15	
09:15	09:30	168.4	1	1800	2000	3200	5.00	100	0	0						209.40	5.00	173.02	0.00	36.15	
09:30	09:45	173.0	1	2000	2200	3200	4.60	100	0	0						214.00	4.60	177.62	0.00	36.15	
09:45	10:00	177.6	1	2200	2200	3400	4.60	99	1	0						218.60	4.55	182.17	0.05	36.20	
10:00	10:15	182.2	1	2200	2200	3400	4.60	99	1	0						223.20	4.55	186.72	0.05	36.24	Presencia de gas
10:15	10:30	187.0	1	2200	2200	3400	4.80	99	1	0						228.00	4.75	191.48	0.05	36.29	por tubos
10:30	10:45	191.8	1	2200	2000	3400	4.80	99	1	0						232.80	4.75	196.23	0.05	36.34	
10:45	11:00	196.6	1	2000	Flowing	3400	4.80	99	1	0						237.60	4.75	200.98	0.05	36.39	Coloco bean 3/8"

Tabla 12

Fecha : 25-Aug-97 (continuación)

Pozo fluendo por tubos y por forros.

De	A	o	Corr.	NI	NF	PP	Bbls Tubos	Oil %	Sed %	Oil %	Sed	Oil	Bls.	Comments		
11:00	12:00	212.6					16.00	99	1	0	60 / -	253.60	15.84	36.55		
12:00	13:00	230.6					18.00	99	1	0	110 / 120	271.60	17.82	36.73		
13:00	14:00	248.6					18.00	99	1	0	110 / 120	289.60	17.82	36.91		
14:00	15:00	266.6					18.00	99	1	0	110 / 120	307.60	17.82	37.09		
15:00	16:00	284.6					18.00	99	1	0	110 / 120	325.60	17.82	37.27		
16:00	17:00	302.6					18.00	99	1	0	110 / 120	343.60	17.82	37.45		
17:00	18:00	320.6					18.00	99	1	0	100 / 100	361.60	17.82	37.63		
18:00	18:15	Cambió bean a ustable @ 1/4"										361.60	323.74	0.00	37.63	
18:15	19:15	334.6					14.00	100	0	0	30 / 100	375.60	14.00	37.63		
19:15	20:15	343.6					9.00	100	0	0	10 / 100	384.60	9.00	37.63		
20:15	20:30	345.1					1.50	100	0	0	0 / 100	386.10	1.50	37.63		
		Se coloca bean de 3/8" or linea de forros										386.10	0.00	348.24	0.00	37.63
		Abrió o con 260 i - establliza en 110 i										386.10	0.00	348.24	0.00	37.63
												386.10	0.00	37.63		
21:15	22:15	353.1							8.00	99	1	0	0 / 220	394.10	7.92	45.63
22:15	23:15	358.6							5.50	99	1	0	0 / 220	399.60	5.45	45.68
23:15	24:00	363.6							5	99	1	0	0 / 50	404.60	4.95	45.73

Fecha : 26-Aug-97

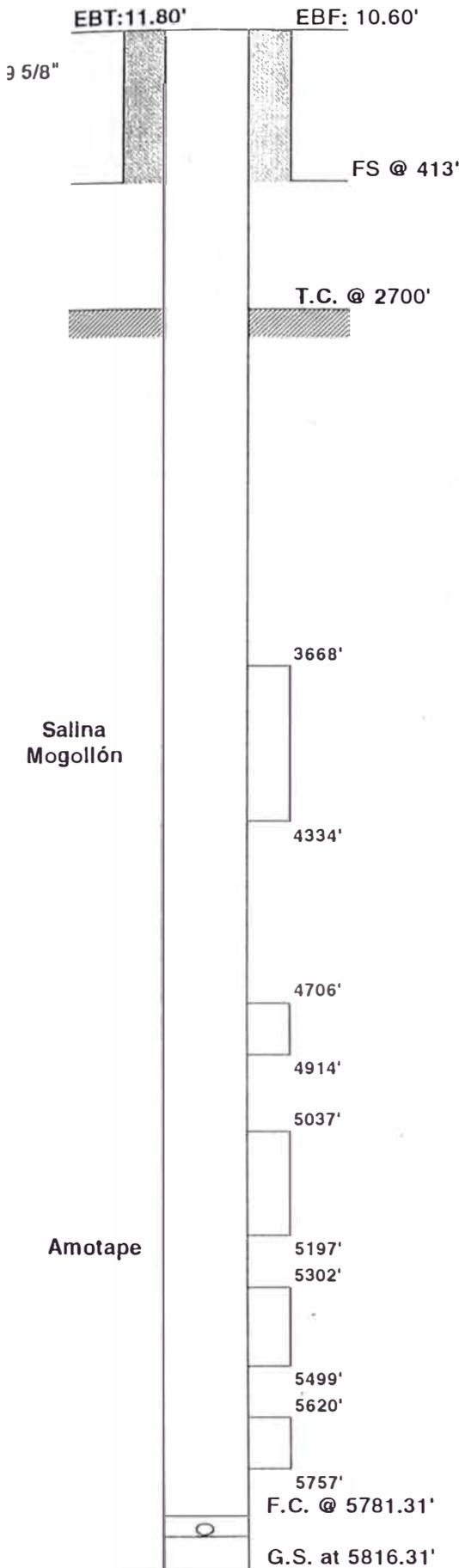
Pozo fluendo.

De	A	Neto Form.	Corr.	NI	NF	PP	Bbls Tubos	Oil %	Water %	Sed %	Bls Forros	Oil %	Water %	Sed %	Presion T/F	Ac.Fluido	Bls. Crudo	Cum. Oil Bbls	Bls. Water	Cum. Water bls	Comments
00:00	00:15	366.6									3	99	1	0	0 / 50	407.60	2.97	369.52	0.03	45.76	
00:15	01:00	374.6									8	99	1	0	0 / 50	415.60	7.92	377.44	0.08	45.84	
01:00	03:00	407.6		1200	Flowing	2300	33.00	100	0	0						448.60	33.00	410.44	0.00	45.84	Reinició swab
03:00	04:00	423.6					16.00	100	0	0					60 / 50	464.60	16.00	426.44	0.00	45.84	
04:00	05:00	439.6					16.00	100	0	0					60 / 50	480.60	16.00	442.44	0.00	45.84	
05:00	06:00	454.6					15.00	100	0	0					60 / 150	495.60	15.00	457.44	0.00	45.84	Forros cerrado
06:00	07:00	469.6					15.00	100	0	0					60 / 200	510.60	15.00	472.44	0.00	45.84	Forros cerrado
07:00	08:00	484.6					15.00	100	0	0					40 / 280	525.60	15.00	487.44	0.00	45.84	Forros cerrado
08:00	09:00	498.6					14.00	100	0	0					20-40 / 340	539.60	14.00	501.44	0.00	45.84	Forros cerrado
09:00	10:00	512.6					14.00	100	0	0					20-30 / 400	553.60	14.00	515.44	0.00	45.84	Forros cerrado
10:00	11:00	522.6					10.00	100	0	0					0-20 / 450	563.60	10.00	525.44	0.00	45.84	Forros cerrado
11:00	12:00	533.1					10.50	100	0	0					0-20 / 440	574.10	10.50	535.94	0.00	45.84	Forros cerrado
12:00	13:00	543.6					10.50	100	0	0					0-20 / 430	584.60	10.50	546.44	0.00	45.84	Forros cerrado
13:00	14:00	553.6					10.00	100	0	0					0-20 / 440	594.60	10.00	556.44	0.00	45.84	Forros cerrado

Pozo fluendo por tubos y forros , recuperó en total 663.3 bls de fluido con un aporte 563 bls (90 - 100% crudo)
 Quedó produciendo a tanque con estrangulador de 1/4". Desmontó equipo de Servicio de Pozos (26-08-97).
 Pozo produciendo a tanque hasta el 15-09-97. Asignó RPR de 112 x 2 x 24 x F x 25/64" (30-08-97).
 Bajó bomba de subsuelo el 16-09-97.

Tabla 12 (cont.)

Pozo 5372



FECHA

SUMARIO

- 01-May-69 Terminó perforación.
- 05-May-69 Tomó Neutron Log. Baleó Fm. Amotape de 5757'/5620' con 21 tiros. Sopló gas y crudo por 5 minutos. Presión de 250 PSI.
- 09-May-69 Rebaleó 5756'1/2"-5619'1/2" con 30 tiros. Presión de 800 a 0 en media hora.
- 11-May-69 Fracturó con 22.7 BPM, 455 Bbls. de crudo. Pres. promedio : 4500 PSI.
- Baleó 5499'/5302' con 29 tiros. Trató de fracturar. presión subió a 6000 PSI.
- Baleó 5413'/5302', con 19 tiros.
- Fracturó con 190 Bbls. + 92 sx de arena 20/40 a 21 BPM. Pres. prom. : 5850 PSI.
- Baleó 5197'/5037' con 28 tiros. Fracturó con 221 Bbls.+126 sx. de arena 20/40 a 23.1 BPM. Pres.prom. : 5600 PSI.
- Baleó 4914'/4706' con 27 tiros. Fracturó a 21.3 BPM. Pres. prom.: 4000 PSI.
- RPI : 211 x 84 x 24 x 1 1/8" x SF x 915 -/140
(Fm. Amotape).
- 02-Aug-71 Retiró instalación de subsuelo. Baleó Salina Mogollón en 4334'/3668' con 60 balas.
- RPR : 50 x 3 x 24 x PU x 1620 GOR (Amot. + Salina).
antes : 35 x 4 x 24 x PU x 600 GOR (sólo Amotape.)
- Dec-85 10 x 2 x 24 x PU
Sacó instalación de subsuelo . Bajo broca, luego rima y limpió hasta 5696', salió carbonatos, greda y restos de fierro.
- 10-Jan-86 Bajó RBP + RTTS. Acidificó Fm. Amotape con 1260 glns. de DAD (80%HCl al 15% + 20% de aditivos).
- 15-Jan-86 Trató de circular. Originó pescado. Trató de pescar, negativo Tope de pescado a 5582'.
Nota : No hay reporte de haber recuperado pescado.
- 02-Sep-93 Recuperó : 21 x 0 x 6 hrs. x SB.
- 17-Feb-97 30 x 01 x 2.75 x SB
- Producción acumulada a 1993 :**
80,614 BO x 27,895 BW x 192,102 MPC

Corros 4 1/2" N-80 de 11.6 # / Pie (11.80' - 3786.59')

Corros 4 1/2" J-55 de 11.6 # / Pie (3786.59' - 5816.31')

Tabla 14

Programa de Rehabilitación - Pozo 5372

DESCRIPCIÓN :	Rehabilitación	Evaluar Amotape / Baleo - Acid Squeeze
	Material Requerido	PROCEDIMIENTO
	195 tubos 2-3/8" x 30'	01.-Mover y armar equipo.
	Varillas 3/4"	02.-Desfogar pozo.
	Varillas 7/8"	04.-Chequear fondo, bajando tubería que se tiene en el pozo hasta encontrar tope.
	Broca 3 7/8"	05.-Sacar tubería 2 3/8" usada y cambiar por tubería nueva inspeccionada.
	Rima de 4 1/2"	06.-Bajar tubería con broca, si es necesario rotar para limpiar.
	RBP 4 1/2"	07.- Sacar tubería + broca.
	PKR 4 1/2"	08.-Bajar rima + tubería y limpiar hasta el fondo.
	Tapón Perman. 4 1/2"	09.-Sacar tubería + rima.
	(En caso de aislar Amotape en forma permanente).	10.- Instalar y probar Válvula de Baleo y Control BOP.
	Equipo Requerido	11.- Tomar Registro GR-CCL-CNL desde el fondo hasta 3550' corregir o confirmar programa inicial de baleo-rebaleo con 2 tiros por pie de la formación AMOTAPE. Identificar posibles zonas que puedan aportar gas ó agua para no considerarlas en el baleo-rebaleo.
		12.- Balear-rebalear la formación AMOTAPE según recomendación adjunta :
		13.- Abrir el pozo :
		13.01.- Si fluye conectarlo a tanque y probar producción usando estrangulador de 1/4". Muestrear, analizar y reportar fluidos producidos.
	USP	
Equipo Auxiliar (BOP, tina ,bomba, Power Swivel).	13.02.- Si no fluye proceder a bajar 1 tbo. 2 3/8" x 30' E/A + NA nuevo + tubería 2 3/8" x 30' dejando P.T. a 5630' y N.A. a 5600'. Swabear el pozo hasta que fluya reportando la operación en el formato respectivo. Muestrear, analizar y reportar fluidos producidos :	
Copas de swab		
TK rectangular	13.02.01.- Si el aporte después del swab es bueno y fluye, aún con LWOR, probar su producción conectándolo a tanque con estrangulador de 1/4".	
	13.02.02.- Si después del swab no fluye pero su aporte es bueno aún con LWOR , se pondrá en prueba de producción con equipo de subsuelo.	
	Nota : No se espera aporte de crudo con HWOR.	
	13.02.03.- Si después del swab no fluye y su aporte es nulo ó pobre se procederá a efectuar un ACID SQUEEZE (con PKR @ 4680') según programa de trabajo indicado en (*).	
	14.- Si se llega a efectuar el ACID SQUEEZE el pozo debe quedar cerrado entre 1 o 2 hrs. después del mismo.	
Presiones y Rate	15.- Abrir el pozo a producción :	
	15.01.- Si el pozo fluye proceder como en el paso 13.01. analizando también el HCl saliente gastado y midiendo el PH.	
	15.02.- Si el pozo no fluye proceder como el paso 13.02. analizando también el HCl saliente gastado y midiendo el PH.	
	(*) Tratamiento para Acid Squeeze	
	Mezcla : Solvente + 10% HCl + Surfactante + Aditivos	
	1.- Bombear 1000 galones de PAD Acid y desplazar seguidamente con 770 galones de mezcla al 10% de HCl + aditivos.	
	2.- Cerrar el pozo por 1 hora.	
	3.- Inyectar 3230 galones de mezcla al 10% HCl + aditivos a presión.	
	4.- Desplazar con 18 bis de agua de formación.	
Equipo en el Pozo	5.- Dejar el pozo cerrado durante dos horas.	
	Presión máxima : 2500 - 2700 psi	
	Rate de bombeo : 1 @ 3 bpm	
	Si se abandona algún intervalo será necesario corregir el volumen de mezcla de Acid Squeeze.	
	COLLARES	
	5210', 5163.5', 5119.75', 5080', 5041', 4997.75', 4954.5', 4911.75', 4870', 4826.25', 4781.75', 4742', 4698.75', 4376', 4339', 4299', 4256', 4216', 4173.5', 4132.5', 4088'.	
Forros 4 1/2' N-80 de 11.6 # / Pie (11.80' - 3786.59')		
Forros 4 1/2' J-55 de 11.6 # / Pie (3786.59' - 5816.31')		

Programa de Baleo - Pozo 5372

Fecha : 05-Jun-97
 Forros : 4 1/2"
 Fluido : Crudo
 Punto Cero : EBT : 11.6' , EBF : 10.6'

Yacimiento : Portachuelo
 Balas/Jets : 321 Tiros
 Formación : Amotape
 Espaciamiento : Selectivo

Intervalo		Etapa	Número Tiros	Tipo de Trabajo	Formación	Collares (Pies)
De	A					
5496	5486	I	9	Baleo	Amotape	4088
5477	5454	I	25	Baleo	Amotape	4132.5
5445	5420	I	26	Baleo	Amotape	4173.5
5403	5361	I	43	Baleo	Amotape	4216
5300	5340	I	41	Baleo	Amotape	4256
5186	5162	I	15	Baleo	Amotape	4299
5189	5153	I	7	Baleo	Amotape	4339
5142	5136	I	7	Baleo	Amotape	4376
5127	5118	I	10	Baleo	Amotape	4698.75
5108	5097	I	12	Baleo	Amotape	4742
5074	5052	I	23	Baleo	Amotape	4781.75
5034	5018	I	17	Baleo	Amotape	4826.75
4891	4889	I	4	Baleo	Amotape	4870
4882	4864	I	19	Baleo	Amotape	4911.75
4854	4846	I	9	Baleo	Amotape	4954.5
4834	4825	I	10	Baleo	Amotape	4997.75
4796	4791	I	6	Baleo	Amotape	5041
4774	4768	I	7	Baleo	Amotape	5080
4737	4707	I	31	Baleo	Amotape	5119.75
						5163.5
						5210
Total Tiros :						321

Observaciones :

Tiros referidos a los registro DualLaterolog y CDL - CNL - GR del 19-Oct-96 y corregidos con el registro eléctrico GR - CNL - CCL tomado el 14-Jul-97. Utilizar crudo como fluido de completación para baleo.

Pozo 5372 - Reporte de Swab despues de Acid Squeeze

N.A. @ : 4667' P.T @ : 4672' TUBOS : 148 tb. 2 3/8" PKR @ : 4669' Tapón @ : _____

Cap. Tubos : 0.00387 bls/pie Cap. Csg : _____ Bean : _____

Intervalos a probar : 5494' - 4708' c/334 tiros

NOTA : Este trabajo de swab fué realizado después del ACID SQUEEZE

Se usó en el trabajo 24 bls de OSAM 10% + 95 bls HCl 15%. Desplazó c/30 bls agua de formación

Fecha : 12-Julio-97

Hora		Nivel	Nivel	Prof.	Núm.	Barriles	Barriles	Bls.Fluido	Aporte	%	%	%	Oil Net	Cum Oil	Agua	Cum Agua	Observ.
De	A	Inicial	Final	Pistón	Corrid.		Hora	Acum.	(Bls)	Oil	Agua	Sedim.	Bbls	Bbls	Bbls	Bbls	
22:00	22:15	2850	3150	3500	1	2.44		2.44		1	98.90	0.1	0.024	0.024	2.413	2.413	
22:15	22:30	3150	3350	4000	1	2.44		4.88		60	39.30	0.7	1.464	1.488	0.959	3.372	
22:30	22:45	3350	3550	4200	1	2.44		7.32		35	64.75	0.25	0.854	2.342	1.580	4.952	
22:45	23:00	3550	3850	4500	1	2.44	9.76	9.76		65	34.75	0.25	1.586	3.928	0.848	5.800	
23:00	23:15	3350	4000	4660	1	2.44		12.2		70	29.75	0.25	1.708	5.636	0.726	6.526	
23:15	23:30	4000	4000	4660	1	2.44		14.64		74	25.70	0.3	1.806	7.442	0.627	7.153	
23:30	23:45	4000	4000	4660	1	2.44		17.08		75	24.75	0.25	1.830	9.272	0.604	7.757	
23:45	24:00	4000	4000	4660	1	2.44	9.76	19.52		80	19.75	0.25	1.952	11.224	0.482	8.239	

Fecha : 13-Julio-97

00:00	00:15	Cambió copa de swab															
00:15	00:30	4000	4000	4660	1	2.44		21.96		75	24.60	0.4	1.830	13.054	0.600	8.839	
00:30	00:45	4000	4000	4660	1	2.44		24.4		92	7.75	0.25	2.245	15.299	0.189	9.028	
00:45	01:00	4000	4000	4660	1	2.44	7.32	26.84		85	14.85	0.15	2.074	15.128	0.362	9.201	
01:00	01:15	4000	4000	4660	1	2.44		29.28		82	17.85	0.15	2.001	17.129	0.436	9.637	
01:15	01:30	4000	4000	4660	1	2.44		31.72		82	17.95	0.05	2.001	19.130	0.438	10.075	
01:30	01:45	4000	4350	4660	1	1.22		32.94		69	30.75	0.25	0.842	19.971	0.375	10.450	
01:45	02:00	4350	4000	4660	1	2.44	8.54	35.38		91	8.85	0.15	2.220	22.192	0.216	10.666	
02:00	02:15	4000	4350	4660	1	2.44		37.82		65	34.85	0.15	1.586	23.778	0.850	11.516	
02:15	02:30	4350	4000	4660	1	1.22		39.04		94	5.85	0.15	1.147	24.925	0.071	11.588	
02:30	02:45	4000	4350	4660	1	2.44		41.48		65	34.75	0.25	1.586	26.511	0.848	12.435	
02:45	03:00	4350	4350	4660	1	1.22	7.32	42.7		74	25.80	0.2	0.903	27.413	0.315	12.750	
03:00	03:15	4350	4350	4660	1	1.22		43.92		74	25.90	0.1	0.903	28.316	0.316	13.066	
03:15	03:30	4350	4350	4660	1	1.22		45.14		84.0	15.90	0.1	1.025	28.438	0.194	12.944	
03:30	03:45	4350	4350	4660	1	1.22		46.36		65.0	34.85	0.15	0.793	29.231	0.425	13.369	
03:45	04:00	4350	4350	4660	1	1.22	4.88	47.58		65.0	34.90	0.1	0.793	30.024	0.426	13.795	
04:00	04:15	4350	4350	4660	1	1.22		48.8		65.0	34.85	0.15	0.793	30.024	0.425	13.795	
04:15	04:30	4350	4350	4660	1	1.22		50.02		95.0	4.95	0.05	1.159	31.183	0.060	13.855	
04:30	04:45	4350	4350	4660	1	1.22		51.24		75.0	24.85	0.15	0.915	32.098	0.303	14.158	
04:45	05:00	4350	4350	4660	1	1.22	4.88	52.46		70.0	29.90	0.1	0.854	32.952	0.365	14.523	
05:00	05:15	4350	4350	4660	1	1.22		53.68		83.0	16.95	0.05	1.013	33.965	0.207	14.730	
05:15	05:30	4350	4350	4660	1	1.22		54.9		75.0	24.85	0.15	0.915	34.880	0.303	15.033	
05:30	05:45	4350	4350	4660	1	1.22		56.12		65.0	34.90	0.1	0.793	35.673	0.426	15.459	
05:45	06:00	4350	4350	4660	1	1.22	4.88	57.34		63.0	36.85	0.15	0.769	36.441	0.450	15.908	

Pozo 5376

Sumario

Pozo ubicado en la Cuadrícula 13-S- 14 E

Los pozos vecinos al 5376 son :

Pozo	RPI / RPR	Formac.	Oil Acum. Bbls	Agua Acum. Bbls	Gas Acum. MPC
4272	34	Sn	1,695		
4841	241	Amot			
4841	307	Amot			
4841	54	Amot			
4841	62	Amot - Sn	277,652	32,266	234,124
4942	126	Amot			
4942	109	Amot			
4942	123	Amot - Sn	222,204	35,226	211,645
5008	348	Amot			
5008	190	Amot			
5008	197	Amot - Sn	297,691	168,344	370,945
5376	66	Sn	24,578		

13 Marzo 71 Terminó perforación
Pozo dirigido a partir de 3000'.
T.D. @ 5655' F.C. @ 5595' Tope de Cemento @ 2800'.
Forros Superficie 9 5/8" ; H-40 ; 32.3 # / Ft ; G.S. @ 431'.
Forros Producción 4 1/2" ; N-80 ; 11.6 # / Ft ; G.S. @ 5630'.

14 Marzo 71 Baleó Amotape 5589 / 5489' w/ 39 tiros.
00 x 910 x 24 x 1/4" x SF - / 550 psi.
Agua de 17,000 ppm ClNa.

21 Marzo 71 Sentó Tapón EZ @ 5410' : Abandono Amotape.

23 Marzo 71 Baleó Amotape 5363 / 5077' w / 90 tiros.
Swab @ 5070' : 03 d x 00 x 2 hrs
PKR @ 5037' : BHP (Pe = 2088 psi @ 5150').

03 Abril 71 Swab @ 1200' : 07 d x 00 x 2 hrs

04 Abril 71 Sentó tapón Backer @ 4600' : Abandono Amotape.
Baleó Salina Mogollón 4551 / 3668' w / 192 tiros 15 /32".
78 x 02 x 24 x 1/4" x SF x 2217 - / 300 psi.

06 Abril 71 Estimuló w / Aceite : Usó 375 Bbls de crudo y 60 blas de Nylon a un
rate de 13 BPM w/ 1600 - 1800 psi.

Mayo 71 IPR = 66 x 38 x 24 x PU x 1849 (Salina Mogollón).

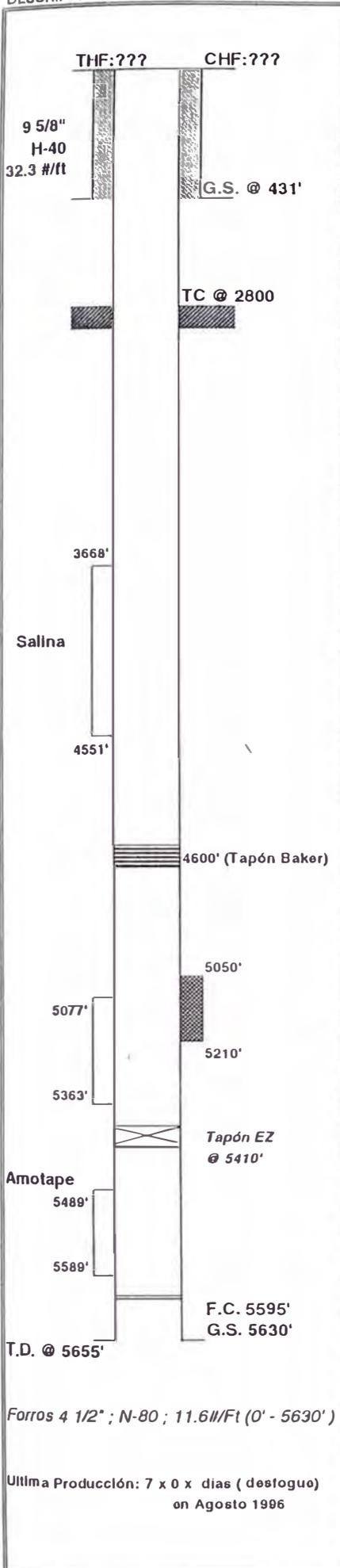
Recomendación

Moler Tapón Backer (4600').
Limpiar pozo hasta 5400'.
Tomar registro CNL - GR - CCL de 5400' hasta 4400'.
Reperforar Amotape 5270 / 5077'.
Efectuar Acid Frac en Amotape.

Programa de Rehabilitación - Pozo 5376

Fecha : Mayo 22 , 1997

DESCRIPCION:



Rehabilitación

Baleo - Rebaleo - Acid Frac @ Amotape

<u>Material Requerido</u>	<u>PROCEDIMIENTO</u>																																				
190 tbs 2-3/8"x30'	01.- Desfogar pozo. 02.- Armar Equipo de Servicio de Pozos 03.- Colocar control BOP y probar por 3 minutos. 04.- Bajar molino o broca con tubería 2 3/8" para rotar y moler Tapón Baker sentado a +/- 4600 pies y empujarlo hasta +/- 5410 pies (profundidad de sentado de tapón EZ). 05.- Limpiar por circulación hasta +/- tope del tapón EZ . 06.- Sacar tubería + molino (ó brtocha). 07.- Bajar rima 4 1/2" + 1 Tbo 2 3/8" x 30' E/A + NA + Tbs 2 3/8" x 30'. Verificar limpieza de todo el pozo hasta +/- 5410'. 08.- Desplazar fluido del pozo y dejar lleno con crudo ó con nivel a +/- 3500'. 09.- Sacar tubería + rima. 10.- Tomar registro GR - CNL - CCL desde 5400' a 4400'. 11.- Balear y/o rebalear Fm. Amotape con Casing Gun de acuerdo a recomendación que se adjunta :																																				
77 V 3/4" x 25'																																					
128 V 5/8" x 25'																																					
Ancla de gas 3-1/2"x22'																																					
o tubo perforado.																																					
Tapón Perman. 4 1/2"																																					
PKR 4 1/2"																																					
	12.- Bajar tapón RBP de 4 1/2" + pescante de RBP + Tubería 2 3/8" con PKR RTTS.																																				
<u>Equipo Requerido</u>	13.- Con RBP sin anclar , sentar PKR RTTS a +/- 5370'. Probar tapón EZ a +/- 5410' con 4500' a 5000 psi.																																				
USP	14.- Desanclar PKR RTTS y subir sarta.																																				
Equipo Auxiliar (BOP, Power Swivel, Tina y Bomba)	15.- Sentar RBP a +/- 5210' y PKR RTTS a +/- 5050'. Probar sentado de ambas herramientas.																																				
Unidad de Swab.	16.- Armar las conexiones necesarias para efectuar el Acid Frac .																																				
Camión Bomba para acido	17.- Realizar el ACID FRAC , según programa indicado al final.																																				
Registadores.	18.- Cerrar el pozo por dos horas.																																				
Muestreador de fluido para determinar PH, etc.	19.- Abrir y probar el pozo : 19.1 Si fluye, probar a tanque con estrangulador de 1/4". 19.2 Si no fluye, swabear el pozo reportando resultados según formato, muestrear , analizar y reportar fluidos producidos. Swabear el pozo hasta que PH sea mayor que 4 ó que se haya sacado todo el acido gastado. 19.2.1 Si después del swab el pozo fluye, probar a tanque con estrangulador de 1/4". Muestrear y analizar fluidos. 19.2.2 Si después del swab el pozo no fluye, pero su aporte es bueno, se decidirá la instalación de equipo de subsuelo. 19.2.3 Si después del swab el pozo no fluye, pero su aporte es pobre, se abandonará el intervalo en prueba.																																				
	20.- Si se decidiera instalar equipo de subsuelo , proceder a desanclar PKR RTTS , pescar RBP y desanclarlo. Sacar tubería con RBP + PKR RTTS.																																				
<u>Presiones y Rate</u>	21.- Bajar el siguiente complemento : 1 lb 2 3/8" x 30' C/T + 1 Ancla de gas 3 1/2" x 22' + 1 lb 2 3/8" x 30' + N.A. + Tbs de 2 3/8" x 30'. N.A. @ 5125' P.T. @ 5207'																																				
2000/2500 psi	22.- Verificar Nivel de Fluidos y probar la tubería 500 psi , usando standing Valve.																																				
	23.- Bajar bomba 2 x 1-1/4 x 14' RWTC con strainer. Sarta de varilla como sigue:. V 3/4" x 1927' V 5/8" x 3198'																																				
	24.- Llenar tubería con petróleo , agitar la bomba y realizar prueba manométrica a 500 psi estabilizada durante 10 minutos. En caso necesario repetir la prueba dos veces.																																				
<u>Equipo en el Pozo</u>	25.- Desmontar equipo.																																				
100 bbls de crudo para desplazamiento del fluido usado en el pozo.	26.- Después de 72 horas tomar prueba dinamoétrica y nivel de fluido, optimizar condiciones de operación de acuerdo a resultados.																																				
	27.- Dejar el pozo en prueba de producción hasta asignarle RPR.																																				
	Programa de Acid Frac																																				
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Valvula</th> <th>Fluido</th> <th>Galones</th> <th>Barriles</th> <th>BPM</th> <th>Presión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cerrada</td> <td>Crudo</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2500</td> </tr> <tr> <td>Ablerta</td> <td>PAD</td> <td>150</td> <td></td> <td>4.8</td> <td>1800</td> </tr> <tr> <td>Ablerta</td> <td>HCl</td> <td>485</td> <td></td> <td>15.4</td> <td>2/2.5 2000/2500</td> </tr> <tr> <td>Cerrada</td> <td>HCl</td> <td>865</td> <td></td> <td>27.5</td> <td>2 2000/2500</td> </tr> <tr> <td>Cerrada</td> <td>Crudo</td> <td>683</td> <td></td> <td>21.6</td> <td>2 2000/2500</td> </tr> </tbody> </table>	Valvula	Fluido	Galones	Barriles	BPM	Presión	Cerrada	Crudo				2500	Ablerta	PAD	150		4.8	1800	Ablerta	HCl	485		15.4	2/2.5 2000/2500	Cerrada	HCl	865		27.5	2 2000/2500	Cerrada	Crudo	683		21.6	2 2000/2500
Valvula	Fluido	Galones	Barriles	BPM	Presión																																
Cerrada	Crudo				2500																																
Ablerta	PAD	150		4.8	1800																																
Ablerta	HCl	485		15.4	2/2.5 2000/2500																																
Cerrada	HCl	865		27.5	2 2000/2500																																
Cerrada	Crudo	683		21.6	2 2000/2500																																

Última Producción: 7 x 0 x días (desfogue) on Agosto 1996

Programa de Baleo - Pozo 5376

Fecha : 22-May-97
 Forros : 4 1/2"
 Fluido : Crudo
 Punto Cero : CHF : '

Yacimiento : Portachuelo
 Balas/Jets : 108 Tiros
 Formación : Salina
 Espaciamiento : Selectivo

Intervalo		Etapa	Número Tiros	Tipo de Trabajo	Formación	Collares (Pies)
De	A					
5191	5179	I	24	Baleo-Rebaleo	Salina	
5175	5172	I	6	Baleo-Rebaleo	Salina	
5167	5140	I	54	Baleo-Rebaleo	Salina	
5126	5114	I	24	Baleo-Rebaleo	Salina	
					Total Tiros :	108

Observaciones :

Tomar Registro CNL-GR-CCL desde el fondo hasta 5400' - 4400'

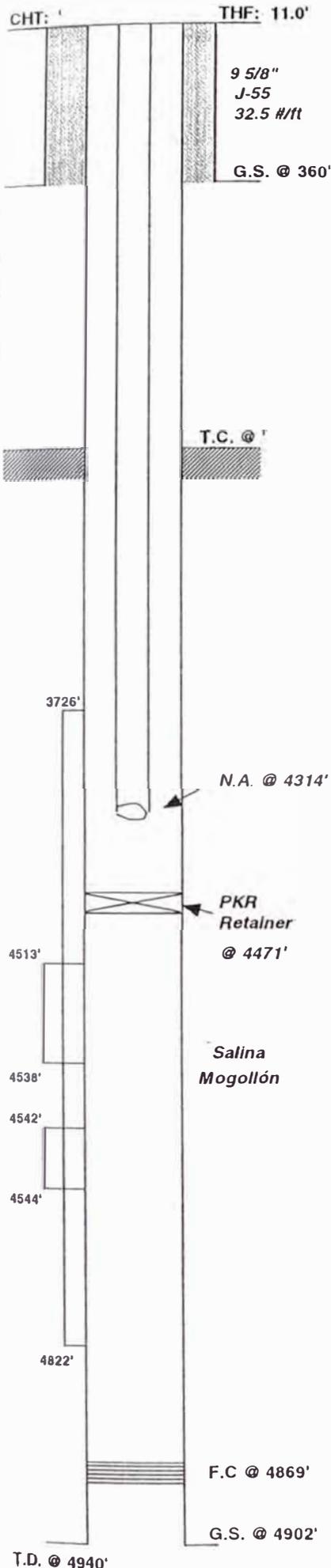
Trabajos de Baleo efectuados en la Rehabilitación de Pozos 1997

Pozo	Registro tomado	Tipo	Completación	Escopeta	Formacion abierta	Intervalo		Tiros
						De	A	
4286	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4696	3587	144
4291	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Palegreda	3604	3452	8
4291		Tubing Gun	Selectivo	Deep Star 1 11/16"	Salina	4780	4713	60
4292	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	5365	3937	138
4351	GR-CNL-CCL-CBL-VDL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	4206	3917	38
4373	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4940	3756	205
4392	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	5006	4400	149
4426	No se tomó registro	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4808	3256	120
4569	GR-CNL-CCL	Tubing Gun	Selectivo	Deep Star 1 11/16"	Palegreda	3352	3348	12
4569		Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4317	3703	225
4612	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	4285	3894	62
4613	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4524	3961	31
4614	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	3 5/8"	Salina	4702	3974	77
4616	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	4845	3878	208
4621	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Masivo	4"	Salina	4564	3585	68
4703	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4876	3584	54
4707	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4929	3856	52
4942	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4115	3855	42
5007	No se tomó registro	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	5472	4070	114
5037	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4434	3796	170
5189	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	3 1/8"	Salina	4886	4866	9
5189		Casing Gun	Selectivo	3 1/8" - 3 3/8"	Salina	4620	4021	67
5189		Casing Gun	Masivo	Deep Star 1 11/16"	Salina	4801	4584	52
5243	GR-CCL	Tubing Gun	Selectivo	Deep Star 1 11/16"	Salina	4918	4588	64
5372	No se tomó registro	Casing Gun	Masivo	4"	Amotape	5494	4708	334
5374	GR-CNL-CCL-CBL-VDL	Tubing Gun	Selectivo	Deep Star 1 11/16"	Verdún	2979	2942	16
5374		Casing Gun	Selectivo	3 5/8"	Salina	3017	2930	16
5374		Casing Gun	Selectivo	3 5/8"	Salina	4683	4240	81
5376	GR-CCL	Casing Gun	Masivo	Deep Star 1 11/16"	Salina	5191	5114	105
5527	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	5460	4226	176
5533	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	3 5/8"	Salina	5443	5176	43
5541	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	3 3/8"	Salina	5965	5470	59
5663	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	3 5/8"	Salina	4144	3609	106
6389	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	5682	4385	216
6443	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4785	3769	48
8001	GR-CNL-CCL	Casing Gun	Selectivo	4"	Salina	4442	3731	59

Tabla 20

Pozo 8001 - Mirador

SUMARIO



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 15 - S - 13 y esta ubicado en la falla Principal.
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 4940'. Tiene como pozos vecinos a el 8013, 4712, 6437, 4702, 8024. A continuación se detalla información básica :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
8013	370 x 0 x 1/4" x flowing	22	Salina - Amotape
4712	266x3x1/4"x flowing x GOR:6377	187	Salina Mogollón
6437	107x30x1/4"x flowing x GOR:172	47	Salina Mogollón
4702	416x3x1/4"x flowing x GOR:1594	131	Salina Mogollón
8024	58 x 0 x ST	6	Salina Mogollón

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	J-55	32.5	3	350.0	360.0	-	Sup.
Forros de Producción	5 1/2"	J-55	15.5	3	5000.0	4902.0	4869.0	

- 3.- El Pozo fué completado en Salina Mogollón (13/02/55).
 - * Se baleó el intervalo 4822' - 3726' con 757 tiros @ 3 tiros/pie (29/11/55)
RPI : 191 x 0 x 24 x 1/4" x Flowing x GOR : 1107 x 650/1150 T/F (30/12/55)
 - * Baleó el intervalo 4544' - 4542' c/5 tiros Sal-Mog. (27/03/60)
con el hueco lleno de agua, pozo se vino en gas c/2326.4 MCFPD
RPR : 34 x 0 x 24 x GOR : 4450
 - * Baleó Fm. Salina Mogollón en el intervalo 4538' - 4513' c/29 tiros (26/12/61)
Tiene un PKR retainer @ 4471'.
RPR : No registrado

- 4.- La Producción acumulada de este pozo @ Diciembre de 1995 fue de :
145,107 Bbls Petróleo x NR Bbls Agua x NR MPC
- 5.- Actualmente el pozo 8001 se encuentra cerrado.
- 6.- El 21 Octubre 1993 bajó tubería c/136 tubos quedando N.A. @ 4202', P.T. @ 4233'
Swabeó pozo. Recuperó 16 x 0 x 2 hrs . IL : 3190', FL : 3850', Pistón : 4190'
- 7.- Se realizaron las siguientes evaluaciones por swab :

Fecha	Oil	Agua	Horas	NI	NF	Pistón
31-Ago-93	11	0	2	3630	3990	4190
24-Jan-94	21	2	3	3230	4030	4230
31-Jan-94	21	1	3	3380	4030	4230
01-Mar-94	15	1	3	3480	4030	4230
09-Apr-94	18	1	3	3430	4030	4230

- 8.- El 09 Noviembre 1994, bajó bomba de subsuelo 2 1 1/4" RWTC # 5534
N.A @ 4200', P.T. @ 4230'.
- 9.- El 29 Mayo 1996, sacó bomba y tubería , pozo quedo sin tubos. Bomba salió con carbonato y 50 tubos con parafina (0' - 1500').
El 3 Octubre 1996, bajó tubería 2 3/8" . N.A. @ 4314'.

- 10.- Se realizaron las siguientes pruebas:

Fecha	Oil	Agua	Horas	NI	NF	Pistón
17-Jan-97	39	0	5	2500	4200	4300
29-Jan-97	43	2	4	2000	4200	4290
07-Mar-97	34.5	0.5	3.5	2000	3200	4000
04-Jun-97	19	2	4	1950	3950	4300

Recomendación

- 1.- Se recomienda limpiar el pozo hasta el tope del PKR @ 4471', y blear y/o reblear intervalos de Salina Mogollón, en caso de encontrar problemas con carbonatos, efectuar Spot Acido a la Fm. Amotape.

Programa de Baleo - Pozo 8001

Fecha	: 15-Jul-97	Yacimiento	: Mirador
Forros	: 5 1/2"	Balas/Jets	: 55 Tiros
Fluido	: Crudo	Formación	: Salina
Punto Cero	: THF : 11'	Espaciamiento	: Selectivo

Intervalo (Pies)	Etap	Número Tiros	Tipo de Trabajo	Formación	Intervalo (Pies)	Etap	Número Tiros	Tipo de Trabajo	Formación	Collares (Pies)
4442		1	Rebaleo	Sn Mog	4139		1	Rebaleo	Sn Mog	
4441		1	Rebaleo	Sn Mog	4135		1	Rebaleo	Sn Mog	
4432		1	Rebaleo	Sn Mog	4121		1	Rebaleo	Sn Mog	
4431		1	Rebaleo	Sn Mog	4120		1	Rebaleo	Sn Mog	
4355		1	Baleo	Sn Mog	4119		1	Rebaleo	Sn Mog	
4354		1	Baleo	Sn Mog	4108		1	Rebaleo	Sn Mog	
4351		1	Baleo	Sn Mog	4107		1	Rebaleo	Sn Mog	
4350		1	Baleo	Sn Mog	4103		1	Rebaleo	Sn Mog	
4344		1	Baleo	Sn Mog	4102		1	Rebaleo	Sn Mog	
4343		1	Baleo	Sn Mog	4069		1	Rebaleo	Sn Mog	
4333		1	Rebaleo	Sn Mog	4068		1	Rebaleo	Sn Mog	
4332		1	Rebaleo	Sn Mog	4067		1	Rebaleo	Sn Mog	
4328		1	Rebaleo	Sn Mog	4034		1	Rebaleo	Sn Mog	
4327		1	Rebaleo	Sn Mog	4033		1	Rebaleo	Sn Mog	
4322		1	Rebaleo	Sn Mog	3953		1	Rebaleo	Sn Mog	
4321		1	Rebaleo	Sn Mog	3952		1	Rebaleo	Sn Mog	
4290		1	Rebaleo	Sn Mog	3951		1	Rebaleo	Sn Mog	
4289		1	Rebaleo	Sn Mog	3948		1	Rebaleo	Sn Mog	
4282		1	Rebaleo	Sn Mog	3947		1	Rebaleo	Sn Mog	
4281		1	Rebaleo	Sn Mog	3886		1	Rebaleo	Sn Mog	
4276		1	Rebaleo	Sn Mog	3885		1	Rebaleo	Sn Mog	
4275		1	Rebaleo	Sn Mog	3879		1	Rebaleo	Sn Mog	
4229		1	Rebaleo	Sn Mog	3877		1	Rebaleo	Sn Mog	
4228		1	Rebaleo	Sn Mog	3743		1	Rebaleo	Sn Mog	
4227		1	Rebaleo	Sn Mog	3742		1	Rebaleo	Sn Mog	
4226		1	Rebaleo	Sn Mog	3737		1	Rebaleo	Sn Mog	
4225		1	Rebaleo	Sn Mog	3736		1	Rebaleo	Sn Mog	
4215		1	Rebaleo	Sn Mog	3732		1	Rebaleo	Sn Mog	
4148		1	Rebaleo	Sn Mog	3731		1	Rebaleo	Sn Mog	
4143		1	Rebaleo	Sn Mog						
Total Tiros :										55

Observaciones :

Tomar registro GAMMA RAY-CNL -CCL y corregir tiros finales.

N.A @ : 4321.63 P.T @ : 4417.68 TUBOS : _____ PKR @ : _____ Tapón @ : _____

Cap. Tubos : 0.00387 bls/pie Cap. Csg : _____ Bean : _____ Intervalos a probar : 4442' - 3731'

NOTA : Este trabajo de swab fué realizado después del BALEO-REBALEO de la fm. Salina Mogollón

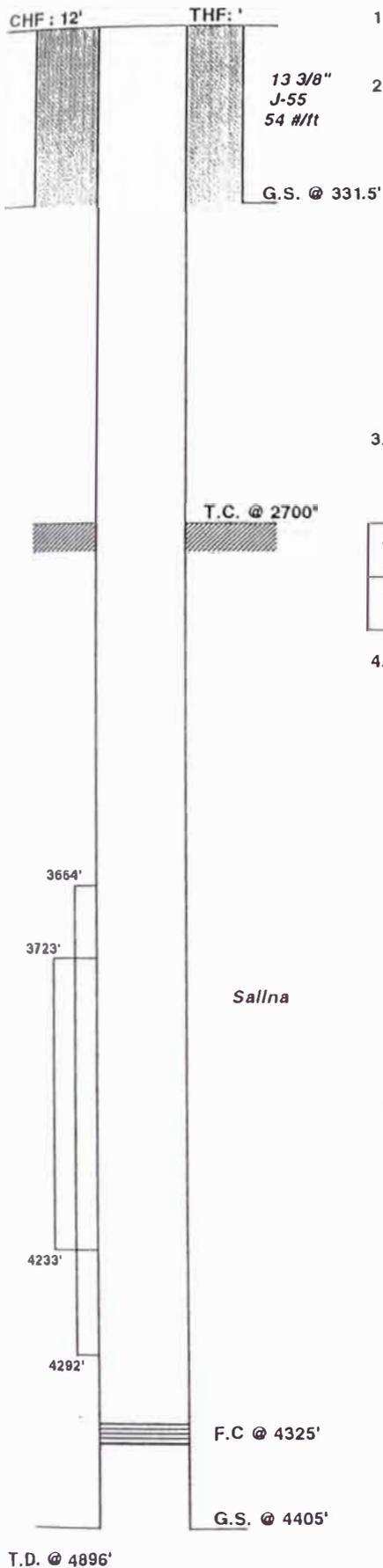
Fecha : 15-Jul-97

Hora		Nivel	Nivel	Prof.	Núm.	Barriles	Barriles	Bls.Fluido	Aporte	%	%	%	Oil Net	Cum Oil	Agua	Cum Agua	Observ.	
De	A	Inicial	Final	Pistón	Corrid.		Hora	Acum.	(Bls)	Oil	Agua	Sedim.	Bbls	Bbls	Bbls	Bbls		
18:15	18:30	300	600	1000	1	2.7		2.7		70	30.00	0	1.890	1.890	0.810	0.810		
18:30	18:45	600	900	1300	1	2.7		5.4		70	30.00	0	1.890	3.780	0.810	1.620		
18:45	19:00	900	1200	1600	1	2.7		8.1		40	60.00	0	1.080	4.860	1.620	3.240		
19:00	19:15	1200	1500	1900	1	2.7	10.8	10.8		40	60.00	0	1.080	5.940	1.620	4.860		
19:15	19:30	1500	1700	2200	1	2.7		13.5		15	85.00	0	0.405	6.345	2.295	7.155		
19:30	19:45	1700	1900	2400	1	2.7		16.2		15	85.00	0	0.405	6.750	2.295	9.450		
19:45	20:00	1900	2000	2600	1	2.7		18.9		15	85.00	0	0.405	7.155	2.295	11.745		
20:00	20:15	2000	2100	2700	1	2.7	10.8	21.6		10	90.00	0	0.270	7.425	2.430	14.175		
20:15	20:30	2100	2200	2800	1	2.7		24.3		10	90.00	0	0.270	7.695	2.430	16.605		
20:30	20:45	2200	2300	2900	1	2.7		27		20	80.00	0	0.540	8.235	2.160	16.335		
20:45	21:00	2300	2400	3000	1	2.7		29.7		40	60.00	0	1.080	9.315	1.620	17.955		
21:00	21:15	2400	2500	3100	1	2.7	10.8	32.4		40	60.00	0	1.080	10.395	1.620	17.955		
21:15	21:30	Cambio copas de Swab							32.4					0.000	10.395	0.000	17.955	
21:30	21:45	2500	2600	3200	1	2.7		35.1		50	50.00		1.350	11.745	1.350	19.305		
21:45	22:15	Pozo fluye			1	4	9.4	39.1		70	30.00		2.800	14.545	1.200	19.155		
22:15	22:30	2700	2700	3400	1	2.7		41.8		95	5.00		2.565	17.110	0.135	19.440		
22:30	22:45	2700	2700	3400	1	2.7		44.5		100			2.700	19.810	0.000	19.155		
22:45	23:00	2700	2800	3450	1	2.7		47.2		95	5.00		2.565	22.375	0.135	19.575		
23:00	23:15	2800	2800	3500	1	2.7	10.8	49.9		95	5.00		2.565	24.940	0.135	19.290		
23:15	23:30	2800	2800	3500	1	2.7		52.6		100	25.90		2.700	27.640	0.699	20.274		
23:30	23:45	2800	2800	3500	1	2.7		55.3		100.0	15.90		2.700	30.340	0.429	19.719		
23:45	00:00	Cambió caucho economizador.							55.3					0.000	30.340	0.000	20.274	
Fecha : 16-Jul-97																		
00:00	00:15	2800	2900	3500	1	2.7	8.1	58		70.0	30.00		1.890	32.230	0.810	20.529		
00:15	00:30	2900	3000	3600	1	2.7		60.7		60.0	40.00		1.620	33.850	1.080	21.354		
00:30	00:45	3000	3100	3700	1	2.7		63.4		50.0	50.00		1.350	35.200	1.350	21.879		
00:45	01:00	3100	3200	3800	1	2.7		66.1		60.0	40.00		1.620	36.820	1.080	22.434		
01:00	01:15	3200	3300	3800	1	2.7	10.8	68.8		60.0	40.00		1.620	38.440	1.080	22.959		
01:15	01:30	3300	3400	4000	1	2.7		71.5		50.0	50.00		1.350	39.790	1.350	23.784		
01:30	03:30	Equipo en Reparación							71.5					0.000	39.790	0.000	22.959	
03:30	03:45	3200	3300	3900	1	2.7		74.2		60.0			1.620	41.410	0.000	23.784		
03:45	04:00	3300	3400	4000	1	2.7		76.9		65.0			1.755	43.165	0.000	22.959		
04:00	04:15	3400	3500	4100	1	2.7		79.6		70.0			1.890	45.055	0.000	23.784		
04:15	04:30	3500	3600	4200	1	2.7	10.8	82.3		75.0			2.025	47.080	0.000	22.959		
04:30	04:45	3600	3700	4300	1	2.7		85		75.0			2.025	49.105	0.000	23.784		
04:45	05:00	3700	3800	4320	1	2.7		87.7		80.0			2.160	51.265	0.000	22.959		
05:00	05:15	3800	3900	4320	1	2.7		90.4		85.0			2.295	53.560	0.000	23.784		
05:15	05:30	3900	3900	4320	1	1.35	9.45	91.75		89.9	10.00	0.15	1.213	54.773	0.135	23.094		
05:30	05:45	3900	3900	4320	1	1.35		93.1		89.9	10.00	0.15	1.213	55.986	0.135	23.919		
05:45	06:00	3900	3900	4320	1	1.35		94.45		97.8	4.00	0.25	1.320	57.306	0.054	23.148		

Tabla 24

Pozo 4569

SUMARIO



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 y está ubicado para Salina en un bloque estructural con los pozos indicados a continuación.
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 4896'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 5241, 5119, 5121, 5199, 5352, 5353, 5209 . Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5241	1379 x 22 x 1/2" x 391	272	Salina
5199	174 x 17 x 3/8" x ST x GOR : 1720	165	Salina
5121	487 x 0 x 1/4" x 379	360	Salina
5119	66 x 22 x 24 x PU x GOR : 4586	53	Salina
5209	1269 x 9 x 24 x 3/8" x SF	540	Salina
5352	140 x 19 x 24 x PU x GOR : 1143	74	Salina
5353	127 x 12 x 24 x PU x GOR : 714	88	Salina

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	13 3/8"	J-55	54	3	315.5	331.5	-	Sup.
Forros de Producción	6 5/8"	J-55	20	3	42.4			
	5 1/2"	J-55	15.5	3	4350.9	4405.0	4325.0	2700.0

- 4.- 12-Mar-54 El Pozo fué completado en Salina.
14-Mar-54 Tomó registro Gamma Ray -Neutrón . Baleo Salina de 4292' - 3664' con 513 tiros 8.5 mm , 3 tiros/pie. Bajó tubos, desplazó agua con crudo, quedó P.T. @ 4292'.
17-Mar-54 Prueba : 613 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 376 x 900/650 psi
22-Mar-54 RPI : 641 x 0 x 24 x 1/4" x F x GOR : 399 x 850 /1550 psi
30-Mar-54 Tomó BHP , Pres, estatica : 2340 psi, Presión fluyente : 2125 psi @ 4300'
14-Jun-55 Cortó 900' de parafina dura . Swab : 25 x 8
16-Jan-59 Cortó 180' de parafina dura . Swab @ 3000' : 15 x 9
04-Jul-59 Cortó 430' de parafina . Swab @ 3000' : 14 x 6
14-Aug-59 Cortó 380' de parafina . Swab @ 2800' : 18 x 3
09-Abr-59 Cortó 800' de parafina . Swab @ 3200' : 15 x 5
28-Sep-59 Cortó 500' de parafina suave . Swab @ 2800' : 15 x 2 . Pozo quedó flowing.
11-Jan-60 Cortó 700' de parafina suave . Swab @ 3000' : 21 x 10
18-Oct-60 Cortó 650' de parafina . Swab @ 3350' : 29 x 21
22-Jun-61 No fluye. Cortó 400' de parafina .Swab @ 3300' : 20 x 10. Quedó fluyendo con 200/450 ps
18-Sep-61 No fluye. Cortó 650' de parafina . Swab @ 3500' : 14 x 8. Quedó fluyendo con 300/450 ps
06-Jan-62 Cortó parafina @ 1000' . Swab @ 3700' : 11 x 30
14-Feb-62 Mató pozo , sacó tubos.
Tomó registro Neutrón y baleó Fm. Salina de 4233' - 3723' con 89 tiros de 14 mm, 1 tiro /pie. Fondo de la escopeta @ 4233'
19-Feb-62 RPR : 138 x 0 x 24 x 11/32" x ST x GOR :1394 x 180 / 480 psi
Antes : 36 x 0 x 24 x 5/16" x SF x GOR : 2333
29-Mar-62 Cortó 500' de parafina suave . Swab @ 2900' : 21 x 12. Fluye con 200/500 #.
22-Oct-62 Cortó 1200' de parafina . Swab @ 3500' : 20 x 35. Fluye con 280/460 #.
28-Mar-63 Instaló equipo de bombeo.
29-Jul-65 Sacó bomba con arena y bastante parafina, chequeó fondo @ 4301', sacó tubos parafinados, limpió con bela, retornó carbonato. Reinstaló PU.
04-Aug-68 Sacó bomba pegada en un tubo con parafina, sacó tubos parafinados y reinstaló PU.
26-Jul-72 Sacó bomba y tubos parafinados, cambió por nuevos. Reinstaló PU.

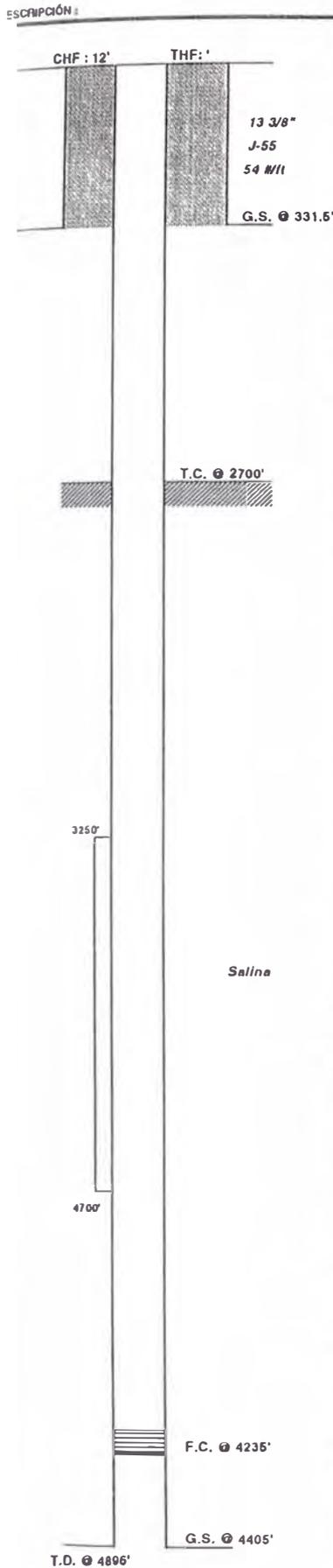
- 5.- La Producción acumulada de este pozo @ Abril 1,975 fue de :
487,740 Bbls Petróleo x 2,926 Bbls Agua x 565,306 MPC

- 6.- Actualmente el pozo 4569 se encuentra cerrado.

Recomendaciones

- Realizar limpieza con acido debido a que se reporta presencia de parafina/carbonato.
- Realizar Prueba con Packers para identificar zona productora de agua.
- Balear nuevas arenas y rebaleo arenas antiguas.

G.P.N.



Rehabilitación		Baleo-Rebaleo en Salina	
DESCRIPCIÓN		PROCEDIMIENTO	
Material Requerido			
184 tubos de 2 3/8" x 30'		01.-Comprobar el estado actual del acceso, líneas de flujo, anclotes, cabezal, válvulas laterales. El pozo no tiene tubería según último reporte de Wireline.	
Rima 5 1/2"		02.-Efectuar el acondicionamiento adecuado a todo lo que sea necesario y dejar preparado para ser intervenido con unidad de Servicio de Pozo.	
Copa de Swab		03.-Armar Equipo de Well Service e instalar conexiones de circulación v/o desfoque.	
		04.-Desfoque el pozo hasta que no tenga presión.	
		05.-Bajar Bela Mecánica para tomar fondo a +/- 4235' (F.C.) y comprobar limpieza del pozo. Si el pozo no esta limpio considerar la conveniencia de limpiarlo usando sólo la Bela Mecánica, de lo contrario usar Bela Hidrostática. Si no es conveniente usar Bela Mecánica o Hidrostática continuar con el paso 8.	
		06.-Bajar broca, molino o Junk Mill de 4 3/4" + 4 DCs + tubos 2 3/8" x 30' y limpiar pozo hasta el fondo operativo (4325), sacar sarta.	
Equipo Requerido		07.-Si no se bajó Junk Mill, bajar tubería con rima para casing de 5 1/2" + 01 tbo. 2 3/8" x 30' + NA + tubos 2 3/8" y rimar hasta el fondo limpiando por circulación	
USP		Observar retornos y tomar muestras si fueran parafina o carbonatos.	
BOP		08.-Levantar PT a 4230' y NA a 4200', swabear el pozo, muestreando, analizando y reportando los fluidos producidos.	
Tanque			
Bomba		08.01.- Si fluye con buen aporte de crudo y bajo o nulo WOR, dejarlo en prueba de producción con estrangulador de 1/4" y conectarlo a Tk. Si no fluye pero tiene buen aporte de crudo durante el swab después de tener mas de 20 Bbbls de aporte de formación dejarlo en prueba de producción con equipo de subsuelo.	
		08.02.- Si fluye con buen aporte de crudo y HWOR, proceder a identificar la procedencia del agua cuando deje de fluir mediante pruebas en Tandem (Tapón + pescante tapón + empaque) y así poder estudiar la alternativa de aislar la ó las zonas aportantes de agua y posteriormente poder dejarlo en prueba de producción con equipo de subsuelo.	
		08.03.- Si fluye o no y tiene pobre aporte solo de crudo sacar sarta dejando el pozo solo con crudo hasta un nivel de ± 2300' (±45 Bbbls)	
		09.-Instalar y probar Válvula de Baleo y control BOP.	
		10.-Tomar Registro CNL-CCL-GR desde el fondo hasta 3300'. Corregir tiros considerando el programa original de baleo adjunto, eliminar zonas con probable aporte de gas v/o agua, según resultados del análisis de los Registros Eléctricos y de las pruebas en tandem.	
		Nota : Después de las pruebas en Tandem, si el pozo no tuviera el aporte productivo que justifique bajar equipo de bombeo se procederá a balear la formación Talara (Palegreda) en el intervalo 3351'-3348' a 3 tiros por pie (total 9 tiros) usando Tubing Gun (Deep Star). según el paso 11.	
		11.-Bajar RBP 5 1/2" con pescante + tubería y sentarlo a ± 3375' (ver CCL) y dejar PT a 3330', el pozo debe quedar con Nivel de Fluido a 2300' para tener una presión hidrostática de 500 psi antes del baleo.	
Presiones y Rate		12.-Bajar Escopeta Deep Star y balear el intervalo 3351'-3348' con 9 tiros (3 t / ft)	
		13.-Si después del baleo :	
		13.01.-El pozo fluye dejarlo en prueba de producción con bean de 1/4" y conectado a un tanque. Muestrear, analizar y reportar fluidos producidos.	
		13.02.-Si el pozo no fluye swabearlo hasta que fluya o hasta que se tenga influjo hacia el pozo. Muestrear, analizar y reportar fluidos producidos.	
		Nota : De acuerdo a los resultados se decidirá si se baja instalación de producción o se procederá a recuperar PKR para continuar el baleo de Salina Moqollón con Casing Gun de 4" a 1 tiro por pie para lo que se dejará nivel de fluido a ± 2600'.	
Equipo en el Pozo		14.-Instalar y probar Válvula de Baleo y Control BOP.	
220 bbbls de agua de formación.		15.-Balear - rebalear Salina Moqollón de acuerdo al programa ya corregido que se indica en el paso 10.	
50 bbbls de crudo para balear Palegreda		16.-Evaluar el pozo después del baleo tal como se indica en el paso 13.	
		Programa de Pruebas en Tandem	
		Etapa	RBP
		PKR	Collares
		I	Colgado
		II	4225'
		III	4030'
		IV	3890'
		V	3720'
			Desanclado
		I	4225'
		II	4030'
		III	3890'
		IV	3720'
		V	3720'
			Desanclado
		4225' 4241.50' y 4204.00'	
		4030' 4054.00' y 4016.50'	
		3890' 3903.75' y 3866.25'	
		3720' 3756.25' y 3718.75'	
		(*) Los valores se han estimado por no haber Registro GR-CCL disponible.	

Fecha : 28-Sep-97
 Forros : 5 1/2"
 Fluido : Crudo / Agua de formación
 Punto Cero : CHF : 12'

Yacimiento : Portachuelo
 Balas/Jets : 224 Tiros
 Formación : Palegreda / Salina
 Espaciamiento : Selectivo

Intervalo		Etapa	Número Tiros	Tipo de Trabajo	Formación	Collares (Pies)
De	A					
3351	3348	I	9	Baleo	Palegreda	
4317	4300	II	18	Baleo-Rebaleo	Salina	3718.5
4290	4230	II	61	Baleo-Rebaleo	Salina	3756.25
4162	4150	II	10	Baleo-Rebaleo	Salina	3866.25
4123	4098	II	26	Baleo-Rebaleo	Salina	3903.75
4080	4070	II	11	Baleo-Rebaleo	Salina	4016.5
4008	4005	II	4	Baleo-Rebaleo	Salina	4054
3990	3980	II	11	Baleo-Rebaleo	Salina	4204
3972	3956	II	17	Baleo-Rebaleo	Salina	4241.5
3913	3900	II	14	Baleo-Rebaleo	Salina	
3752	3746	II	7	Baleo-Rebaleo	Salina	
3712	3677	II	36	Baleo-Rebaleo	Salina	
Total Tiros :						224

Observaciones

Tiros referidos al Registro Eléctrico del 15 Marzo 1954.
 Tomar Registro CNL-GR-CCL desde el fondo hasta 3300'
 Utilizar crudo como fluido de completación para baleo en Palegreda

Fecha : 12-Oct-97

P.T. @ 4251' N.A. @ 4219' F.C. @ 4325' Fluido por Recuperar = 69.615 Bbls (Oil: 6.5 Bls, Agua: 63.115 Bls)

Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Oil %	Agua %	Sed. %	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora					Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)
23:00	23:15	800	1200	2000	-65.115	4.5			100	0		4.5	4.50	4.50	0.00	0.00
23:15	23:30	1200	1500	2400	-60.615	4.5			10	90		9	0.45	4.95	4.05	4.05
23:30	23:45	1500	1800	2700	-56.115	4.5			0	100		13.5	0.00	4.95	4.50	8.55
23:45	24:00	1800	2300	3000	-51.615	4.5	18		0	100		18	0.00	4.95	4.50	13.05

Fecha : 13-Oct-97

P.T. @ 4251' N.A. @ 4219' F.C. @ 4325' Fluido por Recuperar = 69.615 Bbls

Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Oil %	Agua %	Sed. %	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora					Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)
00:00	00:15	2300	2500	3500	-47.115	4.5			0	100	0	22.5	0.00	4.95	4.50	17.55
00:15	00:30	2500	2800	3700	-42.615	4.5			0	100	0	27	0.00	4.95	4.50	22.05
00:30	00:45	2800	3000	4000	-38.115	4.5			0	100	0	31.5	0.00	4.95	4.50	26.55
00:45	01:00	3000	3000	4200	-33.615	4.5	18		0	100	0	36	0.00	4.95	4.50	31.05
01:00	01:15	3000	3200	4000	-29.815	3.8			2	98	0	39.8	0.08	5.03	3.72	34.77
01:15	01:30	3200	3200	4200	-26.015	3.8			2	98	0	43.6	0.08	5.10	3.72	38.50
01:30	01:45	3200	3200	4200	-22.215	3.8			5	94	1	47.4	0.19	5.29	3.57	42.07
01:45	02:00	3200	3200	4200	-18.515	3.7	15.1		5	94	1	51.1	0.19	5.48	3.48	45.55
02:00	02:15	3200	3300	4200	-14.815	3.7			15	84	1	54.8	0.56	6.03	3.11	48.66
02:15	02:30	Cambió caucho economizador y copa de swab														
02:30	02:45	3300	3300	4200	-11.515	3.3			15	84	1	58.1	0.50	6.53	2.77	51.43
02:45	03:00	3300	3400	4200	-8.215	3.3	10.3		18	71	1	61.4	0.59	7.12	2.34	53.77
03:00	03:15	3400	3600	4200	-5.215	3			40	59	1	64.4	1.20	8.32	1.77	55.54
03:15	03:30	3600	3700	4200	-3.015	2.2			90	9	1	66.6	1.98	10.30	0.20	55.74
03:30	03:45	3700	3850	4200	-1.215	1.8			90	9	1	68.4	1.62	11.92	0.16	55.90
03:45	04:00	3800	3900	4200	-0.015	1.2	8.2		88	11	1	69.6	1.06	12.98	0.13	56.03
04:00	04:15	3900	3900	4200	1.085	1.1			84	15	1	70.7	0.92	13.90	0.17	56.20
04:15	04:30	3900	3900	4200	2.185	1.1			88	11	1	71.8	0.97	14.87	0.12	56.32
04:30	04:45	3900	3900	4200	3.285	1.1			90	9	1	72.9	0.99	15.86	0.10	56.42
04:45	05:00	3900	3900	4200	4.385	1.1	4.4		90	9	1	74	0.99	16.85	0.10	56.52
05:00	05:15	3900	3900	4200	5.485	1.1			90	9	1	75.1	0.99	17.84	0.10	56.62
05:15	05:30	3900	4000	4200	6.185	0.7			85	14	1	75.8	0.60	18.43	0.10	56.71
05:30	05:45	4000	4000	4200	6.885	0.7			80	19	1	76.5	0.56	18.99	0.13	56.85
05:45	06:00	4000	4100	4200	7.585	0.7	3.2		80	19	1	77.2	0.56	19.55	0.13	56.98
06:00	06:15	4100	4150	4200	7.885	0.3			70	29	1	77.5	0.21	19.76	0.09	57.07
06:15	06:30	4150	SECO	4200	7.985	0.1	0.4		70	29	1	77.6	0.07	19.83	0.03	57.10
06:30	08:30	Pozo en reposo														
08:30	08:45	3800	3800	4200	9.485	1.5			70	28.5	1.5	79.1	1.05	20.88	0.43	57.52
08:45	09:00	3800	3800	4200	10.985	1.5			50	48	2	80.6	0.75	21.63	0.72	58.24
09:00	09:15	3800	3800	4200	12.485	1.5			30	69	1	82.1	0.45	22.08	1.04	59.28
09:15	09:30	3800	3800	4200	13.985	1.5	6		10	89	1	83.6	0.15	22.23	1.34	60.61
09:30	09:45	3800	3800	4200	15.485	1.5			15	84	1	85.1	0.23	22.46	1.26	61.87
09:45	10:00	3800	3800	4200	16.985	1.5			15	84	1	86.6	0.23	22.68	1.26	63.13
10:00	10:15	3800	3800	4200	18.485	1.5			30	69.75	0.25	88.1	0.45	23.13	1.05	64.18
10:15	10:30	3800	3800	4200	19.985	1.5	6		50	49.5	0.5	89.6	0.75	23.88	0.74	64.92
10:30	12:30	Pozo en reposo														
12:30	12:45	3800	3800	4200	21.485	1.5			50	49.5	0.5	91.1	0.75	24.63	0.74	65.66
12:45	13:00	3800	3900	4200	22.585	1.1	2.6		50	49.5	0.5	92.2	0.55	25.18	0.54	66.21

Conclusiones:

El resultado del swab después de balear Sn-Mog :

	Vol. Inic. x recuperar	Vol. recuperado	Aporte
Petróleo	6.5	25.18	18.68
Agua	63.115	66.21	3.095

ETAPA I

Fecha : 13-Oct-97

Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua			
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora		Oil %	Agua %	Sed. %	Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)
13:00	17:45	Sacando Tubos > bajó Tubos con PKR & RBP														
17:45	18:00	3400	3800	4200	3	3			90	9	1	3	2.70	2.70	0.27	0.27
18:00	18:15	3800	3800	4200	4.5	1.5			60	39	1	4.5	0.90	3.60	0.59	0.86
18:15	18:30	3800	3900	4200	5.9	1.4			15	85	0	5.9	0.21	3.81	1.19	2.05
18:30	18:45	3900	4000	4200	7	1.1	7		10	90	0	7	0.11	3.92	0.99	3.04
18:45	19:00	4000	4100	4200	7.7	0.7			30	69.5	0.5	7.7	0.21	4.13	0.49	3.52
19:00	19:15	4100	4200	4200	8	0.3	1		35	64.25	0.75	8	0.11	4.24	0.19	3.71
19:15	21:15	Pozo en reposo			8							8	0.00	4.24	0.00	3.71
21:15	21:30	3800	4100	4200	9.5	1.5			45	54.5	0.5	9.5	0.68	4.91	0.82	4.53
21:30	21:45	4100	SECO	4200	9.8	0.3	1.8		20	79	1	9.8	0.06	4.97	0.24	4.77
21:45																
		Sentó RBP = 4295'		PKR = 4225'		(Etapa I A)										
23:45	24:00	3300	3600	4200	-1.93	3.3			5	75	0	3.3	0.17	0.17	2.48	2.48

ETAPA IA

Fecha : 14-Oct-97

Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua			
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora		Oil %	Agua %	Sed. %	Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)
00:00	00:15	3600	3600	4200	0.37	2.3			1	99		5.6	0.02	0.19	2.28	4.75
00:15	00:30	3600	3800	4200	2.67	2.3			0	100		7.9	0.00	0.19	2.30	7.05
00:30	04:00				2.67							7.9	0.00	0.19	0.00	7.05
04:00	04:15	3200	3600	4200	6.07	3.4			5	95		11.3	0.17	0.36	3.23	10.28
04:15	04:30	3600	3800	4200	8.37	2.3			5	95		13.6	0.12	0.47	2.19	12.47
04:30	04:45	3800	4000	4200	9.67	1.3			3	97		14.9	0.04	0.51	1.26	13.73
04:45	05:00	4000	4000	4200	10.37	0.7			3	97		15.6	0.02	0.53	0.68	14.41
05:00	05:15	4000	4100	4200	10.87	0.5			2	98		16.1	0.01	0.54	0.49	14.90
05:15	05:30	4000	SECO	4200	11.17	0.3			2	98		16.4	0.01	0.55	0.29	15.19

Tabla 28 (cont.)

ETAPA II

Fecha : 14-Oct-97

P.T. @ 4036.84'

N.A. @ 4025.54'

F.C. @ 4325'

PKR = 4029.24'

RBP = 4225'

Volumen por Recuperar = 3.20 + 4.66 = 7.86 BF

Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Oil %	Agua %	Sed. %	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua	
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora					Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)	
06:45	07:00	3200	3700	4022	-4.86	3			3	97	0	3	0.09	0.64	2.91	2.91	
07:00	07:15	3700	3700	4022	-3.66	1.2			80	19	1	4.2	0.96	1.60	0.23	3.14	
07:15	07:30	3700	3700	4022	-2.46	1.2			80	19	1	5.4	0.96	2.56	0.23	3.37	
07:30	07:45	3700	3700	4022	-1.26	1.2			90	9	1	6.6	1.08	3.64	0.11	3.47	
07:45	08:00	3700	3980	4022	-0.79	0.47			90	9	1	7.07	0.42	4.06	0.04	3.52	
08:00	08:15	3900	SECO	4022	-0.79	0											
08:15	09:15	Pozo en reposo															
09:15	10:30	Movié herramientas para evaluar ETAPA III															

ETAPA III

Fecha : 14-Oct-97

P.T. @ 3898'

N.A. @ 3886'

F.C. @ 4325'

PKR = 3890'

RBP = 4030'

Volumen por Recuperar = Tubería + Cámara

Volumen por Recuperar = 3.62 + 3.33 = 6.95 BF

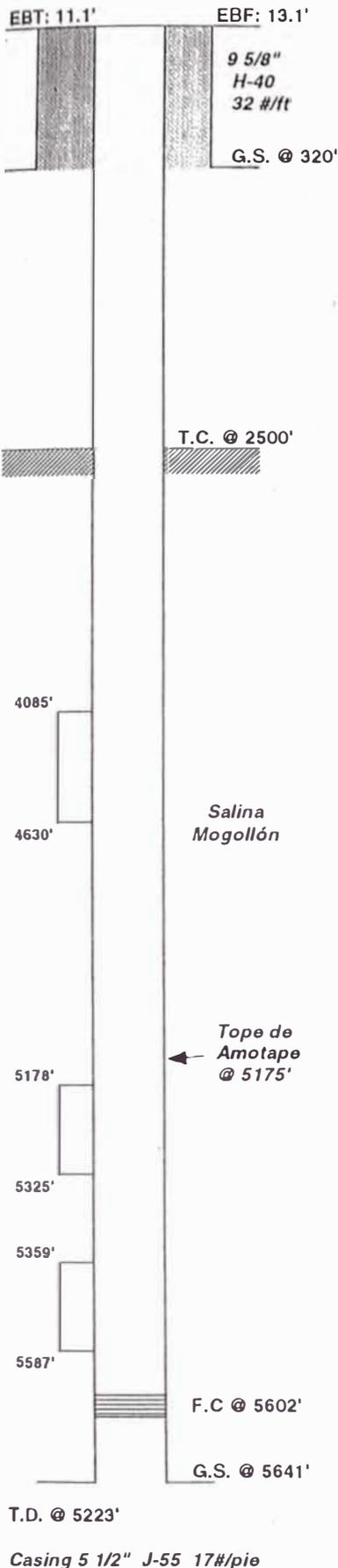
Hora		Nivel	Nivel	Pistón	Fluido	Bls.	Bls.	Presión	Oil %	Agua %	Sed. %	Fluido	Bls. de	Acum. Oil	Bls. de	Acum. Agua
De	A	Inicial	Final		Neto	Tubos	Hora					Total	Crudo	(bls)	Agua	(bls)
10:30	10:45	2950	2950	3880	-3.45	3.5			60	39	1	3.5	2.10	2.10	1.37	1.37
10:45	11:00	2950	3180	3880	-0.67	2.78			80	19	1	6.28	2.22	4.32	0.53	1.89
11:00	11:15	3180	3500	3880	0.72	1.39			85	14	1	7.67	1.18	5.51	0.19	2.09
11:15	11:30	3500	3500	3880	2.11	1.39	9.06		85	14	1	9.06	1.18	6.69	0.19	2.28
11:30	13:30	Pozo en reposo			2.11	0						9.06	0.00	6.69	0.00	2.28
13:30	13:45	3500	3500	3880	3.5	1.39			80	19	1	10.45	1.11	7.80	0.26	2.55
13:45	14:00	3500	3650	3880	4.19	0.69			80	20	0	11.14	0.55	8.35	0.14	2.68
14:00	14:15	3650	3650	3880	4.88	0.69			80	20	0	11.83	0.55	8.90	0.14	2.82
14:15	14:30	3650	3650	3880	4.88	0	2.77					11.83	0.00	8.90	0.00	2.82

Resumen de Prueba con Packers

Etapa	Intervalo		Niveles			Volumen recup.		Por recuperar	Aporte		Comentario
	PKR	RBP	NI	NF	Pistón	Oil	Agua		Oil	Agua	
I	4225	colgado	3400	seco	4200	4.97	4.77				
IA	4225	4295	3300	seco	4200	0.55	15.19	5.23	0.37	10.44	No se evaluó el tiempo suficiente
II	4029.24	4225	3200	seco	4022	4.06	3.52	7.86	0	0	No se evaluó el tiempo suficiente
III	3890	4030	2950	3650	3880	8.9	2.82	6.95	4.57	0.92	Intervalo con mayor aporte de crudo

Tabla 28 (cont.)

Pozo 6388 - Sumario



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 11 - S - 15 y esta ubicado en la cercanía de la falla 5166.
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5661'. Tiene como vecinos a los pozos : 5166, 5123, 5371, 5123, 4440. Se detalla la siguiente información a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5166	450 x 32 x SF	315	Amotape
5123	171 x 10 x 1/4" x SF	134	Amotape
5371	130 x 0 x 1/2" x SF x 700 psi	47	Amotape - Salina
5123	127 x 12 x 24 x PU x GOR : 714	134	Amotape
4440	885 x 33 x 24 x ST	626	Amotape
6388	523 x 11 x 1/4" x SF x GOR : 369	107	Amotape - Salina

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32	3	306.4	320.0	-	Sup.
Forros de Prod.	5 1/2"	J-55	17	3	5630.0	5641.0	5602.0	2500.0

- 4.- El Pozo fué completado en Amotape (20/Febrero/82).

- Se bajó tubería con rima y tomó fondo @ 5607' (F.C. @ 5602') y desplazó el agua con 120 bls de agua tratada (19-20 Feb 1982)

Baleó Amotape de 5587' - 5359' c/24 jets 1/2". Fracturó :

1era etapa. usó 558 bls de agua salada tratada con 35 S_{ms} de KCl + aditivos + 300 S_{ms} de arena 20/40, rate : 26 bpm. Pres. ruptura : 2400 psi, Pres. final : 4000 psi. Pres. inyec. : 4100 - 3000 psi, Pres. parada : 1900 psi, pres. prom. : 3500 psi.

Baleó Amotape de 5325' - 5178' c/22 jets 1/2". Fracturó :

2da etapa. usó 624 bls de agua salada tratada con 35 S_{ms} de KCl + aditivos + 515 S_{ms} de arena 20/40, rate : 24 bpm. Pres. ruptura : NR psi, Pres. final : 3400 psi. Pres. inyec. : 3400 - 2900 psi, Pres. parada : 2400 psi, pres. prom. : 3300 psi. Asigné RPI.

IPR : 528 x 11 x 1/4" x SF x GOR : 369 x 480 psi (25/02/82)

- El 2 de Marzo de 1986, bajó broca 4 3/4", rotó, circuló hasta 5519', bajó tubos con bela hidrostática, tomó tope @ 5530', limpió hasta 5602', uso 50 bls de crudo rimó hasta 5580', bombeó 330 bls de solvente desplazó c/22 bls de crudo, bajó tubos, P.T. @ 5561', N.A. @ 5530'.

Bajó sarta de tubos c/PKR-RTTS sentó @ 5599, bombeó ácido y desplazó con 10 bls de crudo, formación no toma. Levanto P.T., sentó RTTS @ 5444' bombeó 20 bls de ácido HCl 15%, y desplazó con 20 bls de crudo, desfogó pozo con gas, sentó RTTS @ 5379', bombeó 8 bls de ácido HCl 15%, desplazó c/ 30 bls de crudo desfogó negativo, swabeo : 5 x 0. Sacó tubos con RTTS.

Bajó tubería con RBP + RTTS, sentó RBP @ 5291', RTTS @ 5225', acidificó usando 3000 SCF de nitrógeno, seguidos de 1260 gls de ácido asociado, desplazó c/ 840 gls de crudo, desfogó pozo, descargó PKR y RBP.

Resentó RBP @ 5230', RTTS @ 5155', acidificó, usó 3000 SCF de nitrógeno seguidos de 420 gls de ácido asociado, paró por presión alta, continuó bombeando 310 gls de ácido asociado, paró por presión alta, continuó c/ 210 gls de ácido seguidos de 590 gls de crudo. Probó RTTS c/ 1200 gls de crudo .O.K.

Continuó bombeando 1080 gls de ácido, desplazó c/630 gls de crudo, destogó Descargó, y resentó RBP @ 5300', RTTS @ 5140', swabeó pozo, fluyo:

Pozo fluyó : 100 x NR x 10 x 1 1/8" x ST x 50# a tanque (07/03/86)

Descargó y sacó PKR c/pescante RBP,

bajó tubos c/RTTS y sentó @ 5140', swabeó : 15 x 0 x 2 hrs. Sacó tubería c/PKR.

Bajó tubos c/tapón perforado, P.T @ 5178', N.A. @ 5126'

Bajó bomba de subsuelo poro no trabajo por producción de gas (16/03/86)

Registro dinamoométrico mostró presencia de parafina y de crudo gasificado,

bajó bela y limpio hasta tope de RBP @ 5290', desfogó al campo (21/04/86)

bajó tubos c/pescante RBP, sacó RBP. (20/05/86)

Bajó tubería c/PKR, sentó @ 5157', P.T. @ 5217'. Tomó BHP. grad. prom. : 0.1 #/ft

Bajó bomba de subsuelo. Asigné RPR

RPR : 63 x 7 x 24 x PU x GOR : 369 x 480 psi (26/06/86)

Antes : 28 x 12 x 24 x PU

- Rimó pozo hasta 5150'.

Baleó Fm Salina Mogollón de 4630' - 4085' c/38 jets 1/2" (20/07/89)

RPR : 233 MPC (Pozo de gas)

- La curva de producción solo muestra producción de gas luego de abrir Salina Mogollón hasta marzo de 1993 : 0 x 7 x SF x GOR : NR

Antes del baleo de Salina tenía un GOR promedio de ± 450.

En la información disponible no se reporta presencia de carbonatos o parafina.

- 5.- La Producción acumulada de este pozo @ Agosto 1996 fué de : 106,087 Bbls Petróleo x 22,974 Bbls Agua x 140,249 MPC

- 6.- Actualmente el pozo 6388 se encuentra cerrado.

G.P.N.

Etapa I

Usó 196.8 Bls de Agua de Formación para limpieza del pozo.

Volumen por recuperar de Cámara + Tbg : 11.86 bls.

Instalación en el Pozo

N.A @	5313'	P.T. @	5470'	PKR @	5316'
-------	-------	--------	-------	-------	-------

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 5587' - 5359' : Amotape

Fecha : 03-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	Presion T/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)		
10:15	10:40	-191.2	1	3550	3650	5000	5.60	100	0	0		5.60	5.60	5.60	0.00	0.00		
10:40	11:00	-184.9	1	3650	4200	5300	6.32	100	0	0		11.92	6.32	11.92	0.00	0.00		
11:00	11:20	-180.7	1	4200	4200	5300	4.20	30	70	0		16.12	1.26	13.18	2.94	2.94		
11:20	11:40	-176.5	1	4200	4520	5300	4.20	20	76.5	3.5		20.32	0.84	14.02	3.21	6.15		
11:40	12:00	-173.6	1	4520	4920	5300	2.90	20	77.5	2.5		23.22	0.58	14.60	2.25	8.40		
12:00	12:20	-172.2	1	4920	4950	5300	1.40	18	80.5	1.5		24.62	0.25	14.85	1.13	9.53		
12:20	12:40	-170.8	1	4950	4950	5300	1.38	15	84.5	0.5		26.00	0.21	15.06	1.17	10.69		
12:40	13:00	-169.4	1	4950	4950	5300	1.38	18.5	80	1.5		27.38	0.26	15.31	1.10	11.80		
13:00	13:20	-168.0	1	4950	4800	5300	1.38	16	82	2		28.76	0.22	15.54	1.13	12.93		
13:20	13:40	-166.7	1	4950	4850	5300	1.38	18	80	2		30.14	0.25	15.78	1.10	14.03		
13:40	14:00	-164.8	1	4800	4920	5300	1.84	18	80.5	2.5		31.98	0.33	16.11	1.48	15.51		
14:00	14:20	-163.2	1	4850	4920	5300	1.60	22	76.2	1.8		33.58	0.35	16.47	1.22	16.73		
14:20	14:40	-162.1	1	4920	4920	5300	1.14	28	68.5	3.5		34.72	0.32	16.79	0.78	17.51		
14:40	15:00	-160.7	1	4920	4850	5300	1.40	31	66.5	2.5		36.12	0.43	17.22	0.93	18.45		
15:00	15:20	-159.2	1	4920	4850	5300	1.45	30	68.5	1.5		37.57	0.44	17.65	0.99	19.44		
15:20	15:40	-157.5	1	4850	4850	5300	1.74	33	66	1		39.31	0.57	18.23	1.15	20.59		
15:40	16:00	-155.8	1	4850	4850	5300	1.74	28	71	1		41.05	0.49	18.72	1.24	21.82		
16:00	16:20	-154.1	1	4850	4850	5300	1.70	31	68.3	0.7		42.75	0.53	19.24	1.16	22.98		
16:20	16:40	-152.4	1	4850	4920	5300	1.70	30	69.5	0.5		44.45	0.51	19.75	1.18	24.17		
16:40	17:00	-150.9	1	4920	4920	5300	1.45	27	72.9	0.5		45.90	0.39	20.14	1.06	25.22		
17:00	17:20	-149.5	1	4920	4800	5300	1.45	23	74.2	2.8		47.35	0.33	20.48	1.08	26.30		
17:20	17:40	-147.5	1	4800	480	5300	1.93	28	68	4		49.28	0.54	21.02	1.31	27.61		
17:40	18:00	-145.6	1	4800	4850	5300	1.93	28	68.2	3.8		51.21	0.54	21.56	1.32	28.93		
18:00	18:20	-143.9	1	4850	4850	5300	1.74	20	67.5	2.5		52.95	0.35	21.91	1.17	30.10		
18:20	18:40	-142.2	1	4850	4950	5300	1.70	35	72.9	2.1		54.65	0.60	22.50	1.24	31.34		
18:40	19:00	-140.8	1	4950	4850	5300	1.35	22	76	2		56.00	0.30	22.80	1.03	32.37		
19:00	19:35	-139.1	1	4850	4850	5300	1.74	25	73.5	1.5		57.74	0.44	23.23	1.28	33.65		
19:35	20:00	-137.3	1	4850	4850	5300	1.74	18	80.8	1.2		59.48	0.31	23.55	1.41	35.05		
20:00	20:20	-135.4	1	4850	4850	5300	1.90	22	76.5	1.5		61.38	0.42	23.97	1.45	36.50		
20:20	20:40	-133.7	1	4850	4850	5300	1.70	28	70.5	1.5		63.08	0.48	24.44	1.20	37.70		
20:40	21:00	-132.0	1	4850	4850	5300	1.70	28	70.5	1.5		64.78	0.48	24.92	1.20	38.90		
21:00	21:20	-130.3	1	4850	4850	5300	1.70	28	71	1		66.48	0.48	25.39	1.21	40.11		
21:20	21:40	-128.6	1	4850	4850	5300	1.70	28	73	1		68.18	0.48	25.87	1.24	41.35		
21:40	22:00	-126.9	1	4850	4850	5300	1.70	28	70.5	1.5		69.88	0.48	26.35	1.20	42.55		
22:00	22:20	-125.2	1	4850	4850	5300	1.70	25	73.5	1.5		71.58	0.43	26.77	1.25	43.80		
22:20	22:40	-123.5	1	4850	4850	5300	1.70	25	73.5	1.5		73.28	0.43	27.20	1.25	45.05		
22:40	23:00	-121.8	1	4850	4850	5300	1.70	28	70.5	1.5		74.98	0.48	27.67	1.20	46.25		
23:00	00:30																	
Pozo Cerrado																		
													NETA DE LA ETAPA :		Recuperó en 12 3/4 Horas (bls) :		27.67	46.25

Tabla 31

Etapa II

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 14.49 bls.

Instalación en el Pozo

N.A. @	5157'	P.T. @	5314'	PKR @	5161'
--------	-------	--------	-------	-------	-------

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 5325' - 5178' : Amotape

Fecha : 04-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	PresionT/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)
												74.98	0.00	27.67	0.00	46.25
00:30	01:00	-116.0	1	3650	4050	5150	5.80	72	23	5		80.78	4.18	31.85	1.33	47.58
01:00	01:20	-111.8	1	4050	4550	5150	4.19	30	67	3		84.97	1.26	33.10	2.81	50.39
01:20	01:40	-109.0	1	4550	4580	5150	2.80	30	67	3		87.77	0.84	33.94	1.88	52.26
01:40	02:00	-106.8	1	4580	4580	5150	2.25	35	64	1		90.02	0.79	34.73	1.44	53.70
02:00	02:20	-104.6	1	4580	4580	5150	2.20	40	59.5	0.5		92.22	0.88	35.61	1.31	55.01
02:20	02:40	-102.4	1	4580	4580	5150	2.20	25	74.5	0.5		94.42	0.55	36.16	1.64	56.65
02:40	03:00	-100.2	1	4580	4580	5150	2.20	27	71.5	1.5		96.62	0.59	36.76	1.57	58.22
03:00	03:20	-98.0	1	4580	4650	5150	2.20	28	70	2		98.82	0.62	37.37	1.54	59.76
03:20	03:40	-96.1	1	4650	4700	5150	1.90	28	70	2		100.72	0.53	37.90	1.33	61.09
03:40	04:00	-94.3	1	4700	4700	5150	1.74	25	72.5	2.5		102.46	0.44	38.34	1.26	62.36
04:00	06:00		Pozo Cerrado													
NETA DE LA ETAPA :												Recuperó en 3 1/2 Horas (bls) :		10.67		16.11

En vista de los resultados se decidió realizar una evaluación más detallada por lo que se sacó la instalación del pozo y se bajó tubería con RBP + PKR para realizar nuevas pruebas.

Etapa III

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 8.34 bls.

Instalación en el Pozo

N.A. @	5457'	P.T. @	5468'	RBP @	Colgado	PKR @	5460'
--------	-------	--------	-------	-------	---------	-------	-------

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 5325' - 5178' : Amotape

Fecha : 04-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	PresionT/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)		
		-94.3										102.46	0.00	38.34	0.00	62.36		
20:30	20:50	-88.5	1	3300	4900	5000	5.80	90	10	0		108.26	5.22	43.56	0.58	62.94		
20:50	21:10	-86.7	1	4900	5250	5450	1.80	97	2	1		110.06	1.75	45.31	0.04	62.98		
21:10	21:30	-86.0	1	5250	5250	5450	0.70	99	0.5	0.5		110.76	0.69	46.00	0.00	62.98		
21:30	21:50	-85.3	1	5250	5250	5450	0.70	99	0.5	0.5		111.46	0.69	46.69	0.00	62.98		
21:50	22:10	-84.7	1	5250	5400	5450	0.60	99	0.5	0.5		112.06	0.59	47.29	0.00	62.99		
22:10	22:30	-84.6	1	5400	seco	5450	0.10	99	0.5	0.5		112.16	0.10	47.39	0.00	62.99		
22:30	00:30	Pozo en reposo																
00:30	00:45	Pozo seco																
NETA DE LA ETAPA :												Recuperó en 2 hrs (bls) :		9.70		9.05		0.63
																93.25%		6.93%

Tabla 31 (cont.)

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 8.3 bls.

Instalación en el Pozo

N.A. @	5347'	P.T. @	5353'	RBP @	5460'	PKR @	5350'
--------	-------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 5460' - 5350' : Amotape

Fecha : 05-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	Presion T/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)
		-84.6										112.16	0.00	47.39	0.00	62.99
01:45	02:05	-78.8	1	3200	4300	4800	5.80	90	9.5	0.5		117.96	5.22	52.61	0.55	63.54
02:05	02:25	-74.8	1	4300	4500	5340	4.00	99	0.8	0.2		121.96	3.96	56.57	0.03	63.57
02:25	02:45	-71.7	1	4500	4500	5340	3.10	99	0.8	0.2		125.06	3.07	59.64	0.02	63.60
02:45	03:05	-70.0	1	4500	4800	5340	1.70	95	4.8	0.2		126.76	1.62	61.25	0.08	63.68
03:05	03:25	-68.5	1	4800	4900	5340	1.50	95	4.8	0.2		128.26	1.43	62.68	0.07	63.75
03:25	03:45	-67.0	1	4900	4900	5340	1.50	94	5.8	0.2		129.76	1.41	64.09	0.09	63.84
03:45	04:05	-65.5	1	4900	4900	5340	1.50	95	4.9	0.1		131.26	1.43	65.51	0.07	63.91
04:05	04:25	-64.0	1	4900	4900	5340	1.50	95	4.9	0.1		132.76	1.43	66.94	0.07	63.99
04:25	04:45	-62.5	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		134.26	1.49	68.42	0.01	63.99
04:45	05:05	-61.0	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		135.76	1.49	69.91	0.01	64.00
05:05	05:25	-59.5	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		137.26	1.49	71.39	0.01	64.01
05:25	05:45	-58.0	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		138.76	1.49	72.88	0.01	64.02
05:45	06:05	-56.5	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		140.26	1.49	74.36	0.01	64.02
06:05	06:25	-55.0	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		141.76	1.49	75.85	0.01	64.03
06:25	06:45	-53.5	1	4900	4900	5340	1.50	99	0.5	0.5		143.26	1.49	77.33	0.01	64.04
06:45	07:05	-51.1	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		145.66	2.38	79.71	0.01	64.05
07:05	07:25	-48.7	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		148.06	2.38	82.09	0.01	64.06
07:25	07:45	-46.3	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		150.46	2.38	84.46	0.01	64.07
07:45	08:05	-43.9	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		152.86	2.38	86.84	0.01	64.09
08:05	08:25	-41.5	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		155.26	2.38	89.21	0.01	64.10
08:25	08:45	-39.1	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		157.66	2.38	91.59	0.01	64.11
08:45	09:05	-36.7	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		160.06	2.38	93.97	0.01	64.12
09:05	09:25	-34.3	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		162.46	2.38	96.34	0.01	64.13
09:25	09:45	-31.9	1	4700	4700	5340	2.40	99	0.5	0.5		164.86	2.38	98.72	0.01	64.15
09:45	10:05	-28.0	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		168.76	3.86	102.58	0.02	64.17
10:05	11:25	-24.1	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		172.66	3.86	106.44	0.02	64.18
10:25	10:45	-20.2	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		176.56	3.86	110.30	0.02	64.20
10:45	11:05	-16.3	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		180.46	3.86	114.16	0.02	64.22
11:05	11:25	-12.4	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		184.36	3.86	118.02	0.02	64.24
11:25	11:45	-8.5	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		188.26	3.86	121.88	0.02	64.26
11:45	12:05	-4.6	1	4300	4300	5340	3.90	99	0.5	0.5		192.16	3.86	125.75	0.02	64.28
12:05	12:25	0.5	1	4200	4200	5340	5.10	99	0.5	0.5		197.26	5.05	130.79	0.03	64.31
12:25	12:45	4.9	1	4200	4200	5340	4.40	99	0.5	0.5		201.66	4.36	135.15	0.02	64.33
12:45	13:05	9.2	1	4200	4200	5340	4.30	82.5	17	0.5		205.96	3.55	138.70	0.73	65.06
13:05	13:25	13.4	1	4300	4300	5340	4.20	82	17.5	0.5		210.16	3.44	142.14	0.74	65.80
13:25	13:45	17.3	1	4300	4300	5340	3.90	82	17.5	0.5		214.06	3.20	145.34	0.68	66.48
13:45	14:00	21.2	1	4300	4300	5340	3.90	82	17.5	0.5		217.96	3.20	148.54	0.68	67.16
14:00	14:30	21.2	1	Mantenimiento								217.96	0.00	148.54	0.00	67.16
14:30	14:50	25.4	1	4200	4300	5340	4.20	82.5	17	0.5		222.16	3.47	152.00	0.71	67.87
14:50	15:10	29.3	1	4300	4300	5340	3.90	88.5	11	0.5		226.06	3.45	155.45	0.43	68.30
15:10	15:30	33.2	1	4300	4300	5340	3.90	88.5	11	0.5		229.96	3.45	158.91	0.43	68.73
15:30	15:50	37.1	1	4300	4300	5340	3.90	88.5	11	0.5		233.86	3.45	162.36	0.43	69.16
15:50	16:10	41.0	1	4300	4300	5340	3.90	94	5.85	0.15		237.76	3.67	166.02	0.23	69.39
16:10	16:30	41.0	1	4300	4300	5340	3.90	94	5.85	0.15		237.76	3.67	169.69	0.23	69.39
16:30	16:45	44.9	1	4300	4300	5340	3.90	94	5.85	0.15		241.66	3.67	173.36	0.23	69.62

NETA DE LA ETAPA : Recuperó x 15 hrs (bls) : 129.50

97.27%

5.26%

Tabla 31 (cont.)

Etapa V

Instalación en el Pozo

N.A.@	5237'	P.T.@	5243'	RBP @	5350'	PKR @	5240'
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 5.21 bls.

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 5350' - 5240' : Amotape

Fecha : 05-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	PresionT/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)
		44.9										241.66	0.00	173.36	0.00	69.62
18:00	18:20	50.0	1	3890	4300	5230	5.10	95	4	1		246.76	4.85	178.20	0.20	69.82
18:20	18:40	53.2	1	4300	4600	5230	3.20	94	5.5	0.5		249.96	3.01	181.21	0.18	70.00
18:40	19:00	55.4	1	4600	4600	5230	2.20	94	5.5	0.5		252.16	2.07	183.28	0.12	70.12
19:00	19:20	57.6	1	4600	4600	5230	2.20	96	3.5	0.5		254.36	2.11	185.39	0.08	70.20
19:20	19:40	59.7	1	4600	4600	5230	2.10	96	3.5	0.5		256.46	2.02	187.40	0.07	70.27
19:40	20:00	61.5	1	4700	4700	5230	1.80	95	4.5	0.5	Presencia de gas	258.26	1.71	189.11	0.08	70.35
20:00	20:20	63.3	1	4700	4700	5230	1.80	95	4.5	0.5		260.06	1.71	190.82	0.08	70.43
20:20	20:40	65.1	1	4700	4700	5230	1.80	96	3.5	0.5		261.86	1.73	192.55	0.06	70.49
20:40	21:00	66.9	1	4700	4700	5230	1.80	96	3.5	0.5		263.66	1.73	194.28	0.06	70.56
21:00	21:20	68.7	1	4700	4700	5230	1.80	97	2.5	0.5		265.46	1.75	196.03	0.05	70.60
21:20	21:40	70.5	1	4700	4700	5230	1.80	97	2.5	0.5		267.26	1.75	197.77	0.05	70.65
21:40	22:00	72.3	1	4700	4700	5230	1.80	98	1.5	0.5		269.06	1.76	199.54	0.03	70.67
22:00	22:20	74.0	1	4700	4900	5230	1.70	98	1.5	0.5		270.76	1.67	201.20	0.03	70.70
22:20	22:40	75.1	1	4900	5000	5230	1.10	98	1.5	0.5		271.86	1.08	202.28	0.02	70.72
22:40	23:00	75.6	1	5000	5050	5230	0.50	98	1.5	0.5		272.36	0.49	202.77	0.01	70.72
23:00	24:00	75.6	1	Pozo Cerrado Esperando Nivel								272.36	0.00	202.77	0.00	70.72

Fecha : 06-09-97

00:00	02:00	75.6		Pozo Cerrado Esperando Nivel								272.36		202.77		70.72	
02:00	02:20	80.3	1	4800	4900	5230	4.70	98	1.5	0.5		277.06	4.61	207.38	0.07	70.79	
02:20	02:40	83.8	1	4900	5000	5230	3.50	97	2.5	0.5		280.56	3.40	210.77	0.09	70.88	
02:40	03:00	86.2	1	5000	5050	5230	2.40	97	2.5	0.5		282.96	2.33	213.10	0.06	70.94	
03:00	03:20	88.6	1	5050	5050	5230	2.40	98	1.5	0.5		285.36	2.35	215.45	0.04	70.98	
03:20	03:40	91.0	1	5050	5050	5230	2.40	98	1.5	0.5		287.76	2.35	217.80	0.04	71.01	
03:40	04:00	93.4	1	5050	5050	5230	2.40	99	0.5	0.5		290.16	2.38	220.18	0.01	71.03	
04:00	04:20	95.8	1	5050	5050	5230	2.40	98	1.5	0.5		292.56	2.35	222.53	0.04	71.06	
04:20	04:45	98.2	1	5050	5050	5230	2.40	98	1.5	0.5		294.96	2.35	224.88	0.04	71.10	
04:45	05:45			Sentó RBP @ 5240'													
				Sentó PKR @ 5160'													
							En reposo x 3 hrs										
NETA DE LA ETAPA :												Recuperó x 11 hrs(bls) :	53.30		51.53		1.48
														96.68%		2.87%	

Tabla 31 (cont.)

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 10.28 bls.

N.A. @ 5157' P.T. @ 5163' MBP @ 5240' PKR @ 5160'

Casing 5 1/2" de 17 # / pie Intervalo : 5240' - 5160' : Amotape

Fecha : 06-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Carridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	OR %	Water %	Sed %	Presion/T/F	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)
		98.2										294.96	0.00	224.88	0.00	71.10
06:00	06:20	103.8	1	2500	3000	4000	5.60	95	4.5	0.5		300.56	5.32	230.20	0.25	71.35
06:20	06:40	109.4	1	3000	3300	4500	5.60	94	5.5	0.5		306.16	5.26	235.47	0.31	71.66
06:40	07:00	115.0	1	3300	3700	4800	5.60	94	5.5	0.5		311.76	5.26	240.73	0.31	71.97
07:00	07:20	120.5	1	3700	3900	5150	5.50	95	4.5	0.5		317.26	5.23	245.96	0.25	72.21
07:20	07:40	125.2	1	3900	4000	5150	4.70	95	4.5	0.5		321.96	4.47	250.42	0.21	72.43
07:40	08:00	129.5	1	4000	4000	5150	4.30	95	4.5	0.5		326.26	4.09	254.51	0.19	72.62
08:00	08:20	133.6	1	4000	4100	5150	4.10	94	5.5	0.5		330.36	3.85	258.36	0.23	72.84
08:20	08:40	137.5	1	4100	4150	5150	3.90	94	5.5	0.5		334.26	3.67	262.03	0.21	73.06
08:40	09:00	141.1	1	4150	4300	5150	3.60	94	5.5	0.5		337.86	3.38	265.41	0.20	73.26
09:00	09:20	144.7	1	4300	4300	5150	3.60	90	10	0		341.46	3.24	268.65	0.36	73.62
09:20	09:40	148.3	1	4300	4300	5150	3.60	90	10	0		345.06	3.24	271.89	0.36	73.98
09:40	10:00	151.9	1	4300	4300	5150	3.60	85	15	0		348.66	3.06	274.95	0.54	74.52
10:00	10:20	155.5	1	4300	4300	5150	3.60	80	20	0		352.26	2.88	277.83	0.72	75.24
10:20	10:40	159.1	1	4300	4300	5150	3.60	79	20.5	0.5		355.86	2.84	280.67	0.74	75.97
10:40	11:00	162.7	1	4300	4300	5150	3.60	79	20.5	0.5		359.46	2.84	283.52	0.74	76.71
11:00	11:20	166.3	1	4300	4300	5150	3.60	80	19.5	0.5		363.06	2.88	286.40	0.70	77.41
11:20	11:40	169.9	1	4300	4300	5150	3.60	80	19.5	0.5		366.66	2.88	289.28	0.70	78.12
11:40	12:00	173.5	1	4300	4300	5150	3.60	80	19.5	0.5		370.26	2.88	292.16	0.70	78.82
12:00	12:20	177.1	1	4300	4300	5150	3.60	84.5	15	0.5		373.86	3.04	295.20	0.54	79.36
12:20	12:40	180.7	1	4300	4300	5150	3.60	84.5	15	0.5		377.46	3.04	298.24	0.54	79.90
12:40	13:00	184.3	1	4300	4300	5150	3.60	85	14.5	0.5		381.06	3.06	301.30	0.52	80.42
13:00	13:20	187.9	1	4300	4300	5150	3.60	85	14.5	0.5		384.66	3.06	304.36	0.52	80.94
13:20	13:40	191.5	1	4300	4300	5150	3.60	85	15	0.5		388.26	3.06	307.42	0.54	81.48
13:40	14:00	195.1	1	4300	4300	5150	3.60	83	17	0		391.86	2.99	310.41	0.61	82.09
14:00	14:20	198.7	1	4300	4300	5150	3.60	85	15	0		395.46	3.06	313.47	0.54	82.63
14:20	14:40	202.3	1	4300	4300	5150	3.60	85	15	0		399.06	3.06	316.53	0.54	83.17
14:40	15:00	205.9	1	4300	4300	5150	3.60	85	15	0		402.66	3.06	319.59	0.54	83.71
NETA DE LA ETAPA : Recuperó x 9 hrs (bls) :												107.70		94.71		12.62
														87.94%		13.32%

Etapa VII

Volumen por recuperar de Cámara + Tubing : 18.04 bls.

Instalación en el Pozo

N.A. @ 4072' P.T. @ 4078' RBP @ 4640' PKR @ 4075'

Casing 5 1/2" de 17 # / pie Intervalo : 4630' - 4085' : Amotape

Fecha : 06-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Carridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	OR %	Water %	Sed %	Bls. Oil / Hr	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)	
17:15	17:30	-13.3	1	2800	3200	4070	4.70	90	9.5	0.5		4.70	4.23	4.23	0.45	0.45	
17:30	17:45	-10.2	1	3200	3400	4070	3.10	90	9.5	0.5		7.80	2.79	7.02	0.29	0.74	
17:45	18:00	-7.9	1	3400	3400	4070	2.30	90	9.5	0.5		10.10	2.07	9.09	0.22	0.96	
18:00	18:15	-5.6	1	3400	3400	4070	2.30	88	11.5	0.5	11.11	12.40	2.02	11.11	0.26	1.22	
18:15	18:30	-3.3	1	3400	3400	4070	2.30	90	9.5	0.5		14.70	2.07	13.18	0.22	1.44	
18:30	18:45	-1.0	1	3400	3400	4070	2.30	90	9.5	0.5		17.00	2.07	15.25	0.22	1.66	
18:45	19:00	1.1	1	3400	3600	4070	2.10	90	9.5	0.5		19.10	1.89	17.14	0.20	1.86	
19:00	19:15	2.9	1	3600	3600	4070	1.80	90	9.5	0.5	7.65	20.90	1.52	18.76	0.17	2.03	
19:15	19:30	4.7	1	3600	3600	4070	1.80	90	9.5	0.5		22.70	1.62	20.38	0.17	2.20	
19:30	19:45	6.5	1	3600	3600	4070	1.80	90	9.5	0.5		24.50	1.62	22.00	0.17	2.37	
19:45	20:00	8.3	1	3600	3600	4070	1.80	90	9.5	0.5		26.30	1.62	23.62	0.17	2.54	
20:00	20:15	10.1	1	3600	3600	4070	1.80	90	9.5	0.5	6.48	28.10	1.62	25.24	0.17	2.72	
20:15	22:15	Pozo comenzó a fluir con gas , recuperó 26 x 1 bls															
22:15	22:30	38.9	1	3200	3200	4070	3.20	99	0.5	0.5		56.90	3.17	53.37	0.02	3.48	
22:30	22:45	42.1	1	3200	3200	4070	3.20	99	0.5	0.5		60.10	3.17	56.54	0.02	3.49	
22:45	23:00	45.3	1	3200	3200	4070	3.20	99	0.5	0.5		63.30	3.17	59.71	0.02	3.51	
23:00	23:15	48.5	1	3200	3200	4070	3.20	99	0.5	0.5	12.67	66.50	3.17	62.88	0.02	3.52	
23:15	24:00	Pozo soplando con gas por tubos						11.00	99	0.5	0.5		77.50	10.89	73.77	0.06	3.58

Tabla 31 (cont.)

N.A. @	4072'	P.T. @	4078'	RBP @	4640'	PKR @	4075'
--------	-------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Casing 5 1/2" de 17 # / pie

Intervalo : 4630' - 4085' : Amotape

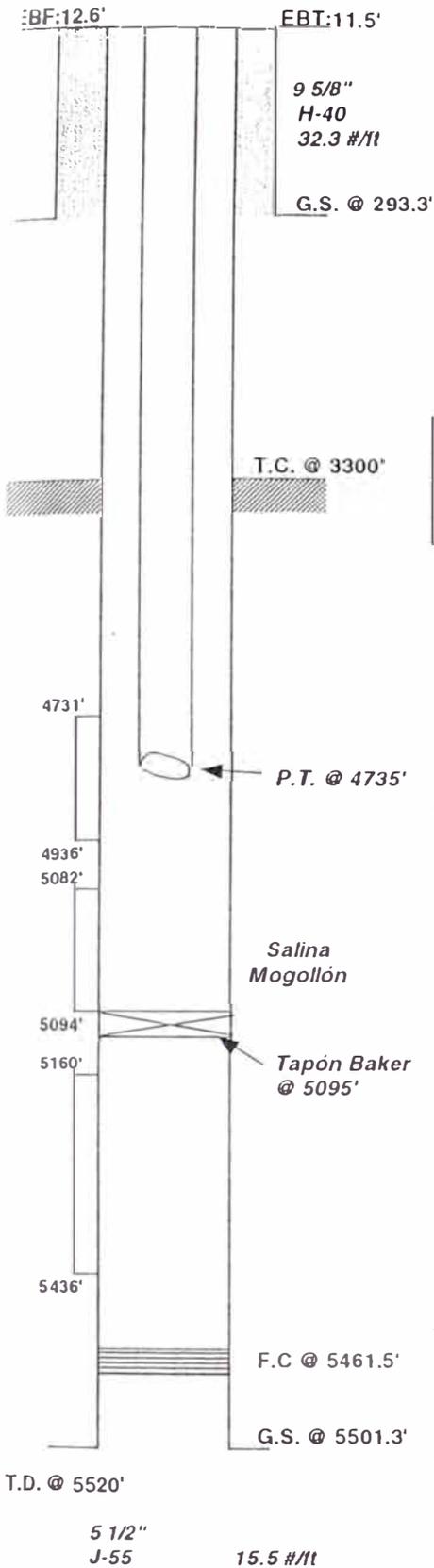
Fecha : 07-09-97

De	A	Volumen neto de formación	Corridas	Nivel Inicial	Nivel Final	Punta de Pistón	Barriles en tubos	Oil %	Water %	Sed %	Bls. Oil / Hr	Acumulado de fluido	Barriles de Crudo	Acumulado Crudo (bls)	Barriles de Agua	Acumulado Agua (bls)
00:00	01:00	70.3					10.80	99	0.5	0.5		88.30	10.69	84.46	0.05	3.63
01:00	02:00	78.4					8.10	99	0.5	0.5		96.40	8.02	92.48	0.04	3.67
02:00	03:00	83.8					5.40	99	0.5	0.5		101.80	5.35	97.82	0.03	3.70
03:00	04:00	93.8					10.00	99	0.5	0.5		111.80	9.90	107.72	0.05	3.75
04:00	05:00	101.6					7.80	99	0.5	0.5		119.60	7.72	115.45	0.04	3.79
05:00	06:00	108.7					7.10	99	0.5	0.5		126.70	7.03	122.47	0.04	3.82
06:00	07:00	115.7					7.00	99	0.5	0.5		133.70	6.93	129.40	0.04	3.86
07:00	08:00	118.2					2.50	99	0.5	0.5		136.20	2.48	131.88	0.01	3.87
08:00	08:30	118.9					0.70	99	0.5	0.5		136.90	0.69	132.57	0.00	3.88
08:30	09:00	121.6	1	2300	Fluye	3000	2.70	99	0.5	0.5		139.60	2.67	135.25	0.01	3.89
09:00	10:00	125.8					4.20	99	0.5	0.5		143.80	4.16	139.40	0.02	3.91
10:00	11:00	130.4	1	3000	Fluye	4050	4.60	99	0.5	0.5		148.40	4.55	143.96	0.02	3.93
11:00	12:00	135.3	1	-	3500	4050	4.90	99	0.5	0.5		153.30	4.85	148.81	0.02	3.96
12:00	13:00	143.3	1	3500	3650		8.00	99	0.5	0.5		161.30	7.92	156.73	0.04	4.00
13:00	14:00	149.3	1	3650	3650	4050	6.00	99	0.5	0.5		167.30	5.94	162.67	0.03	4.03
14:00	14:30	152.3	1	3650	3650	4050	3.00	99	0.5	0.5		170.30	2.97	165.64	0.02	4.04
14:30	15:00			Inyectó 52 bls de agua x forros. Probó hermeticidad c/1000 lbs, observó x 10 minutos. O.K. Desfegó pozo.												
15:00	15:15	152.3	1	3600	3600	4050	0.00	99	0.5	0.5		170.30	0.00	165.64	0.00	4.04
15:15	15:30	152.3	1	3600	3600	4050	0.00	99	0.5	0.5		170.30	0.00	165.64	0.00	4.04
15:30	15:45	152.3	1	3600	3600	4050	0.00	99	0.5	0.5		170.30	0.00	165.64	0.00	4.04
15:45	16:00	159.1	1	3600	3600	4050	6.80	99	0.5	0.5		177.10	6.73	172.37	0.03	4.08
16:00	16:15	160.8	1	3600	3200	4050	1.70	99	0	1		178.80	1.68	174.05	0.00	4.08
16:15	16:30	164.1	1	3200	fluye		3.30	99	0	1		182.10	3.27	177.32	0.00	4.08
16:30	17:00	168.9					4.80	99	0	1		186.90	4.75	182.07	0.00	4.08
17:00	18:00	179.9					11.00	99	0	1		197.90	10.89	192.96	0.00	4.08
18:00	18:30	183.9					4.00	99	0	1		201.90	3.96	196.92	0.00	4.08
18:30	21:15			Descargó Packer, probó tapón con 1200#. O.K. Sentó PKR @ 4075'												
21:15	21:30	185.9					2.00	99	0	1		203.90	1.98	198.90	0.00	4.08
21:30	21:45	188.7	1	2250	2850	3000	2.80	0	100	0		206.70	0.00	198.90	2.80	6.88
21:45	22:00	193.3	1	2850	3350	4050	4.60	35	64.5	0.5		211.30	1.61	200.51	2.97	9.84
22:00	22:15	196.0	1	3350	3350	4050	2.70	75	24.5	0.5		214.00	2.03	202.54	0.66	10.51
22:15	22:30	198.7	1	3350	3350	4050	2.70	85	14	1		216.70	2.30	204.83	0.38	10.88
22:30	22:45	201.4	1	3350	3350	4050	2.70	96	13	1		219.40	2.59	207.42	0.35	11.23
22:45	23:00	204.1	1	3350	3350	4050	2.70	95	14	1		222.10	2.57	209.99	0.38	11.61
23:00	23:15	206.8	1	3350	3350	4050	2.70	98	1	1		224.80	2.65	212.64	0.03	11.64
23:15	23:30	209.5	1	3350	3350	4050	2.70	98	1	1		227.50	2.65	215.28	0.03	11.67
23:30	23:45	212.2	1	3350	3350	4050	2.70	99	0	1		230.20	2.67	217.95	0.00	11.67
23:45	24:00	215.3	1	3350	3350	4050	3.10	99	0	1		233.30	3.07	221.02	0.00	11.67

Tabla 31 (cont.)

Pozo 5988

SUMARIO



- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 12 - S - 12 y está ubicado en un bloque estructural independiente.
- Este pozo fue perforado a la profundidad de 5520'. Fue perforado como pozo infill de los pozos 5786, 5546 y 5883 cuya información se detalla:

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5546	211 x 0 x SF	147	Salina Mogollón
5786	195 x 20 x ST	52	Salina Mogollón
5883	985 x 0 x 1/4" x SF x 418	348	Salina Mogollón

- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento:

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	STC	279.0	293.3	-	Sup.
Forros de Producción	5 1/2"	J-55	17	STC	5453.3	5501.3	5461.5	3300.0
		N-80	17	STC	35.4			

- El Pozo fue completado en Salina Mogollón (29/03/78). Se balearon los intervalos:
 - * 5436' - 5160' con 35 jets . Producción inicial : 20 x 0 x 18 x 1/4" x SF (08/04/78) Probó con PKR y dió 80-100% agua.
 - * 5094' - 5082' con 15 jets . Pozo no fluye (28/04/78) Probó con PKR y dió 45-52% agua.
 - * 4936' - 4731' con 20 jets . Pozo no fluye (11/05/78) Probó con PKR y dió 50-60% agua.
 De los resultados obtenidos asignó RPI : Abandonado (30/08/78)

- La Producción acumulada de este pozo @ Febrero 1994 fue de : 9,242 Bbls Petróleo x 2,495 Bbls Agua x 25,606 MPC

- Actualmente el pozo 5988 se encuentra cerrado.

- La curva de producción del pozo 5988 muestra una etapa de no producción de Marzo de 1982 @ Setiembre de 1988 mes en el que solo produjo 1.5 BOPD.

- Evaluando por swab :

Fecha	NI	NF	Pistón	Oil	Agua	Hrs.
18/08/93	4810	4600	4600	27	0	6
03/09/93	3800	4600	4600	21	0	3
18/09/93	3900	4700	4700	20	0	3
30/09/93	4000	4700	4700	17	0	3
11/10/93	4400	4600	4700	10	0	2
09/01/94	2000	4650	4700	45	0	7
25/01/94	4010	4510	4700	20	0	3
05/02/94	4020	4470	4700	16	0	3
19/02/94	Pozo quedó ATA hasta Febrero 1997					

- El 11 de Febrero de 1997, bajo tubería y tomó fondo con bela mecánica @ 5080'. Bajó 162 tubos . Preparó barreno, los últimos 44 tubos tienen parafina dura , limpió @ 1500'. Tomo nivel de fluido @ 2000'. P.T.@ 5039', N.A. @ 5009'

- El 13 de Febrero 1997 el Pozo 5988 fue elegido para un swab test sin embargo al bajar swab encontró parafina @ 280' por lo que se suspendió el trabajo. El equipo de servicio de pozos limpió parafina hasta 1500' y dejó listo el pozo para la prueba.

- Continua evaluando por swab.

Fecha	NI	NF	Pistón	Oil	Agua	Hrs.
15/02/97	800	4900	4900	56	15	5
04/03/97	4000	seco	5000	6	1	1.25
05/06/97	4000	4700	5000	4	0	0.5

Recomendación

- Consideramos que se debe continuar la evaluación de la producción del pozo con SWAB, hasta pozo seco, para así conocer con certeza si el pozo mantiene el nivel de fluidos (05 Jun 97), ó de lo contrario decidir sobre trabajos (Spot Acid para limpiar parafina ó Baleo) adicionales.

LOTE III

TIPOS DE REHABILITACIONES - 1997

Tipo de Trabajo	Portachuelo			Mirador			Total		
	Trabajos	Exitos	%	Trabajos	Exitos	%	Trabajos	Exitos	%
Baleo y Rebaleo	19	17	89	1	1	100	20	18	90
Baleo, Rebaleo y Spot Acido	8	5	63				8	5	63
Spot Acido	7	7	100				7	7	100
Acid Squeeze (Acid Frac)	4	2	50				4	2	50
Prueba de PKR's	4	3	75				4	3	75
Otros *	3	1	33				3	1	33
TOTAL	45	35	78	1	1	100	46	36	78

* Limpieza y cambio de tubería , problemas mecánicos.

: : : **Tabla 34** : : :

LOTE III

RESERVORIOS REHABILITADOS 1997

Reservorio	Portachuelo			Mirador			Total		
	Pozos	Exito	%	Pozos	Exito	%	Pozos	Exito	%
Amotape	4	3	75				4	3	75
Amotape - Salina Mogollón	3	2	67				3	2	67
Palegredda - Salina	2	2	100				2	2	100
Salina Mogollón	35	28	80	1	1	100	36	29	81
Amotape - Salina - Verdún	1	0	0				1	0	0
TOTAL	45	35	78	1	1	100	46	36	78

..... **Tabla 35**

Rehabilitaciones sin Exito - 1997

Yacimiento	Producción Agua	Producción Gas	Problemas Mecánicos	Bajo Nivel de Energía	Otros	TOTAL
<i>Portachuelo</i>	6		3	2		10
<i>Mirador</i>						
TOTAL	6		3	2		10

Rehabilitaciones no exitosas - 1,997

POZO	COMENTARIO
4601	Abandonado por Obstrucción @ 2200'
4610	Encontró pescado @ 2044'. Suspendió trabajo
4613	Producción 70% agua , bajo nivel de energía
4707	Pozo con alto corte de agua (98%)
4714	Pozo con alto corte de agua (98%)
5007	Producción 100% agua
5232	Abandonado por casing colapsado
5243	Producción 100% agua , Fm. Salina Problemas en el Casing no permitió evaluar c/PIKR's
5374	Amotape con bajo nivel de energía / Presencia de gas en Fm. Salina / Fm. Verdún sin aporte
5527	Pozo con alto corte de agua (98.5%)

LOTE III
PRODUCCION DE PETROLEO ACUMULADA - AÑO 1997

Tipo de Trabajo	Cantidad	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total		
<i>Perforación 97</i>	Bbls	111	815	4 61	055	3 943	833	4 581	10 459	18 10	18 971	19	19 888	110 109
	de " C "	0.25	6.10	9.94	10.27	11.35	8.69	13.19	25.62	39.50	38.15	38.40	39.56	21.43
	de III	0.25	6.08	9.92	9.50	10.44	7.97	12.17	24.19	37.85	36.43	37.09	37.87	20.51
<i>Perforación 96</i>	Bbls	27 816	28 607	26	24 006	20 848	20 530	20 725	19 897	19 870	23 921	5	24	279
	de " C "	63.88	61.95	61.22	60.81	60.01	62.99	59.67	48.73	42.63	48.10	43.45	48.70	54.46
	de III	63.88	61.82	61.14	56.23	55.20	57.73	55.08	46.02	40.85	45.94	41.97	46.62	52.12
<i>Perforación 96</i>	Bbls	1	11 19	9 573	8 256	7 279	6 015	6 705	7 723	5 668	4 951	169	5	91 93
	de " C "	28.45	24.51	21.81	20.91	20.95	18.46	19.31	18.91	12.16	9.96	12.03	10.84	17.81
	de III	28.45	24.46	21.79	19.34	19.27	16.91	17.82	17.86	11.65	9.51	11.62	10.38	17.04
<i>Perforación " C "</i>	Bbls	43 543	46 174	43	39 478	34 742	32 592	34 731	40 831	46 607	49 731	51	50 4	513 846
	Bbls	43 543	46 274	43 942	42 694	37 768	35	37 628	43 231	48 645	5 070	53 069		536 949

Tabla 37

LOTE III

PRODUCCION DE PETROLEO EN BOPD - AÑO 1997

Tipo de Trabajo	Cantidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Acumulado Anual
Rehabilitación 97	Bbls	111	2,815	4,361	4,055	3,943	2,833	4,581	10,459	18,410	18,971	19,682	19,888	110,109
	BOPD	3.6	100.5	140.7	135.2	127.2	94.4	147.8	337.4	613.7	612.0	656.1	641.5	301.7
Rehabil/ WO-96	Bbls	27,816	28,607	26,865	24,006	20,848	20,530	20,725	19,897	19,870	23,921	22,275	21,484	276,844
	BOPD	897.3	1,021.7	866.6	800.2	672.5	684.3	668.5	641.8	662.3	771.6	742.5	693.0	758.5
Perforación 96	Bbls	12,386	11,319	9,573	8,256	7,279	6,015	6,705	7,723	5,668	4,951	6,169	5,449	91,493
	BOPD	399.5	404.3	308.8	275.2	234.8	200.5	216.3	249.1	188.9	159.7	205.6	175.8	250.7
Zona " C "	Bbls	43,543	46,174	43,883	39,478	34,742	32,592	34,731	40,831	46,607	49,731	51,260	50,274	513,846
	BOPD	1,404.6	1,649.1	1,415.6	1,315.9	1,120.7	1,086.4	1,120.4	1,317.1	1,553.6	1,604.2	1,708.7	1,621.7	1,407.8
Lote III	Bbls	43,543	46,274	43,942	42,694	37,768	35,565	37,628	43,231	48,645	52,070	53,069	52,520	536,949
	BOPD	1,404.6	1,652.6	1,417.5	1,423.1	1,218.3	1,185.5	1,213.8	1,394.5	1,621.5	1,679.7	1,769.0	1,694.2	1,471.1

Tabla 38

Estimado Volumétrico de Reservas Zona " C " - Fm. Salina

Bloque C

Sub - Bloques	Pozo	Hn:Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	NI (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
C1	4799	118	20	50	1.28	58.4	4,176.7	285.1	2.6
C10	4608	40	20	48	1.28	9.1	229.4	7.2	5.9
C2	6163	90	18	47	1.28	13.5	702.5	72.6	14.6
	5533							76.1	12.4
C3	6569	40	18	42	1.28	18.7	473.3	11.6	-
C4	4807	145	22	45	1.28	77.4	8,230.7	135.6	48.3
	4862							170.0	16.0
	6442							78.2	30.0
	4838							84.0	9.4
C5	6389	68	18	54	1.28	64.4	2,197.7	63.1	31.7
	5527							137.9	-
	13013							3.6	6.3
C6	4913	72	18	53	1.28	101.6	3,750.9	0.0	-
	2136							0.0	-
	4943							2.6	6.3
	5514							311.5	30.9
C7	5518	72	18	48	1.28	45.7	1,866.7	22.9	12.0
	5541							49.5	10.0
C8	-	60	18	48	1.28	32.9	1,119.9	-	-
C9	-	80	18	48	1.28	8.9	403.9	-	-

Sub total :	431	23,152	1,512	236
	F. R. Bloque (%) :		6.53	

Bloque D

Sub - Bloques	Pozo	Hn Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	NI (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
D1	4571	85	20	45	1.28	27.6	1,564.1	0.8	-
D2	4557	72	20	45	1.28	55.0	2,640.1	95.9	14.0
D3	5271	157	20	45	1.28	23.7	2,480.7	73.1	50.0
	5261							266.7	18.9
	4409							193.3	0.8
D4	4449	150	20	45	1.28	31.7	3,170.2	1,073.5	25.9
	5119							53.2	24.0
	4351							429.9	66.6
D5	4616	128	20	45	1.28	103.4	8,823.9	36.4	13.4
	6362							128.9	8.4
	5007							130.4	-
	4500							-	-
D6	4723	136	20	45	1.28	34.6	3,137.2	285.3	-
	4707							345.0	0.7
	4613							177.6	-
D7	5121	155	20	45	1.28	40.5	4,185.2	360.5	16.0
	5219							56.8	16.0
	5241							272.3	18.0
	4614							83.1	15.0
D8	5356	140	20	45	1.28	84.7	7,905.8	61.7	12.0
	4426							389.0	19.8
	5272							68.5	10.3
	5239							127.6	10.0
	6446							-	-
	4582							158.7	8.0
	4607							298.3	21.0
	5353							87.6	12.0
	5199							165.4	11.0
	4569							488.0	12.0
	5209							540.7	2.1
	5352							74.0	11.0

Sub total :	401	33,907	6,522	417
	F. R. Bloque (%) :		19.24	

								Np	Nr
								(Mbls)	(Mbls)
E1	5281	115	19	49	1.28	198.9	13,433.7	86.8	9.8
	4612							166.1	12.9
	4628							139.4	11.0
	4590							38.9	-
	6403							47.4	6.1
	5507							63.9	8.0
	6433							69.9	-
	13021							5.2	18.6
E2	-	65	18	46	1.28	25.1	961.2	-	-
E3	8010	150	18	46	1.28	41.9	3,702.6	88.8	6.8
E4	4753	57	18	46	1.28	14.7	493.6	-	-
E5	6436	124	20	46	1.28	62.3	5,056.8	285.3	-
	4708							153.2	8.5
	5122							94.1	40.1
	3023							77.3	3.6
	4718							103.5	11.0
E6	8001	94	19	46	1.28	146.2	8,546.0	151.3	29.4
	8005							347.6	5.9
	4712							190.3	10.4
	4702							132.9	43.0
	6437							50.4	5.1
	4621							368.1	10.7
	4758							210.5	13.5
	8013							160.2	16.7
	6434							49.6	7.0
E7	8002	95	18	46	1.28	47.4	2,652.8	34.2	3.8
E8	8018	40	18	46	1.28	9.2	216.8	-	-
E9	8003	80	18	46	1.28	34.7	1,635.4	95.3	10.0
	8024							40.5	2.5
	8026							187.6	38.0

Sub total :	580	36,699	3,438	332
	F. R. Bloque (%) :		9.37	

Bloque F

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Blis / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
F1	5786	60	18	45	1.28	6.5	234.0	52.2	4.0
F10	5882	58	18	45	1.28	15.1	525.5	78.0	8.2
	4852							21.9	7.2
F11	-	60	18	45	1.28	8.8	316.8	-	-
F12	4801	30	21	45	1.28	4.8	100.8	19.6	6.0
F2	-	62	18	45	1.28	4.3	160.0	-	-
F3	-	62	18	45	1.28	2.8	104.2	-	-
F4	5883	65	18	45	1.28	48.0	1,872.1	357.7	25.1
	5988							9.4	3.5
	5546							149.5	5.8
F5	-	30	18	45	1.28	12.7	228.6	-	-
F6	5966	52	18	45	1.28	6.9	215.3	-	-
F7	5942	95	19	49	1.28	17.6	982.0	229.0	12.4
	13007							23.3	61.7
F8	6571	105	18	45	1.28	16.8	1,058.5	21.4	2.6
F9	-	90	18	45	1.28	8.6	464.4	-	-

Sub total :	153	6,262	962	137
	F. R. Bloque (%) :		15.36	

Tabla 40 (cont.)

Bloque G

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
G1	8000	74	18	46	1.28	31.2	1,360.2	5.7	18.0
	5553							0.6	19.0
G10	6207	85	18	46	1.28	26.0	1,302.0	58.0	9.1
G11	4842	76	18	46	1.28	25.3	1,132.8	367.7	15.0
G12	5552	94	18	46	1.28	36.4	2,015.7	276.1	16.0
	5558							149.5	7.0
	4853							78.4	12.0
G13	5251	97	18	46	1.28	12.7	725.7	110.7	10.0
G14	5242	104	18	46	1.28	75.7	4,638.0	229.7	10.0
	4714							29.8	-
	6361							1.3	35.0
	5254							146.0	17.0
G15	4609	67	18	46	1.28	38.9	1,535.4	28.1	1.3
	4636							76.0	4.2
G16	5306	47	18	46	1.28	59.6	1,650.3	0.2	9.0
	4926							34.6	9.4
G2	8009	64	20	46	1.28	32.7	1,369.9	62.2	32.0
	6391							40.4	12.6
	8008							66.5	15.0
	4703							11.2	5.2
G3	4839	38	18	46	1.28	16.6	371.6	40.3	10.0
	5559							36.2	8.0
G4	-	70	18	46	1.28	10.6	437.1	-	-
G5	4831	60	22	46	1.28	8.5	367.2	31.9	-
G6	4717	80	18	46	1.28	27.7	1,305.5	38.1	3.5
G7	4754	50	21	46	1.28	6.8	233.7	101.1	-
G8	6404	62	18	46	1.28	49.5	1,808.0	53.2	5.0
	4757							127.2	8.0
G9	4699	82	18	46	1.28	41.0	1,980.6	115.8	3.3
	4631							18.4	5.0
	5289							31.2	7.3
	4637							49.0	4.0

Sub total :	499	22,234	2,415	311
	F. R. Bloque (%) :	10.86		

Bloque H

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
H1	5484	40	18	55	1.28	175.0	3,436.6	0.0	-
H2	1732	40	18	55	1.28	163.7	3,214.6	-	-
H3	-	40	18	55	1.28	58.5	1,148.8	-	-

Sub total :	397	7,800	0	0
	F. R. Bloque (%) :	0.00		

Bloque I

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
I1	5038	83	18	50	1.28	199.3	9,023.3	-	-
	4857							68.5	22.0
	6148							39.4	20.0
	4427							48.0	4.0
	4944							-	33.0
I2	4942	51	18	50	1.28	28.8	801.2	32.3	11.5
	5498							-	-
I3	4440	71	21	50	1.28	84.4	3,813.6	-	-
	4911							-	-
	5511							32.3	-
	6432							3.3	1.1
	5231							2.0	-
	5123							-	-
	5166							-	-

Sub total :	313	13,638	226	92
F. R. Bloque (%) :	1.66			

Bloque K

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
K1	5967	110	18	50	1.20	15.0	960.1	13.2	3.0
	13024							0.4	-

Sub total :	15	960	14	3
F. R. Bloque (%) :	1.42			

Bloque L

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
L1	-	30	18	55	1.28	6.2	91.3	-	-
L10	5371	45	18	55	1.28	12.6	278.4	28.9	6.0
	5366							-	8.3
L11	-	45	18	55	1.28	1.3	28.7	-	-
L12	6432	45	18	55	1.28	80.4	1,776.2	1.0	1.1
	5367							-	-
	5511							32.3	-
	5231							2.0	-
L13	-	45	18	55	1.28	4.1	90.6	-	-
L14	5201	55	18	55	1.28	7.0	189.0	-	-
L15	5164	64	18	55	1.28	12.9	405.3	-	17.0
L16	5124	45	18	55	1.28	4.8	106.0	18.8	12.0
L17	5037	38	18	55	1.28	46.2	861.9	58.1	15.5
L18	5008	42	18	55	1.28	30.1	620.6	112.1	19.5
	5372							23.2	3.2
	5139							131.3	0.7
L19	5237	40	18	55	1.28	255.5	5,017.4	-	14.6
	5379							-	3.9
	5492							-	8.4
	5232							17.9	5.0
L2	-	22	18	55	1.28	29.6	319.7	-	-
L20	5369	56	18	55	1.28	13.8	379.4	40.1	10.1
L3	6388	37	18	55	1.28	56.7	1,029.9	0.4	-
L4	4415	20	18	55	1.28	89.0	873.9	-	-
L5	-	35	18	55	1.28	68.5	1,177.0	-	-
L6	-	35	18	55	1.28	32.0	549.8	-	-
L7	-	35	18	55	1.28	0.7	12.0	-	-
L8	5508	56	18	55	1.28	3.7	101.7	-	-
L9	5374	30	18	55	1.28	69.0	1,016.2	-	-
	4610							4.0	-

Sub total :	824	14,925	470	125
F. R. Bloque (%) :	3.15			

Tabla 40 (cont.)

								N	Nr
								(M	(Mbls)
M1	4430	47	18	45	1.27	111.7	3,174.9	40.8	15.0
	4600							-	-
	5517							0.1	-
M4	13003	95	20	52	1.27	42.3	2,356.6	23.3	61.4
	13019							0.0	-
	13011							0.3	-
	6559							-	-
M5	5967	110	18	45	1.27	19.4	1,290.6	13.2	3.0
M6	-	70	18	45	1.27	2.8	118.5	-	-
M7	-	70	18	45	1.27	4.1	173.6	-	-
M8	5556	70	18	45	1.27	18.9	800.1	133.6	11.2
M9	-	70	18	45	1.27	3.4	143.9	-	-

Sub total :	203	8,058	211	91
	F. R. Bloque (%) :		2.62	

Bloque P

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Blis / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
P1	5890	146	18	50	1.28	40.0	3,185.6	54.7	-
	13016							22.0	79.7
P5	6366	120	18	50	1.28	79.8	5,223.6	74.2	2.3
	13012							37.6	96.7
	13026							0.3	-
	13022							0.1	-
P6	-	40	18	50	1.28	2.8	61.1	-	-

Sub total :	123	8,470	189	179
	F. R. Bloque (%) :		2.23	

Tabla 40 (cont.)

Bloque S

Sub - bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
S10	5311	110	19	52	1.28	59.3	3,605.6	12.7	5.0
	4393							-	-
	13021							6.6	27.4
S11	4803	206	22	54	1.28	9.0	1,137.2	253.2	8.0
S12	4352	72	18	54	1.28	63.9	2,308.9	59.0	-
	4508							-	-
	5501							78.1	-
	4374							223.2	23.6
S13	2570	105	18	52	1.28	46.0	2,529.3	24.1	7.4
	4291							195.5	19.5
	4513							0.2	-
	5291							28.3	30.0
	980							-	-
	5376							0.6	1.1
S14	4408	77	18	54	1.28	83.5	3,226.6	-	-
	5243							26.7	-
S15	4292	170	18	49	1.28	16.5	1,560.7	430.1	40.3
S16	-	155	18	49	1.28	2.9	250.1	-	-
S17	5503	132	18	48	1.28	10.1	756.3	5.4	11.8
S18	5189	100	18	52	1.28	1.2	62.8	11.7	22.1
S19	4254	160	18	52	1.28	4.1	343.5	16.3	-
S20	4512	85	18	52	1.28	4.0	178.0	37.3	7.0
S21	-	50	18	52	1.28	0.6	15.7	-	-
S22	6443	143	20	52	1.28	52.6	4,376.6	27.6	22.7
	4601							55.3	-
	4271							368.1	16.1
	4286	117	18	54	1.28	18.1	1,062.8	104.9	27.0
S23	2778							10.6	-
	5141							29.6	7.0
	4272							1.7	-
S24	-	90	18	52	1.28	3.4	160.2	-	-
S3	4392	154	18	54	1.28	31.7	2,449.9	65.9	17.6
S4	6444	76	18	56	1.28	30.0	1,094.5	74.5	8.1
S5	4511	150	18	56	1.28	45.2	3,254.6	171.1	-
	4373							86.9	31.4
S6	5419	150	18	56	1.28	11.6	835.2	117.2	7.0
S7	6438	74	18	56	1.28	26.5	941.3	0.0	-
S8	4837	103	18	56	1.28	19.8	979.0	75.0	8.0
S9	-	90	18	55	1.28	14.4	636.3	-	-

Sub total :	554	31,765	2,598	348
	F. R. Bloque (%) :		8.18	

Bloque X

Sub - bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Bls / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
X1	4841	70	15	45	1.28	30.1	1,053.6	63.2	11.0
X3	4912	69	15	45	1.28	21.2	731.4	33.0	10.4
	4804							39.7	8.1
X4	5663	80	15	45	1.28	38.8	1,552.1	79.4	15.8
X5	5039	113	15	45	1.28	27.0	1,525.6	99.8	10.8
X6	-	80	15	45	1.28	8.1	324.0	-	-
X7	-	66	15	45	1.28	13.1	432.3	-	-
X9	-	40	15	45	1.28	4.0	80.0	-	-

Sub total :	142	5,699	315	56
	F. R. Bloque (%) :		5.53	

Tabla 40 (cont.)

Bloque Z

Sub - Bloques	Pozo	Hn.Prom. (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Fact Vol (Blis / STB)	Area (Acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)
Z12	8024	92	18	45	1.28	20.5	1,131.7	40.5	2.5
	5975							17.2	11.3
	8014							107.5	6.0
Z13	8006	143	18	45	1.28	7.2	617.8	100.3	3.5
Z14	8007	88	18	45	1.28	18.8	992.7	74.0	9.4
Z15	8027	83	18	45	1.28	5.7	283.9	100.2	13.5
Z16	8019	75	18	45	1.28	23.2	1,044.1	-	-
	8029							36.1	2.7
Z17	7496	106	18	45	1.28	33.5	2,130.7	32.4	3.6
	8017							108.5	-
Z18	-	100	18	45	1.28	2.9	174.0	-	-
Z19	8026	139	18	45	1.28	49.6	4,136.9	187.6	38.0
Z2	8004	60	18	45	1.28	36.0	1,296.1	-	-
Z20	8021	112	18	45	1.28	19.5	1,310.5	151.7	11.0
Z21	8033	96	18	45	1.28	31.9	1,837.5	3.7	-
	8016							69.5	13.3
Z22	8011	111	18	45	1.28	6.9	459.6	75.7	9.0
Z23	-	90	18	45	1.28	44.8	2,419.3	-	-
Z24	8032	93	18	45	1.28	130.0	7,254.4	114.3	15.0
	8012							4.7	10.0
	8025							48.5	11.0
Z25	8036	53	18	45	1.28	47.4	1,507.4	-	-
Z3	-	60	18	45	1.28	24.1	867.6	-	-
Z4	8015	93	18	45	1.28	52.9	2,952.0	97.7	14.1
	8034							115.3	38.0
	8031							84.3	5.0
Z5	-	90	18	45	1.28	15.8	853.2	-	-
Z6	8022	115	18	45	1.28	45.0	3,105.2	210.3	69.1
	8030							16.8	0.7
	8028							56.8	-
Z7	-	80	18	45	1.28	28.3	1,358.5	-	-
Z8	-	80	18	45	1.28	5.1	244.8	-	-

Sub total :	649	35,978	1,853	287
	F. R. Bloque (%) :	5.15		

Tabla 41

Calculo de Reservas de Portachuelo - Mirador
Formación Salina

Bloque	Area (acres)	Ni (Mbls)	Np (Mbls)	Nr (Mbls)	Nf (Mbls)	FR (%)
C	431	23,152	1,512	236	1,748	6.5
D	401	33,907	6,522	417	6,939	19.2
E	580	36,699	3,438	332	3,770	9.4
F	153	6,262	962	137	1,099	15.4
G	499	22,234	2,415	311	2,726	10.9
H	397	7,800	0	0	0	0.0
I	313	13,638	226	92	318	1.7
K	15	960	14	3	17	1.5
L	824	14,925	470	125	595	3.1
M	203	8,058	211	91	302	2.6
P	123	8,470	189	179	368	2.2
S	554	31,765	2,598	348	2,946	8.2
X	142	5,699	315	56	371	5.5
Z	649	35,978	1,853	287	2,140	5.2

Total	5,284	249,547	20,725	2,614	23,339	8.3
--------------	--------------	----------------	---------------	--------------	---------------	------------

Rehabilitación de Pozos - Año 1997
Reservas puestas en producción

Nro.	Pozo	Formación Productiva	Acumulado despues Rehabilitación 1997 (Bls)	Reserva Remanente (Mbls)	Reserva Final (Mbls)
1	4271	Salina	2,711	16.1	19
2	4286	Salina	2,116	27	29
3	4291	Salina	2,896	19.5	22
4	4292	Salina	6,031	40.3	46
5	4351	Salina	2,923	66.6	70
6	4373	Salina	4,634	31.4	36
7	4374	Salina	3,213	23.6	27
8	4392	Salina	0	17.6	18
9	4426	Salina	225	19.8	20
10	4569	Salina	329	30.7	31
11	4601	-	0	0	0
12	4610	-	201	0	0
13	4612	Salina	1,429	12.9	14
14	4613	Salina	15	0	0
15	4614	Salina	2,188	15	17
16	4616	Salina	1,210	13.4	15
17	4621	Salina	2,718	10.7	13
18	4699	Salina	102	3.3	3
19	4703	Salina	258	5.2	5
20	4707	Salina	0	0.7	1
21	4714	Salina	249	0	0
22	4911	Amotape	240	3.7	4
23	4926	Amotape	3,531	9.4	13
24	4942	Salina	1,550	11.5	13
25	5007	-	34	0	0
26	5008	Amotape	7,644	28.8	36
27	5037	Salina	4,056	15.5	20
28	5039	Salina - Amotape	5,794	10.8	17
29	5189	Salina	766	9.4	10
30	5232	-	5	0	0
31	5243	Salina	60	0	0
32	5289	Salina	2,635	7.3	10
33	5366	Salina	7,717	8.3	16
34	5372	Amotape	5,541	9.8	15
35	5374	Amotape	0	2.4	2
36	5376	Amotape	89	1.1	1
37	5503	Salina	5,196	11.8	17
38	5527	Salina	172	0	0
39	5533	Salina	3,977	12.4	16
40	5541	Salina	238	10	10
41	5663	Salina - Amotape	5,622	15.8	21
42	5988	Salina	205	3.5	4
43	6388	Amotape	10,130	111.4	122
44	6389	Salina	2,206	31.7	34
45	6443	Salina	3,306	22.7	26
46	8001	Salina	5,949	29.4	35

Totales (Mbls) :	110	721	831
-------------------------	------------	------------	------------

No.	Pozo	Fecha		Pulling Swab	Herramientas	Bateo y Registro	Materiales	Acidificación	Squeeze	Fracturamiento	Equipo de Producción	Costos (US\$)	
		Inicial	Final									Total	Estimado
1	4926	27-Jan-97	30-Jan-97	8,969	-	-	-	1,799	-	-	29,341	40,109	-
2	5366	08-Feb-97	13-Feb-97	12,989	3,385	-	-	-	-	-	27,770	44,143	42,127
3	5039	13-Feb-97	18-Feb-97	10,176	2,533	-	-	-	-	-	30,389	43,097	37,140
4	5663	19-Feb-97	25-Feb-97	17,553	2,326	4,242	-	-	-	-	28,206	52,326	57,162
5	4911	25-Feb-97	03-Mar-97	20,472	-	4,892	-	1,799	-	-	31,174	58,337	61,738
6	4699	04-Mar-97	04-Mar-97	5,782	-	-	-	1,713	-	-	7,846	15,341	37,785
7	5289	05-Jun-97	06-Jun-97	4,361	-	-	-	1,454	-	-	31,997	37,812	39,387
8	4271	06-Jun-97	11-Jun-97	7,201	-	-	-	1,514	-	-	31,334	40,049	39,540
9	5008	10-Jun-97	12-Jun-97	7,620	-	-	-	1,076	-	-	31,669	40,365	69,146
10	4601	13-Jun-97	13-Jun-97	7,060	-	-	-	-	-	-	-	7,060	85,497
11	5372	09-Jul-97	14-Jul-97	11,558	-	13,520	-	9,306	-	-	-	34,384	45,835
12	5376	12-Jul-97	19-Jul-97	16,968	2,825	6,825	-	2,613	-	-	10,073	39,304	103,704
13	8001	14-Jul-97	26-Jul-97	9,504	-	3,835	-	-	-	-	15,120	28,459	47,916
14	5988	16-Jul-97	17-Jul-97	2,448	-	-	-	-	-	-	9,629	12,077	23,316
15	5037	17-Jul-97	20-Jul-97	11,035	2,934	11,050	-	-	-	-	32,456	57,474	58,359
16	5533	19-Jul-97	22-Jul-97	8,280	1,557	3,203	-	-	-	-	33,125	46,165	58,478
17	4942	19-Jul-97	27-Jul-97	23,542	7,858	1,596	-	-	-	-	29,734	62,731	62,026
18	4426	21-Jul-97	25-Jul-97	13,541	-	7,800	-	3,047	-	-	25,856	50,244	60,845
19	4621	22-Jul-97	01-Aug-97	17,390	3,195	10,426	-	-	-	-	27,223	58,233	70,492
20	6443	26-Jul-97	30-Jul-97	17,237	2,599	1,824	-	1,644	-	-	31,557	54,861	80,335
21	4286	30-Jul-97	11-Aug-97	26,268	2,865	5,472	-	-	-	-	31,296	65,901	58,860
22	4714	01-Aug-97	23-Aug-97	32,922	9,749	-	-	-	-	-	-	42,671	64,856
23	4292	04-Aug-97	10-Aug-97	16,510	3,075	6,795	-	-	-	-	30,461	56,841	64,305
24	4351	28-Jul-97	04-Aug-97	26,672	360	3,885	-	1,117	-	-	31,258	63,292	76,870
25	5189	08-Aug-97	11-Aug-97	17,365	3,449	8,882	-	1,383	-	-	31,659	62,738	61,124
26	5243	12-Aug-97	18-Aug-97	22,072	3,021	4,420	-	-	-	-	2,000	31,513	79,438
27	4612	14-Aug-97	22-Aug-97	27,033	6,696	4,509	-	-	-	-	29,632	67,870	60,698
28	4616	16-Aug-97	22-Aug-97	17,433	7,320	14,796	-	4,759	-	-	30,921	75,228	64,310
29	4614	17-Aug-97	22-Aug-97	17,957	-	4,800	-	-	-	-	31,254	54,011	72,280
30	4610	18-Aug-97	26-Aug-97	15,113	3,000	-	-	6,977	-	-	-	25,090	60,698
31	5503	23-Aug-97	26-Aug-97	11,718	-	-	-	2,446	-	-	30,809	44,972	37,646
32	4374	23-Aug-97	27-Aug-97	7,185	-	-	-	2,851	-	-	32,476	42,511	72,130
33	6388	27-Aug-97	08-Sep-97	22,742	1,127	-	-	-	-	-	33,488	57,357	63,926
34	5232	01-Sep-97	03-Sep-97	5,671	500	-	-	-	-	-	-	6,171	75,842
35	4703	01-Sep-97	19-Sep-97	26,415	2,339	3,846	-	-	-	-	26,650	59,250	69,530
36	5527	03-Sep-97	15-Sep-97	28,256	4,066	8,700	-	-	-	-	10,125	51,147	78,140
37	5541	04-Sep-97	18-Sep-97	25,949	2,964	4,413	-	-	-	-	28,085	61,411	71,728
38	6389	10-Sep-97	21-Sep-97	34,495	2,683	10,509	-	-	-	-	33,966	81,654	77,692
39	4373	11-Sep-97	22-Sep-97	22,382	8,222	9,049	-	-	-	-	30,458	70,111	76,029
40	5007	22-Sep-97	27-Sep-97	16,981	2,931	6,445	-	-	-	-	-	26,357	82,607
41	4392	29-Sep-97	06-Oct-97	20,412	8,526	7,271	-	1,473	-	-	8,915	46,597	82,607
42	4613	30-Sep-97	08-Oct-97	21,363	7,476	4,159	-	1,723	-	-	8,780	43,501	79,244
43	5374	03-Oct-97	15-Oct-97	34,239	5,691	11,592	-	10,601	-	-	9,828	71,951	120,862
44	4569	07-Oct-97	15-Oct-97	20,653	2,663	17,389	-	1,181	-	-	24,691	66,577	84,324
45	4291	09-Oct-97	22-Oct-97	42,802	7,037	16,412	2,000	1,441	-	-	7,408	77,100	74,797
46	4707	15-Oct-97	24-Oct-97	20,099	3,230	6,222	-	1,723	-	-	8,080	39,354	79,591

TOTAL (US\$)	814,390	128,200	228,779	2,000	63,639	0	0	976,739	2,213,746	2,971,062
---------------------	---------	---------	---------	-------	--------	---	---	---------	-----------	-----------

TOTAL (%)	36.8	5.8	10.3	0.1	2.9	0.0	0.0	44.1	100.0
------------------	------	-----	------	-----	-----	-----	-----	------	-------

Tabla 43

Lote III - Noroeste del Perú
Evaluación Económica - Rehabilitaciones 1997

Información General

Año Inicio	1997
Caso Escalado	no
Regalía	yes
Depreciación (años)	5
Zona "B"	yes
Costos	
Cost. Oper. Prom. (US\$/bbi)	2,16
Sensibilidad	Sobre el valor base
Tarifa de Transporte (US\$/bbi)	0,10
Impuestos	
Razón de impuesto al Ingreso	30,00%
Impuesto Mínimo	1,5%
Inversión y Reservas	
Inversión (MMUS\$)	2,21
Reservas (Mbbbls)	831
Precio del Crudo	
Precio base (US\$/bbi)	18,23
Cambio en el precio	0,00%
Precio Final (US\$/bbi)	18,23

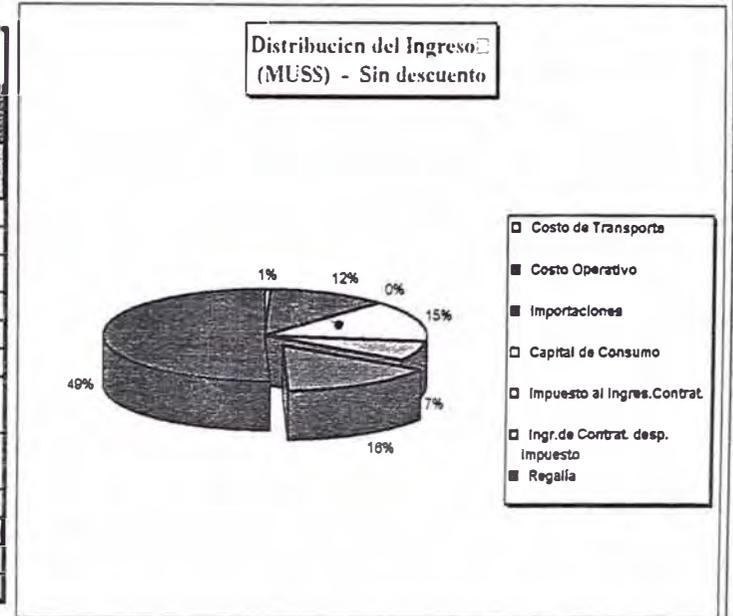
% REGALIA				
Mayor que (bbi/d)	Hasta (bbi/d)	Valor de la Canasta de Crudo		
		16	26	36
0	250	45,00%	60,00%	72,00%
250	750	36,00%	54,00%	66,00%
750	1.500	32,00%	50,00%	62,00%
1.500		28,00%	48,00%	58,00%

Distribución del Ingreso, Sin descuentos			
Item	MUS\$	US\$/bbi	(%)
Costo de Transporte	83,1	0,1	0,55%
Costo Operativo	1.791,6	2,2	11,83%
Importaciones	0,0	0,0	0,00%
Capital de Consumo	2.213,7	2,7	14,62%
Impuesto al Ingres. Contrat.	1.025,7	1,2	6,77%
Ingr.de Contrat. desp. impuesto	2.393,4	2,9	16,80%
Regalía	7.639,2	9,2	50,43%
Total	15.148,7	18,2	100,00%

Nota : Los valores mostrados estan en MUS\$.
Hasta 1996 el impuesto mínimo fué 2%. Desde 1997 es 1.6%

Resultados Económicos

TIR :	81%	
VAN @ varios valores de		
Razón de Descuento		
Razón de Descuento	MUS\$ Private Co.	MUS\$ Estado
0,00%	2.393,7	8.664,9
10,00%	1.457,0	5.936,2
12,00%	1.333,3	5.562,0
16,00%	1.126,6	4.923,8
18,00%	1.039,9	4.650,2
20,00%	962,3	4.401,7
PIR :	20% 0,42	
Pay Out (years)	1,46	
Reserv. desp. Payout	68%	



Año	Invers. (MUS\$)	Nuev. Inver. (MUS\$)	Prod (Mbbbl)	New Bloq. (Mbbbl)	Total Prod (Mbbbl)	Ingreso 1 (MUS\$)	Ingreso 2	Transport (MUS\$)	Cost. Oper. (MUS\$)	Deprec. (MUS\$)	Montos Intangibles	Regalía 1 (MUS\$)	Regalía 2 (MUS\$)	Costo Total	Beneficios antes Imp.	Impuesto al Ingreso	Beneficio Neto	Flujo Neto de Caja	Regalía	Cost. Oper. US\$/BBL	Bbi/día Inicial	Estado Peruano
1997	0,0		87,3	0,0	87,3	1.591,9	0,0	8,7	220,9	0,0	0,0	821,3	0,0	1.050,9	540,9	162,3	378,7	378,7	51,59%	2,53	239,2	983,5
1998	2.213,7		189,1	0,0	189,1	3.447,8	0,0	18,9	262,9	195,3	1.237,5	1.676,8	0,0	3.391,4	56,4	16,9	39,5	(741,4)	48,63%	1,39	518,2	1.693,7
1999	0,0		143,5	0,0	143,5	2.615,5	0,0	14,3	245,3	195,3	0,0	1.294,9	0,0	1.749,9	865,5	259,7	605,9	801,2	49,51%	1,71	393,1	1.554,6
2000	0,0		109,5	0,0	109,5	1.995,6	0,0	10,9	215,6	195,3	0,0	1.010,6	0,0	1.432,5	563,1	168,9	394,2	589,5	50,64%	1,97	299,9	1.179,5
2001	0,0		83,9	0,0	83,9	1.529,5	0,0	8,4	193,0	195,3	0,0	789,1	0,0	1.185,7	343,7	103,1	240,6	435,9	51,59%	2,30	229,9	892,2
2002	0,0		65,2	0,0	65,2	1.188,6	0,0	6,5	176,0	195,3	0,0	613,2	0,0	991,1	197,5	59,3	138,3	333,6	51,59%	2,70	178,6	672,5
2003			49,3	0,0	49,3	898,7	0,0	4,9	141,5	0,0		463,7	0,0	610,1	288,6	86,6	202,1	202,1	51,59%	2,87	135,1	550,3
2004			34,7	0,0	34,7	632,6	0,0	3,5	103,4	0,0		326,4	0,0	433,2	199,3	59,8	139,5	139,5	51,59%	2,98	95,1	386,2
2005			21,2	0,0	21,2	386,5	0,0	2,1	65,5	0,0		199,4	0,0	267,0	119,5	35,8	83,6	83,6	51,59%	3,09	58,1	235,2
2006			15,3	0,0	15,3	278,9	0,0	1,5	48,3	0,0		143,9	0,0	193,8	85,1	25,5	59,6	59,6	51,59%	3,16	41,9	169,4
2007			10,7	0,0	10,7	195,1	0,0	1,1	34,5	0,0		100,6	0,0	136,2	58,9	17,7	41,2	41,2	51,59%	3,22	29,3	118,3
2008			8,2	0,0	8,2	149,5	0,0	0,8	31,1	0,0		77,1	0,0	109,0	40,5	12,1	28,3	28,3	51,59%	3,79	22,5	89,3
2009			6,1	0,0	6,1	111,2	0,0	0,6	24,2	0,0		57,4	0,0	82,1	29,1	8,7	20,3	20,3	51,59%	3,96	16,7	68,1
2010			4,0	0,0	4,0	72,9	0,0	0,4	16,6	0,0		37,8	0,0	54,6	18,3	5,5	12,8	12,8	51,59%	4,14	11,0	43,1
2011			1,6	0,0	1,6	29,2	0,0	0,2	6,9	0,0		15,0	0,0	22,1	7,1	2,1	4,9	4,9	51,59%	4,31	4,4	17,2
2012			1,3	0,0	1,3	23,7	0,0	0,1	5,9	0,0		12,2	0,0	18,2	5,5	1,6	3,8	3,8	51,59%	4,51	3,6	13,9
2013			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%		0,0	0,0
Total	2.213,7	0,0	830,9	0,0	830,9	15.147,0	0,0	83,1	1.791,6	976,5	1.237,5	7.639,2	0,0	11.727,8	3.419,2	1.025,7	2.393,4	2.393,7				8.664,9

Tabla 44 a

Lote III - Noroeste del Perú
Evaluación Económica - Rehabilitaciones 1997

Información General

Año Inicio	1997
Caso Escalado	no
Regalía	yes
Depreciación (años)	5
Zona "B"	yes
Costos	
Cost. Oper. Prom. (US\$/bb)	2,16
Sensibilidad	Sobre el valor base
Tarifa de Transporte (US\$/bb)	0,10
Impuestos	
Razón de impuesto al Ingreso	30,00%
Impuesto Mínimo	1,5%
Inversión y Reservas	
Inversión (MMUS\$)	2,21
Reservas (Mbbis)	831
Precio del Crudo	
Precio base (US\$/bb)	16,00
Cambio en el precio	0,00%
Precio Final (US\$/bb)	16,00

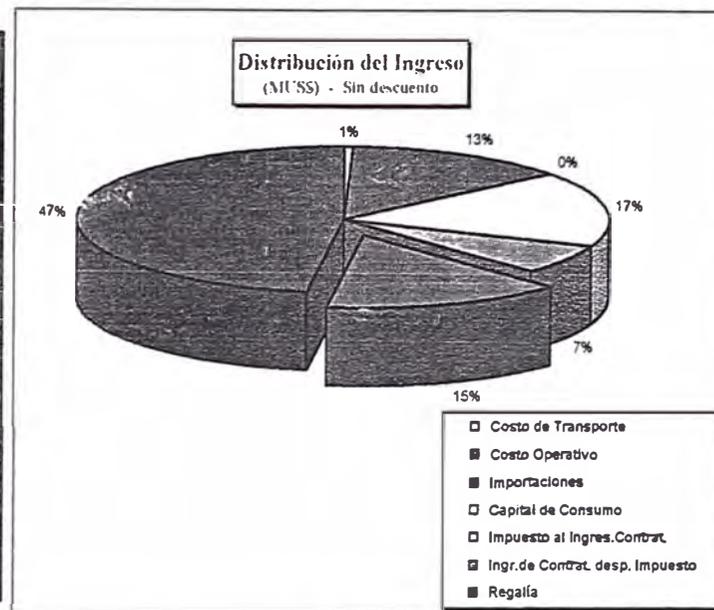
% REGALIA				
Mayor que (bb/d)	Hasta (bb/d)	Valor de la Canasta de Crudo		
		15	25	35
0	250	45,00%	60,00%	72,00%
250	750	38,00%	54,00%	66,00%
750	1.500	32,00%	50,00%	62,00%
1.500		28,00%	46,00%	58,00%

Distribución del Ingreso - Sin descuentos			
Item	MUS\$	US\$/bb	(%)
Costo de Transporte	83,1	0,1	0,63%
Costo Operativo	1.791,6	2,2	13,48%
Importaciones	0,0	0,0	0,00%
Capital de Consumo	2.213,7	2,7	16,65%
Impuesto al Ingres.Contrat.	893,1	1,1	6,72%
Ingr.de Contrat. desp. impuesto	1.965,9	2,4	14,79%
Regalía	6.346,5	7,6	47,74%
Total	13.293,8	16,0	100,00%

Nota : Los valores mostrados estan en MUS\$.
Hasta 1996 el impuesto mínimo fué 2%. Desde 1997 es 1.5%

Resultados Económicos

TIR :	57%	
VAN @ varios valores de Razón de Descuento		
Razón de Descuento	MUS\$ Privata Cos	MUS\$ Estador
0,00%	1.966,2	7.239,6
10,00%	1.155,6	4.959,0
12,00%	1.049,6	4.646,3
16,00%	873,3	4.113,1
18,00%	799,7	3.884,5
20,00%	734,2	3.677,0
↑ ↑		
Flujo Neto de Caja		Impuestos y Regalías
PIR	20%	0,29
Pay Out (years)	1,73	
Reserv. desp. Payout	65%	



Año	Invers. (MUS\$)	Nuev. Inver. (MUS\$)	Prod (MBbl)	New Bloq. (MBbl)	Total Prod (MBbl)	Ingreso 1 (MUS\$)	Ingreso 2	Transport (MUS\$)	Cost. Oper. (MUS\$)	Deprec. (MUS\$)	Montos Intangibles	Regalía 1 (MUS\$)	Regalía 2 (MUS\$)	Costo Total	Beneficios antes imp.	Impuesto al Ingreso	Beneficio Neto	Flujo Neto de Caja	Regalía	Cost. Oper. US\$/BBL	Bbl/día Inicial	Estado Peruano
1997	0,0		87,3	0,0	87,3	1.397,1	0,0	8,7	220,9	0,0	0,0	683,1	0,0	912,7	484,4	145,3	339,1	339,1	48,89%	2,53	239,2	828,4
1998	2.213,7		189,1	0,0	189,1	3.026,0	0,0	18,9	262,9	195,3	1.237,5	1.390,3	0,0	3.104,9	(78,9)	11,7	(90,6)	(871,5)	45,95%	1,39	518,2	1.402,1
1999	0,0		143,5	0,0	143,5	2.295,5	0,0	14,3	245,3	195,3	0,0	1.074,8	0,0	1.529,8	765,8	229,7	536,0	731,3	46,82%	1,71	393,1	1.304,5
2000	0,0		109,5	0,0	109,5	1.751,5	0,0	10,9	215,6	195,3	0,0	839,7	0,0	1.261,6	489,8	146,9	342,9	538,2	47,95%	1,97	299,9	986,7
2001	0,0		83,9	0,0	83,9	1.342,4	0,0	8,4	193,0	195,3	0,0	656,3	0,0	1.053,0	289,4	86,8	202,6	397,9	48,89%	2,30	229,9	743,2
2002	0,0		65,2	0,0	65,2	1.043,2	0,0	6,5	176,0	195,3	0,0	510,0	0,0	887,9	155,3	46,6	106,7	304,0	48,89%	2,70	178,6	556,6
2003			49,3	0,0	49,3	788,8	0,0	4,9	141,5	0,0	0,0	385,7	0,0	532,1	256,7	77,0	179,7	179,7	48,89%	2,87	135,1	462,7
2004			34,7	0,0	34,7	555,2	0,0	3,5	103,4	0,0	0,0	271,5	0,0	378,3	176,9	53,1	123,8	123,8	48,89%	2,98	95,1	324,5
2005			21,2	0,0	21,2	339,2	0,0	2,1	65,5	0,0	0,0	165,8	0,0	233,5	105,7	31,7	74,0	74,0	48,89%	3,09	58,1	197,6
2006			15,3	0,0	15,3	244,8	0,0	1,5	48,3	0,0	0,0	119,7	0,0	169,6	75,2	22,6	52,7	52,7	48,89%	3,16	41,9	142,3
2007			10,7	0,0	10,7	171,2	0,0	1,1	34,5	0,0	0,0	83,7	0,0	119,2	52,0	15,6	36,4	36,4	48,89%	3,22	29,3	99,3
2008			8,2	0,0	8,2	131,2	0,0	0,8	31,1	0,0	0,0	64,1	0,0	96,0	35,2	10,5	24,6	24,6	48,89%	3,79	22,5	74,7
2009			6,1	0,0	6,1	97,6	0,0	0,6	24,2	0,0	0,0	47,7	0,0	72,5	25,1	7,5	17,6	17,6	48,89%	3,96	16,7	55,3
2010			4,0	0,0	4,0	64,0	0,0	0,4	16,6	0,0	0,0	31,3	0,0	48,3	15,7	4,7	11,0	11,0	48,89%	4,14	11,0	36,0
2011			1,6	0,0	1,6	25,6	0,0	0,2	6,9	0,0	0,0	12,5	0,0	19,6	6,0	1,8	4,2	4,2	48,89%	4,31	4,4	14,3
2012			1,3	0,0	1,3	20,8	0,0	0,1	5,9	0,0	0,0	10,2	0,0	16,2	4,6	1,4	3,2	3,2	48,89%	4,51	3,6	11,6
2013			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%		0,0	0,0
2013			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%		0,0	0,0
Total	2.213,7	0,0	830,9	0,0	830,9	13.294,1	0,0	83,1	1.791,6	976,5	1.237,5	6.346,5	0,0	10.435,2	2.858,9	893,1	1.965,9	1.966,2				7.239,6

Tabla 44 b

Lote III - Zona " C "

Trabajos Futuros - Rehabilitación de Pozos

No.	Pozo	Cuad.	Tipo de Trabajo	Formación	Rate (bopd)	Reservas (MBbls)			Costo Estim. (US\$)	PAYOUT (días)	
						Remanentes	Detras de tubing	Totales		Tang.	Intang.
1	8034	15-S-13	Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	30	38	25	63	19,797	(*)	94
2	6148	12-S-14	Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	50	21	30	51	69,874	101	94
3	8033	15-S-14	Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	30	-	15	15	52,234	136	106
4	5201	12-S-15	Evaluar con PKRs / Spot Acid / Baleo	Amotape / Salina Mog.	48	4	19	23	70,503	93	112
5	8021	15-S-14	Spot Acido / Baleo	Salina Mogollón	35	11	20	31	60,247	121	124
6	4291	13-S-14	Swab Test / Baieo / Rebaleo	Sn. Mog. / Paleg. / Talara	35	14	18	32	70,375	140	140
7	8011	15-S-14	Baleo	Balcones / Salina Mogollón	35	9	26	35	72,553	156	140
8	5498	12-S-14	Baleo / Rebaleo / Acid Squeeze	Amotape	35	12	-	12	85,096	195	143
9	4831	15-S-14	Baleo / Rebaleo	Balcones / Salina	30	7	45	52	69,354	173	149
10	4803	12-S-14	Baleo / Rebaleo / Spot Acido	Salina Mogollón	25	8	19	27	62,312	206	150
11	8025	15-S-14	Evaluar con Packers / Spot Acido	Salina Mogollón	20	11	-	11	46,696	180	154
12	5241	14-S-13	Baleo / Rebaleo / Spot Acido	Salina Mogollón	30	18	6	24	69,580	172	159
13	5254	14-S-14	Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	35	17	36	53	75,250	189	160
14	8026	15-S-14	Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	25	38	15	53	52,854	126	167
15	4513	13-S-14	Baleo	Palegreda	35	-	20	20	69,674	108	169
16	5219	14-S-13	Rebaleo	Salina Mogollón	25	16	-	16	74,407	233	181
17	5121	14-S-13	Pruebas con Packers	Salina Mogollón	15	16	-	16	61,873	388	185
18	4557	13-S-13	Spot Acid / Baleo / Rebaleo	Salina Mogollón	25	14	8	22	76,080	223	200
19	4841	13-S-14	Evaluar con Packers / Baleo	Amotape / Salina Mog.	25	12	15	27	73,789	200	211
20	5501	12-S-14	Rebaleo	Salina Mogollón	20	-	25	25	66,627	227	249
21	2570	13-S-14	Limpieza de pozo / Swab Test	Salina Mogollón	5	7	-	7	31,858	349	535
Totales						273	342	615	1,331,033		

(*) Pozo tiene instalación de subsuelo

Trabajos ordenados en forma descendente de acuerdo a pricidad

Evaluación Económica - Rehabilitaciones Futuras (21 pozos)

Información General

Año Inicio	1998
Caso Escalado	no
Regalía	yes
Depreciación(años)	5
Zona "B"	yes
Costos	
Cost. Oper. Prom. (US\$/bbl)	1,67
Sensibilidad	Sobre el valor base
Tarifa de Transporte (US\$/bbl)	0,10
Impuestos	
Razón de impuesto al Ingreso	30,00%
Impuesto Mínimo	1,5%
Inversión y Reservas	
Inversión (MMUS\$)	1,33
Reservas (Mbbbls)	615
Precio del Crudo	
Precio base (US\$/bbl)	16,00
Cambio en el precio	0,00%
Precio Final (US\$/bbl)	16,00

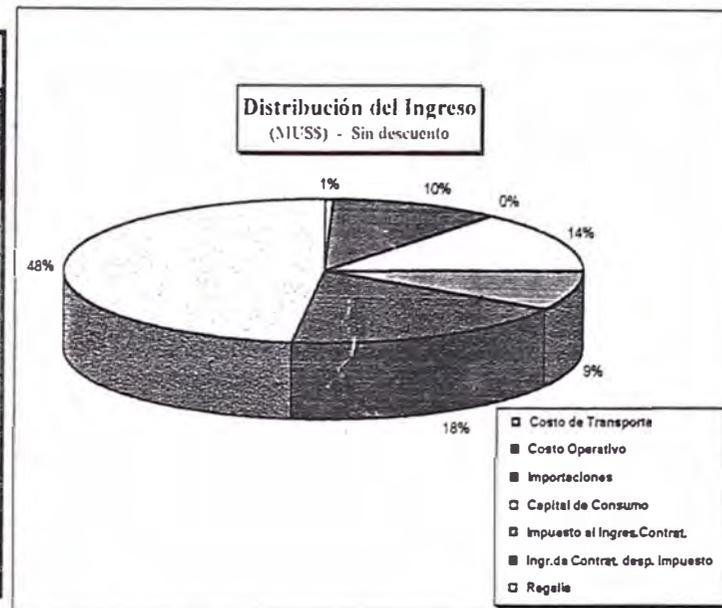
% REGALIA				
Mayor que (bbl/d)	Hasta (bbl/d)	Valor de la Canasta de Crudo		
		16	26	36
0	250	45,00%	60,00%	72,00%
250	750	38,00%	54,00%	66,00%
750	1.500	32,00%	50,00%	62,00%
1.500		28,00%	46,00%	58,00%

Distribución del Ingreso - Sin descuentos			
Item	MUS\$	US\$/bbl	(%)
Costo de Transporte	61,5	0,1	0,63%
Costo Operativo	1.029,3	1,7	10,46%
Importaciones	0,0	0,0	0,00%
Capital de Consumo	1.331,0	2,2	13,52%
Impuesto al Ingres. Contrat.	906,4	1,5	9,21%
Ingr.de Contrat. desp. impuesto	1.783,9	2,9	18,12%
Regalía	4.729,8	7,7	48,06%
Total	9.841,9	16,0	100,00%

Nota : Los valores mostrados estan en MUS\$.
Hasta 1996 el impuesto mínimo fué 2%. Desde 1997 es 1.5%

Resultados Económicos

TIR : 71%		
VAN @ varios valores de Razón de Descuento		
Razón de Descuento	MUS\$ Privata Co.	MUS\$ Estado
0,00%	1.783,9	5.636,2
10,00%	1.076,1	3.980,2
12,00%	977,5	3.747,8
16,00%	808,9	3.347,7
18,00%	736,5	3.174,5
20,00%	670,8	3.016,2
↑ ↑		
Flujo Neto de Caja		Impuestos y Regalías
PIR : 20% 0,80		
Pay Out (years) 1,98		
Reserv. desp. Payout 63%		



Año	Invers. (MUS\$)	Nuev. Inv. er. (MUS\$)	Prod (MBbl)	New Bloq. (MBbl)	Total Prod (MBbl)	Ingreso 1 (MUS\$)	Ingreso 2	Trans port (MUS\$)	Cost. Oper. (MUS\$)	Deprec. (MUS\$)	Montos Intangibles	Regalía 1 (MUS\$)	Regalía 2 (MUS\$)	Costo Total	Beneficios antes Imp.	Impuesto al Ingreso	Beneficio Neto	Flujo Neto de Caja	Regalía	Cost. Oper. US\$/BBL	Bbl/día Inicial	Estado Peruano
1997	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%		0,0	0,0
1998	1.331,0		75,2	0,0	75,2	1.203,7	0,0	7,5	124,1	135,9	651,6	588,5	0,0	1.507,6	(303,9)	8,2	(312,1)	(855,7)	48,89%	1,65	206,1	596,7
1999	0,0		161,3	0,0	161,3	2.580,2	0,0	16,1	145,1	135,9	0,0	1.197,8	0,0	1.494,9	1.085,3	325,6	759,7	895,6	46,42%	0,90	441,8	1.523,4
2000	0,0		111,4	0,0	111,4	1.782,9	0,0	11,1	144,9	135,9	0,0	853,3	0,0	1.145,2	637,7	191,3	446,4	582,3	47,86%	1,30	305,3	1.044,6
2001	0,0		78,9	0,0	78,9	1.262,4	0,0	7,9	138,1	135,9	0,0	617,2	0,0	899,1	363,3	109,0	254,3	390,2	48,89%	1,75	216,2	726,2
2002	0,0		55,7	0,0	55,7	890,6	0,0	5,6	103,5	135,9	0,0	435,4	0,0	680,4	210,2	63,1	147,1	283,0	48,89%	1,86	152,5	498,5
2003			40,2	0,0	40,2	642,7	0,0	4,0	93,6	0,0		314,2	0,0	411,9	230,9	69,3	161,6	161,6	48,89%	2,33	110,1	383,5
2004			28,9	0,0	28,9	461,6	0,0	2,9	75,9	0,0		225,7	0,0	304,5	157,2	47,1	110,0	110,0	48,89%	2,63	79,0	272,8
2005			19,8	0,0	19,8	316,2	0,0	2,0	55,1	0,0		154,6	0,0	211,7	104,5	31,3	73,1	73,1	48,89%	2,79	54,1	185,9
2006			12,4	0,0	12,4	198,5	0,0	1,2	35,2	0,0		97,0	0,0	133,5	65,0	19,5	45,5	45,5	48,89%	2,84	34,0	116,5
2007			9,0	0,0	9,0	143,3	0,0	0,9	27,5	0,0		70,1	0,0	98,4	44,8	13,5	31,4	31,4	48,89%	3,07	24,5	83,5
2008			7,5	0,0	7,5	120,1	0,0	0,8	26,3	0,0		58,7	0,0	85,7	34,4	10,3	24,1	24,1	48,89%	3,50	20,6	69,0
2009			6,1	0,0	6,1	98,0	0,0	0,6	23,6	0,0		47,9	0,0	72,1	25,9	7,8	18,1	18,1	48,89%	3,85	16,8	55,7
2010			4,2	0,0	4,2	67,0	0,0	0,4	16,5	0,0		32,8	0,0	49,7	17,3	5,2	12,1	12,1	48,89%	3,94	11,5	38,0
2011			2,8	0,0	2,8	44,1	0,0	0,3	11,6	0,0		21,6	0,0	33,4	10,7	3,2	7,5	7,5	48,89%	4,19	7,6	24,8
2012			1,9	0,0	1,9	30,6	0,0	0,2	8,3	0,0		15,0	0,0	23,5	7,1	2,1	5,0	5,0	48,89%	4,36	5,2	17,1
2013			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%		0,0	0,0
2014			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0
Total	1.331,0	0,0	615,1	0,0	615,1	9.841,9	0,0	61,5	1.029,3	679,5	651,6	4.729,8	0,0	7.151,7	2.660,3	906,4	1.783,9	1.783,9				5.636,2

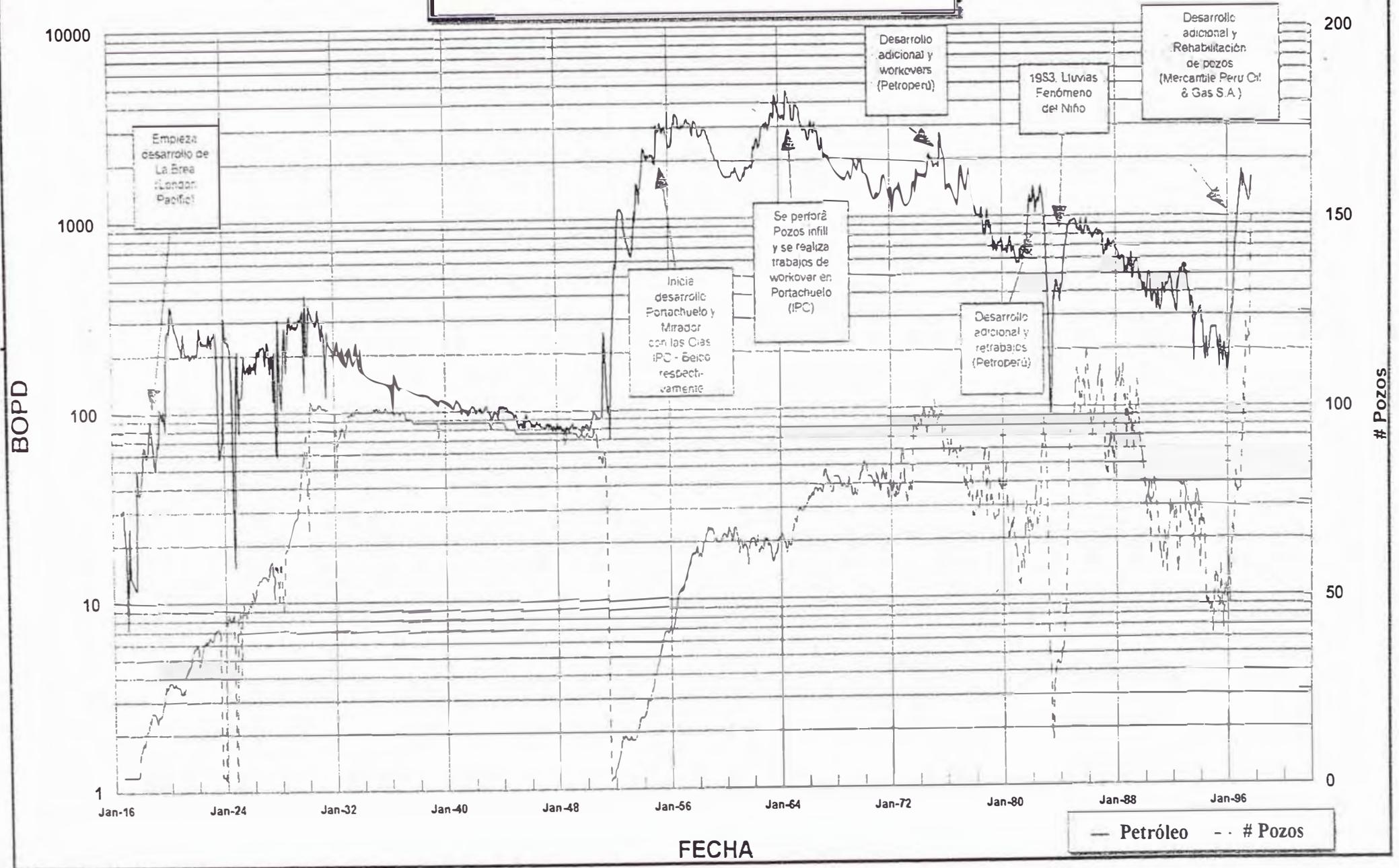
Tabla 46

GRAFICOS

GRAFICOS

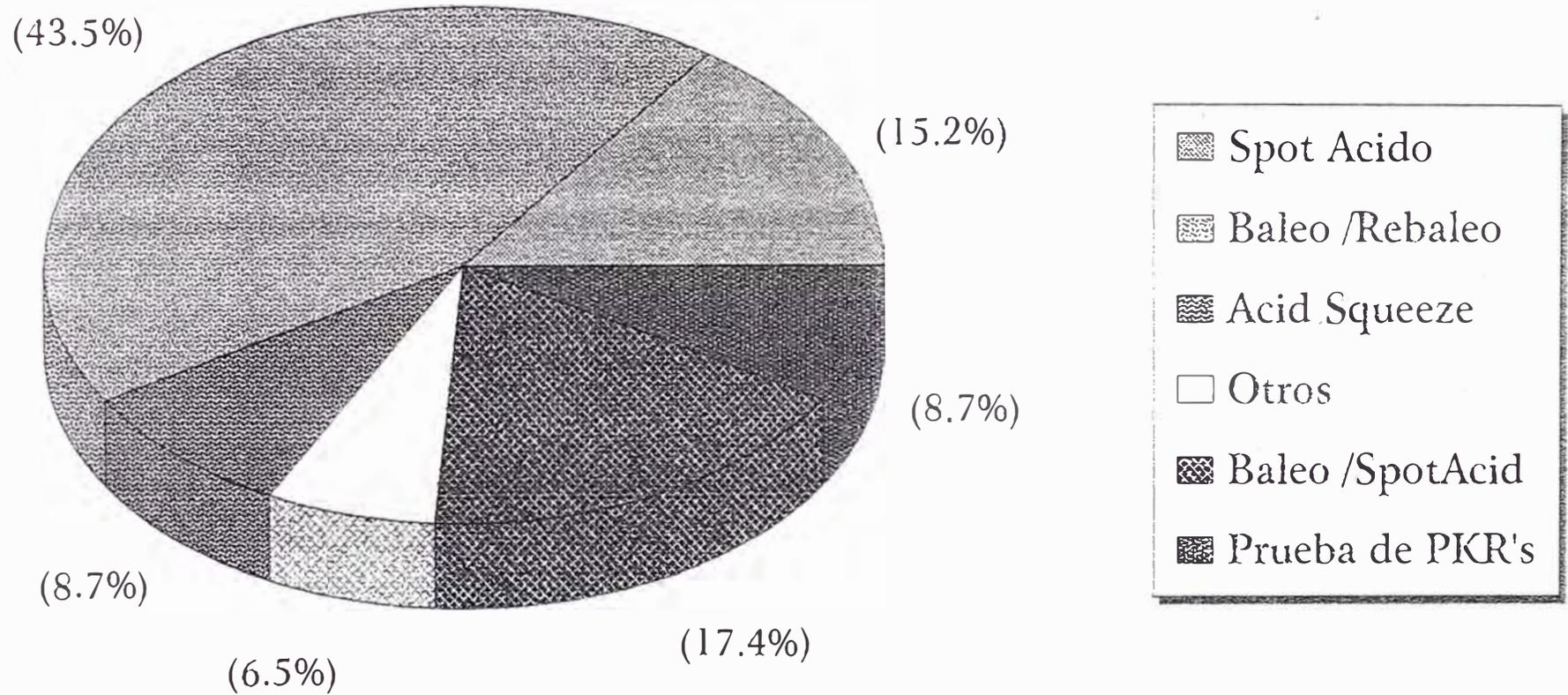
1. Lote III - Historia de Producción
2. Tipos de Rehabilitaciones 1997
3. Exito en las Rehabilitaciones 1997
4. Porcentaje de Exito en las Rehabilitaciones 1997
5. Reservorios Rehabilitados 1997
6. Lote III - Producción Diaria 1996 - 1997
7. Rehabilitaciones 1997 - BOPD vs. Tiempo
8. Rehabilitaciones 1996 / 1997 - BOPD vs. Tiempo
9. Pronóstico de Producción (MBIs) - Rehabilitaciones 1997
10. Pronóstico de Producción (BOPD) - Rehabilitaciones 1997
11. Pronóstico de Producción (MBIs) - Trabajos Futuros
12. Pronóstico de Producción (BOPD) - Trabajos Futuros

Lote III - Historial de Producción



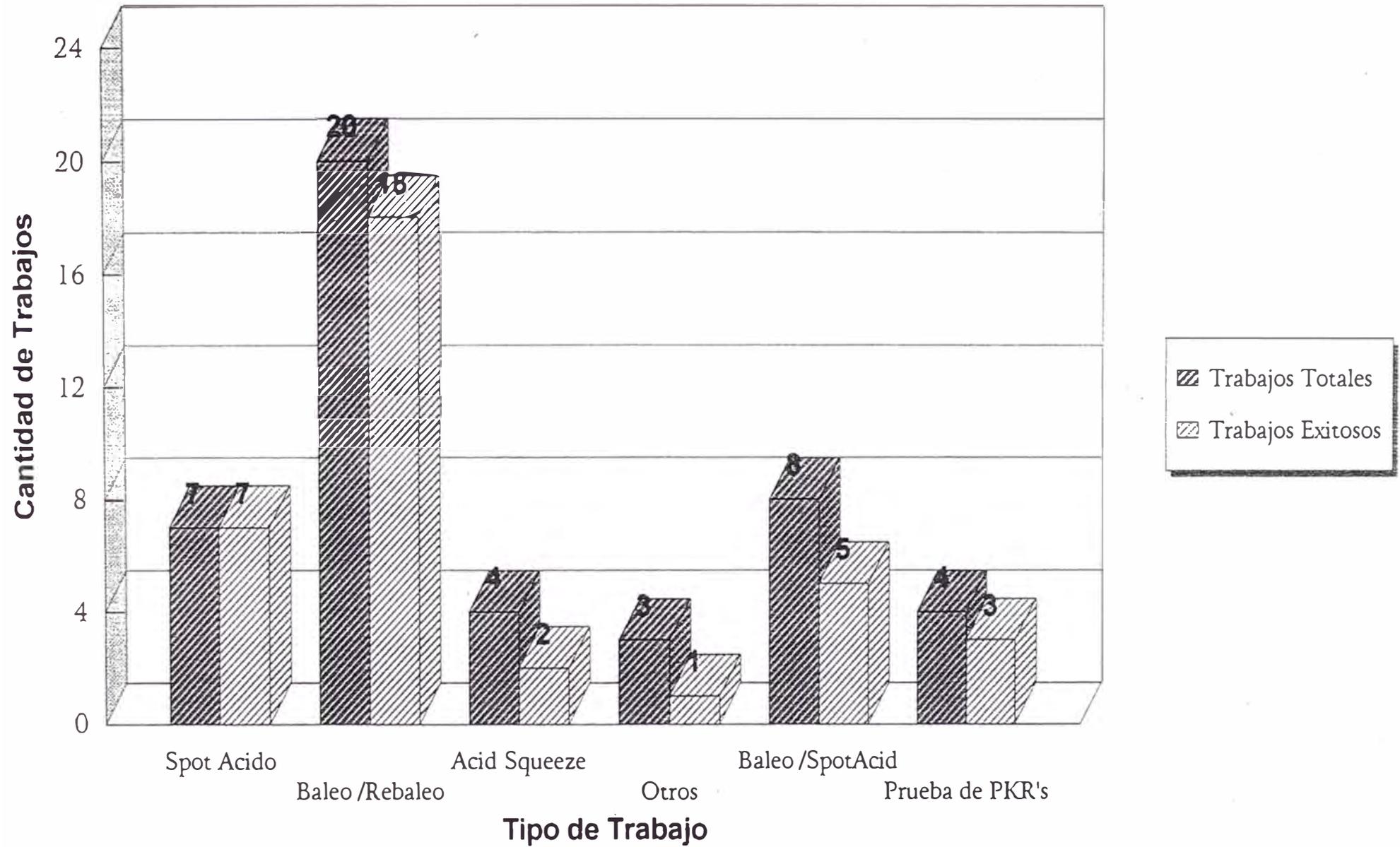
GRAF. 1

Tipos de Rehabilitaciones 1,997

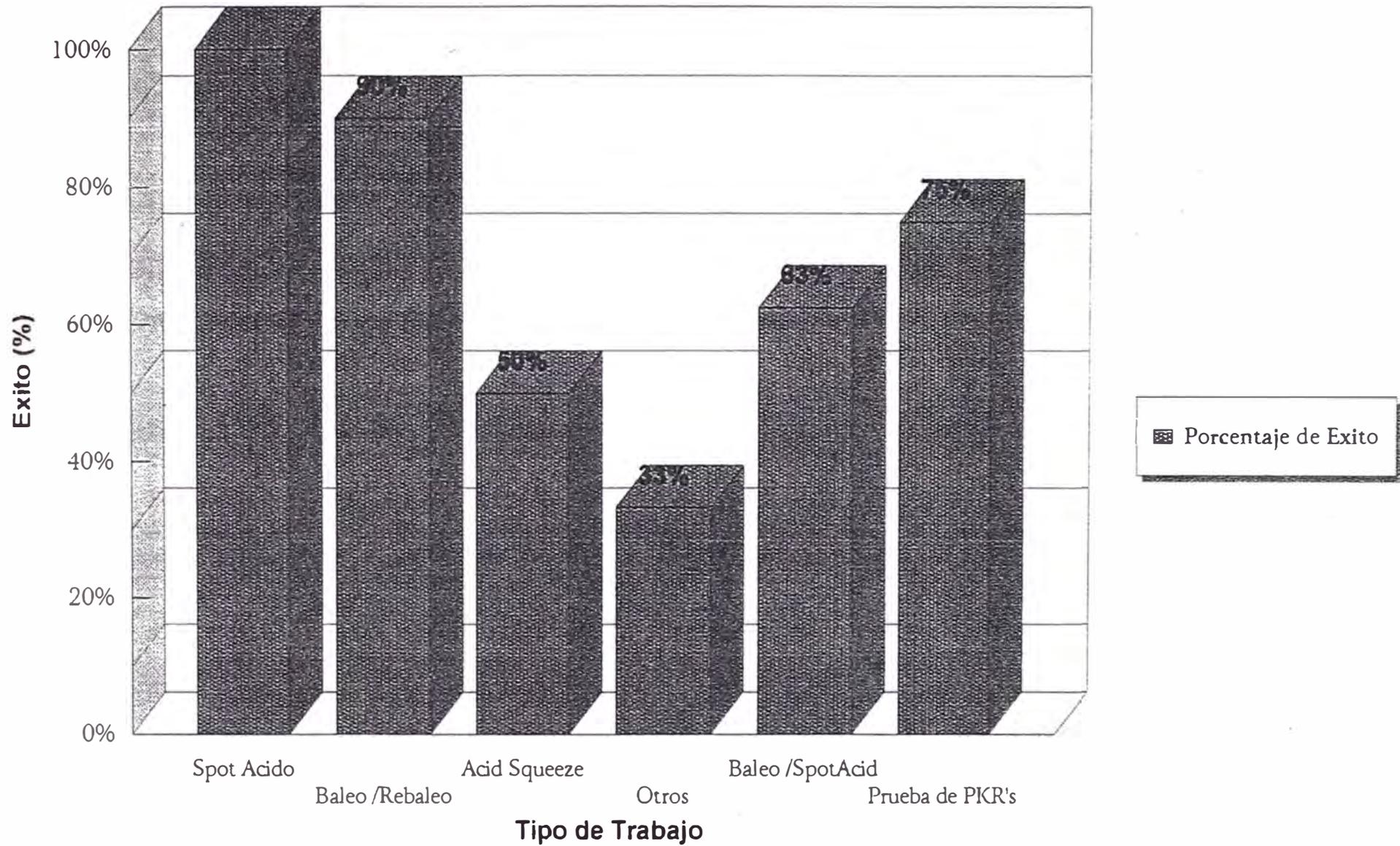


GRAF. 2

Exito en las Rehabilitaciones 1,997

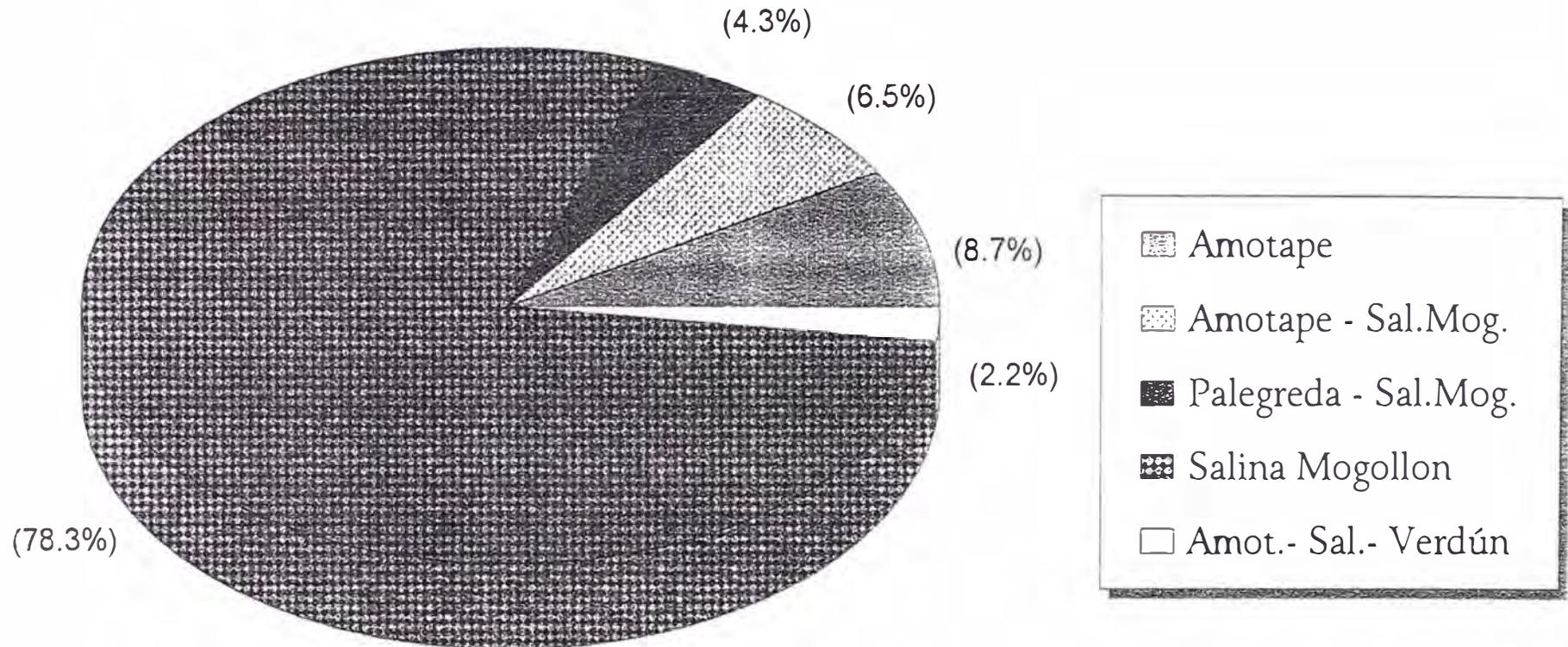


Porcentaje de Exito en las Rehabilitaciones 1,997

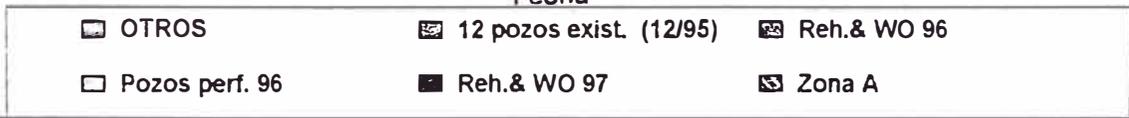
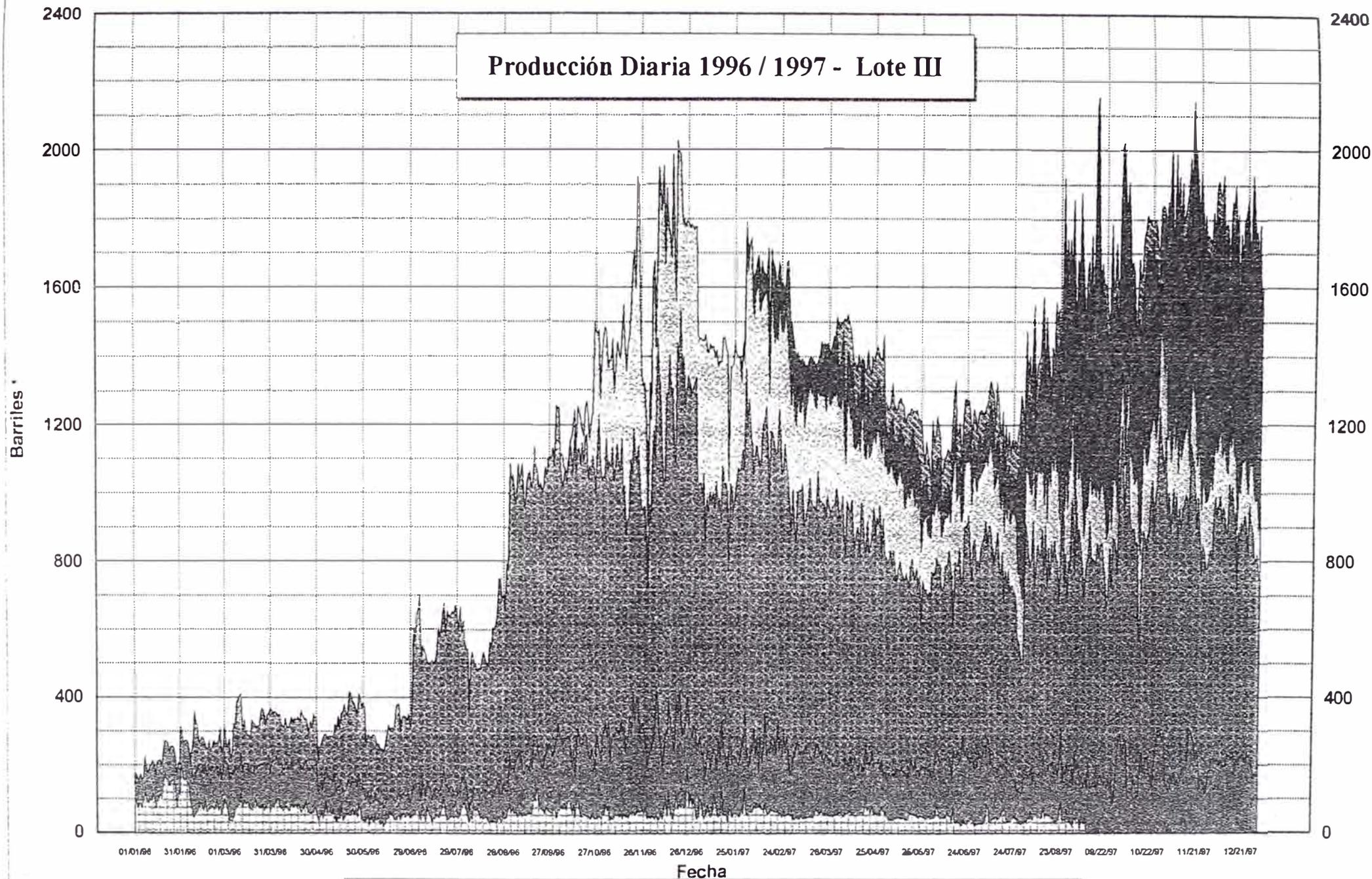


GRAF. 4

Reservorios Rehabilitados 1,997

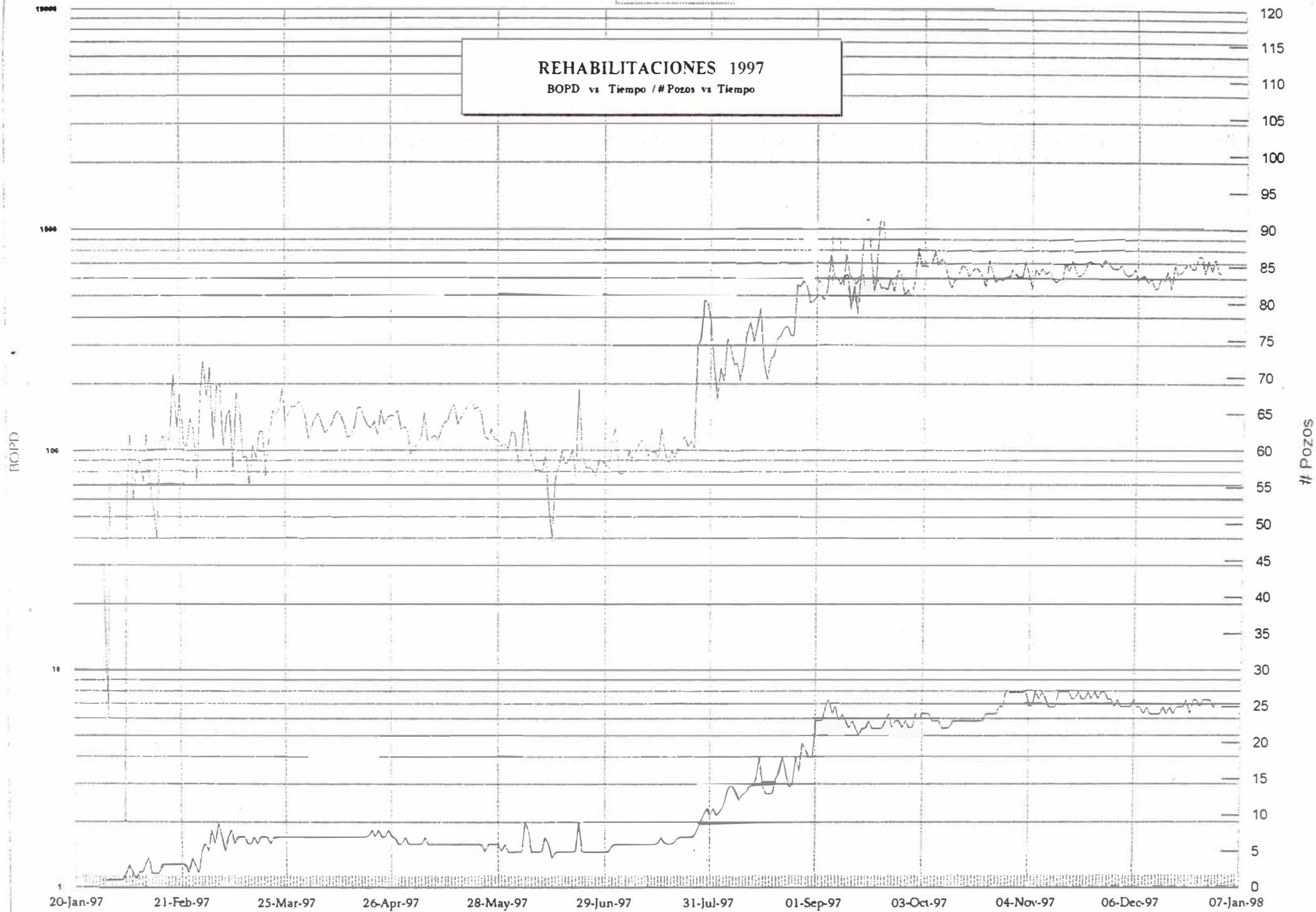


GRAF. 5



GRAF. 6

GRAF. 7

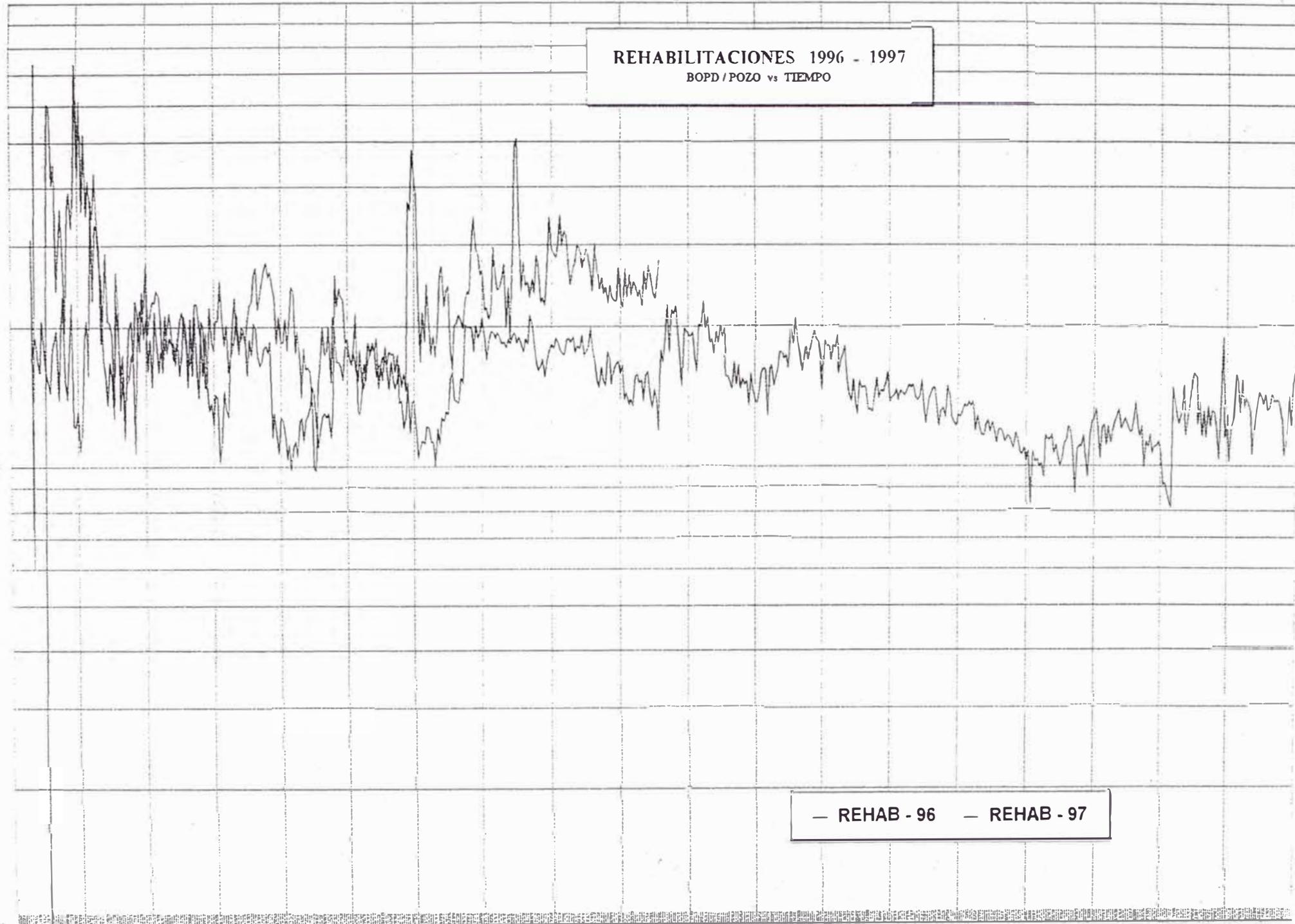


GRAF. 8

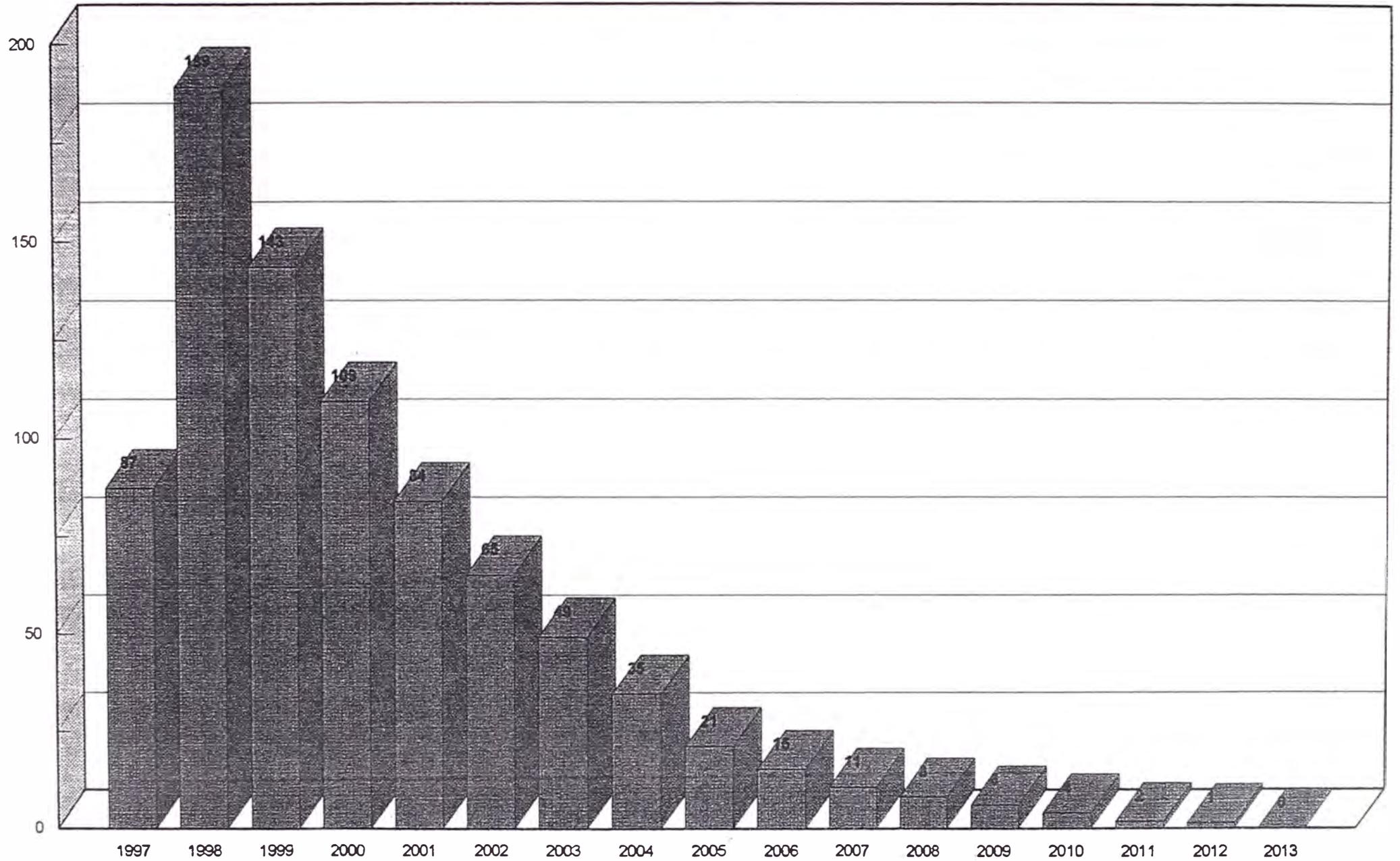
REHABILITACIONES 1996 - 1997
BOPD / POZO vs TIEMPO

BOPD / POZO

— REHAB - 96 — REHAB - 97

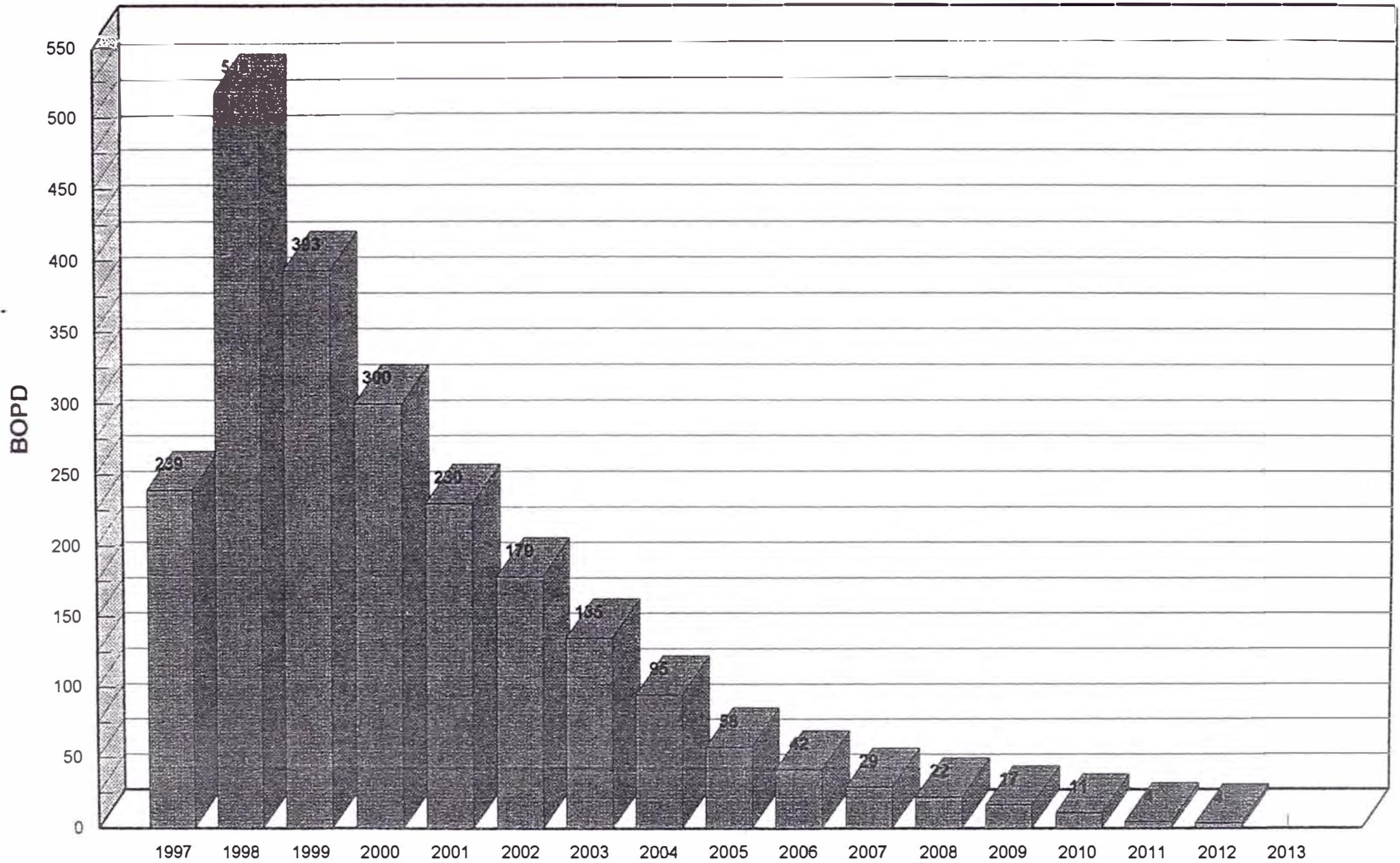


LOTE III
Pronóstico de Producción - Rehabilitaciones 1997



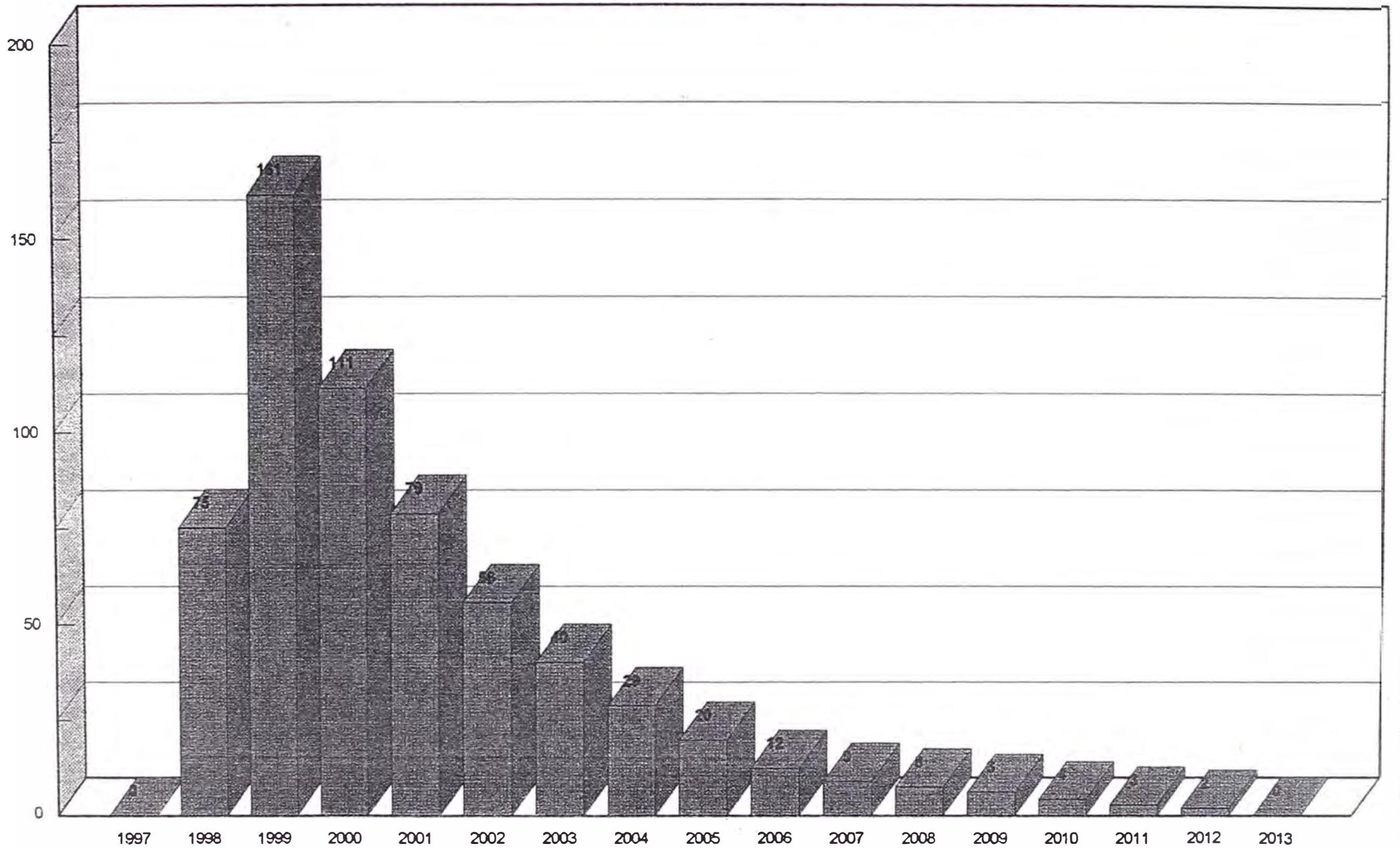
GRAF. 9

LOTE III
Pronóstico de Producción (BOPD) - Rehabilitaciones 1997



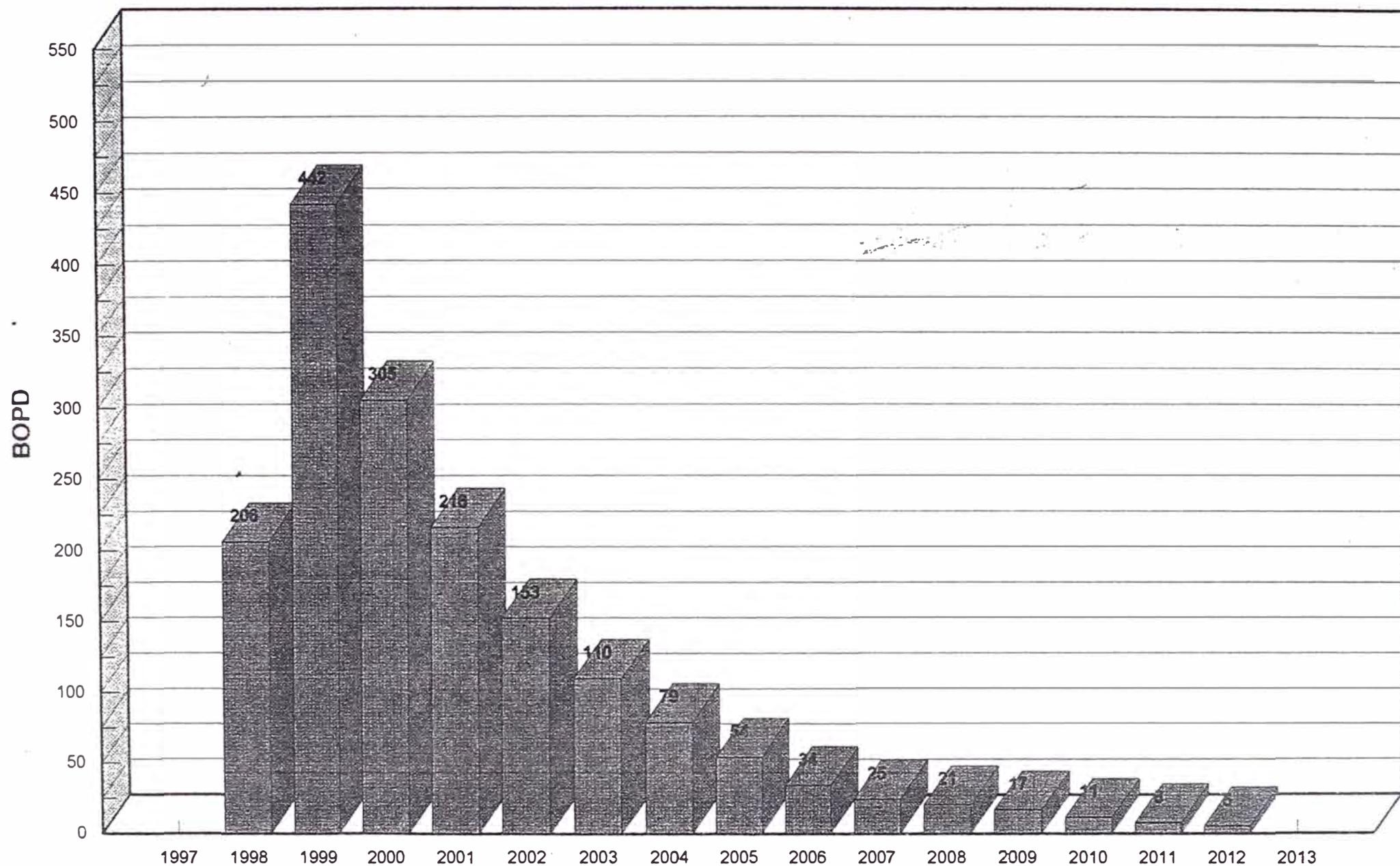
GRAF. 10

LOTE III
Pronóstico de Producción - Rehabilitaciones Futuras



GRAF. 11

LOTE III
Pronóstico de Producción (BOPD) - Rehabilitaciones Futuras



GRAF. 12

FIGURAS

FIGURAS

1. Mapa de Ubicación - Lote III
2. Sección Estructural - Lote III
3. Mapa Estructural - Zona " C " - Fm. Salina
4. Cuenca Talara - Mapa Tectónico
5. Yacimiento Portachuelo - Contornos estructurales en la discordancia Pre-cretáceo Fm. Amotape - Parte Superior
6. Yacimiento Portachuelo - Contornos estructurales en la discordancia Pre-cretáceo Fm. Amotape - Parte Inferior
7. Mapa de Cuencas Sedimentarias
8. Cuenca Talara - Sección cruzada regional
9. Mapa de contorno convencional en el Tope de arena 13 - Fm. Salina
10. Mapa Isocoro - Espesor de Fm. Salina
11. Presiones iniciales de fondo - Formación Salina
12. Mapa de Presiones iniciales vs. Tiempo de medida - Formación Salina
13. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 5374 Portachuelo
14. Registro Eléctrico CBL-VDL - Pozo 5374 Portachuelo
15. Efecto de gas en la curvas de registro eléctricos
16. Herramienta CBL convencional
17. Facilidades de Producción - Lote III - Zona " C "
18. Rehabilitación de Pozos 1997 - Ubicación en Mapa de Lote III
19. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 4926 Portachuelo
20. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 5503 Portachuelo
21. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 5372 Portachuelo
22. Registro Eléctrico GR-Resistividad - Pozo 5376 Portachuelo
- 23 a. Baleo de un Pozo
- 23 b. Componentes de una escopeta
- 23 c. Sistema de Baleo Selectivo
- 24 a. Portacargas hueco tipo Screwport - Casing gun
- 24 b. Portacargas hueco tipo machined port - Casing gun
- 24 c. Portacargas hueco - Tubing Gun
- 24 d. Escopeta de sarta
- 24 e. Escopeta de cable
25. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 8001 Mirador
- 26 a. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 4569 - RBP colgado / PKR a 4225'
- 26 b. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 4569 - RBP a 4295' / PKR a 4225'
- 26 c. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 4569 - RBP a 4225' / PKR a 4029.5'
- 26 d. Registro Eléctrico GR-CNL-CCL - Pozo 4569 - RBP a 4030' / PKR a 3890'
27. Evaluación con herramientas - Herramientas utilizadas
- 28 a. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - PKR a 5316'
- 28 b. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - PKR a 5160'
- 28 c. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - RBP colgado / PKR a 5160'
- 28 d. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - RBP a 5460' / PKR a 5350'
- 28 e. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - RBP a 5350' / PKR a 5240'
- 28 f. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - RBP a 5240' / PKR a 5160'
- 28 g. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 6388 - RBP a 4640' / PKR a 4075'
29. Herramientas usadas en limpieza de pozos
30. Registro Eléctrico SP - Resistividad - Pozo 5988

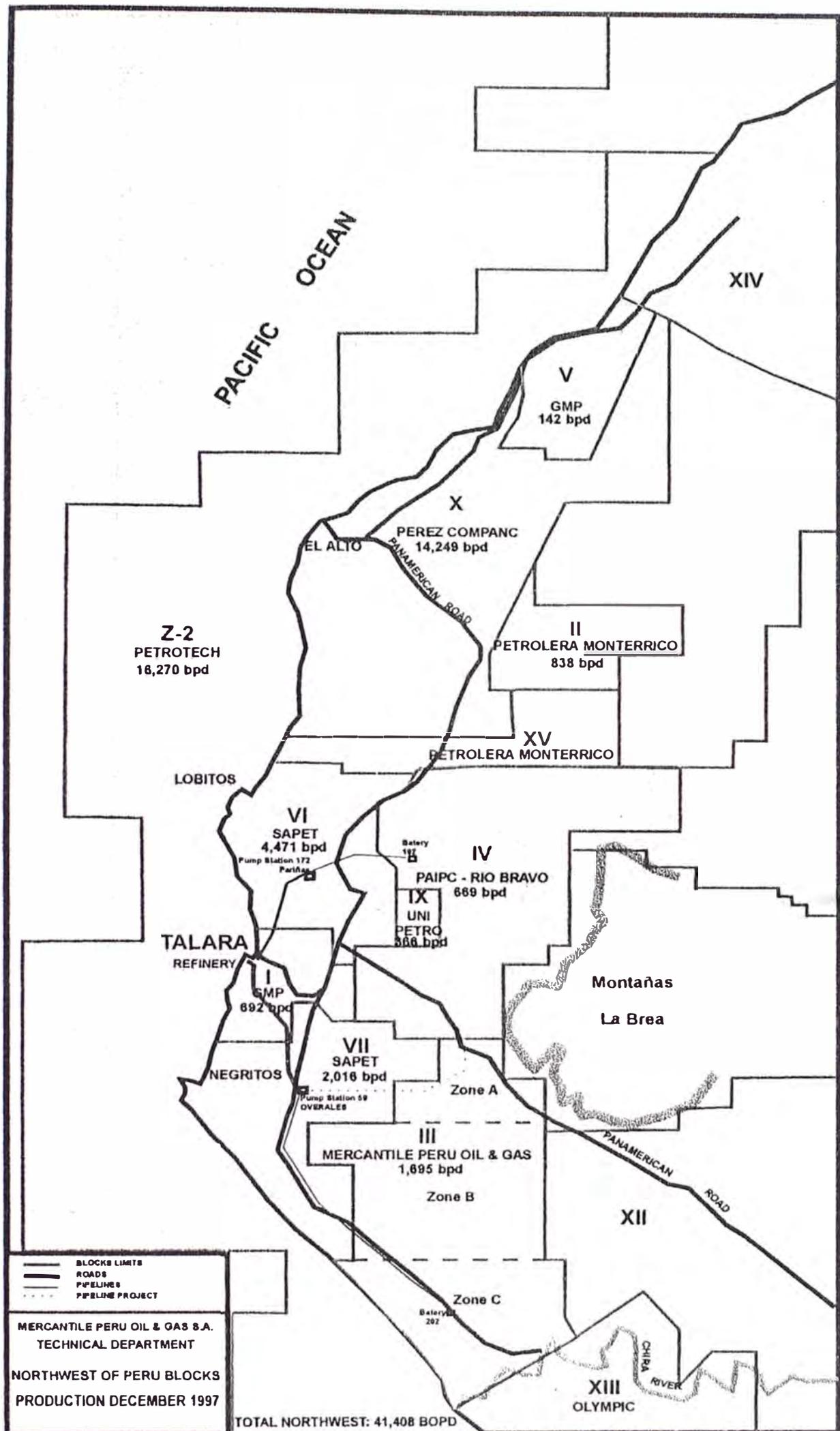


FIG. 1

MERCANTILE PERU OIL & GAS S.A.
COLUMNAR SECTION BLOCK III

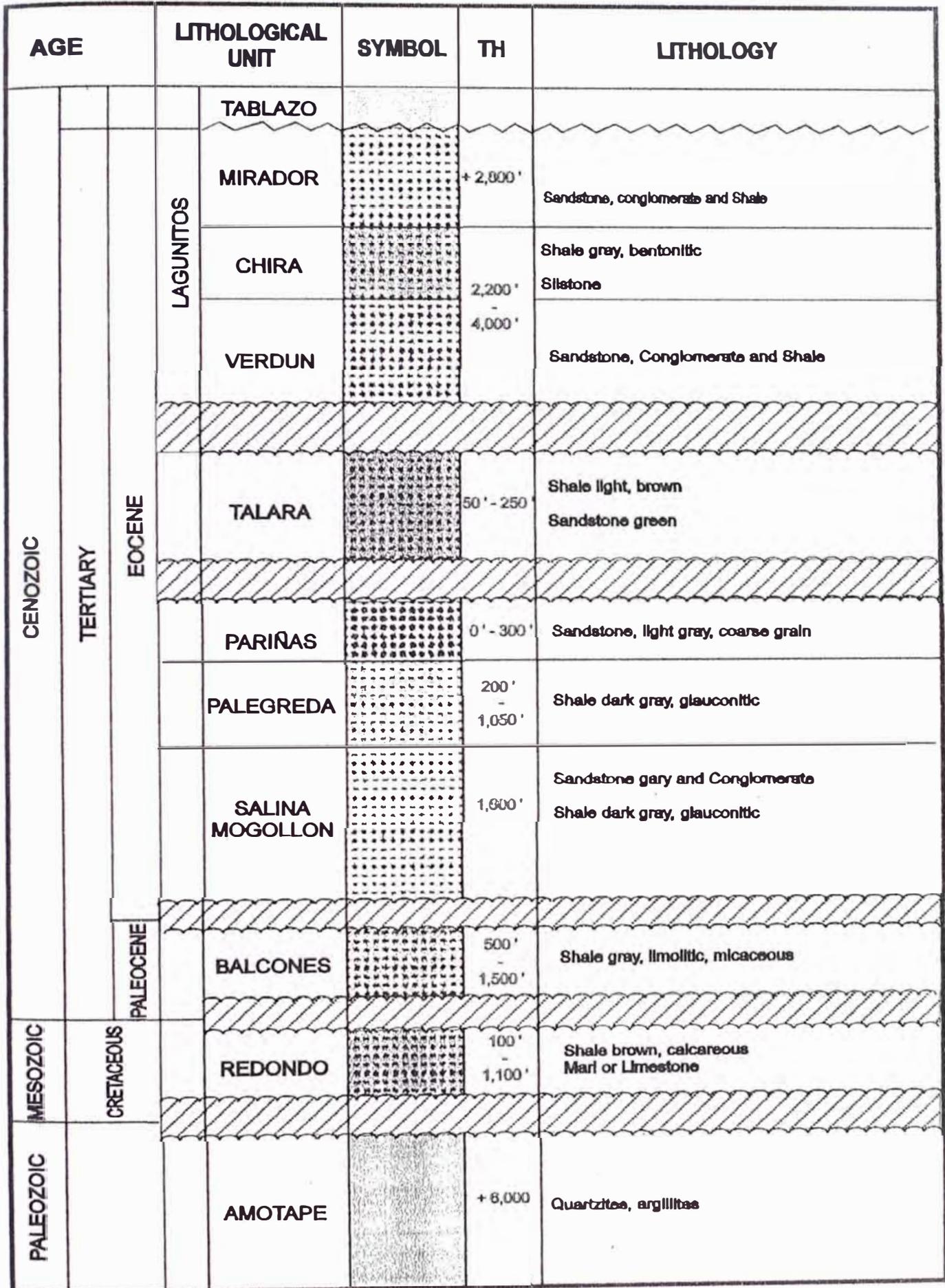
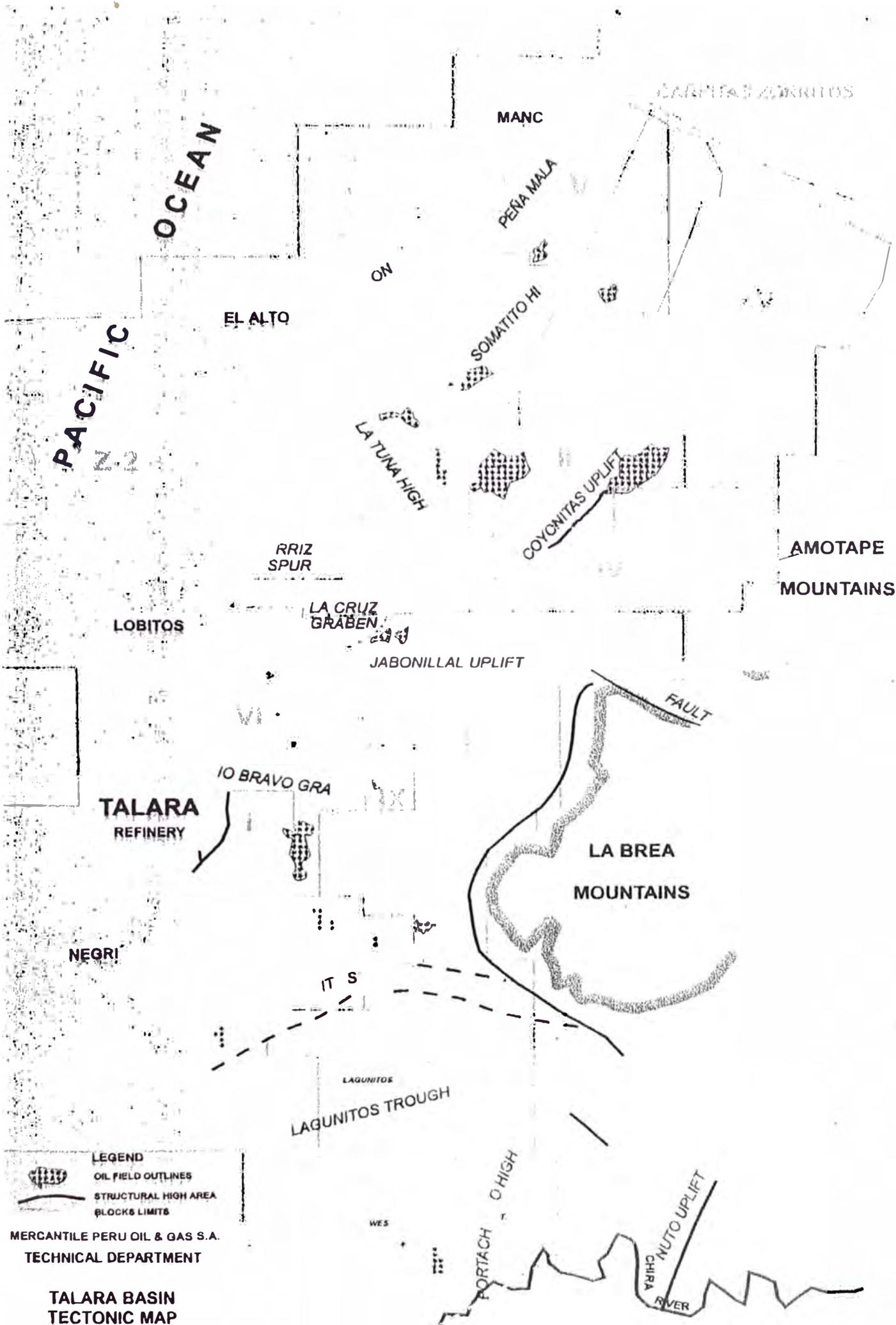


FIG. 2



LEGEND
 OIL FIELD OUTLINES
 STRUCTURAL HIGH AREA
 BLOCKS LIMITS

MERCANTILE PERU OIL & GAS S.A.
 TECHNICAL DEPARTMENT

**TALARA BASIN
 TECTONIC MAP**

FIG. 4

PLANO1

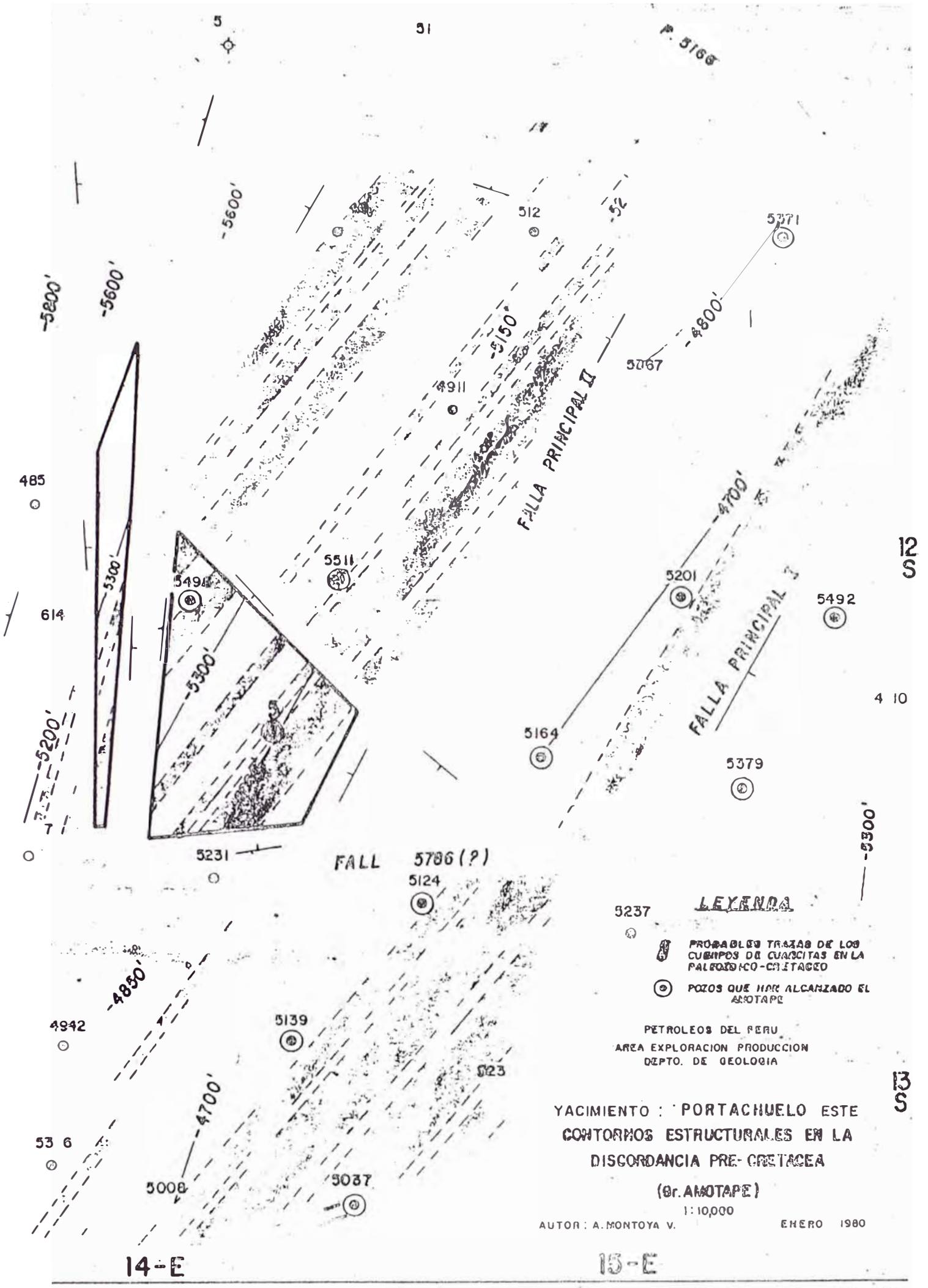


FIG. 6

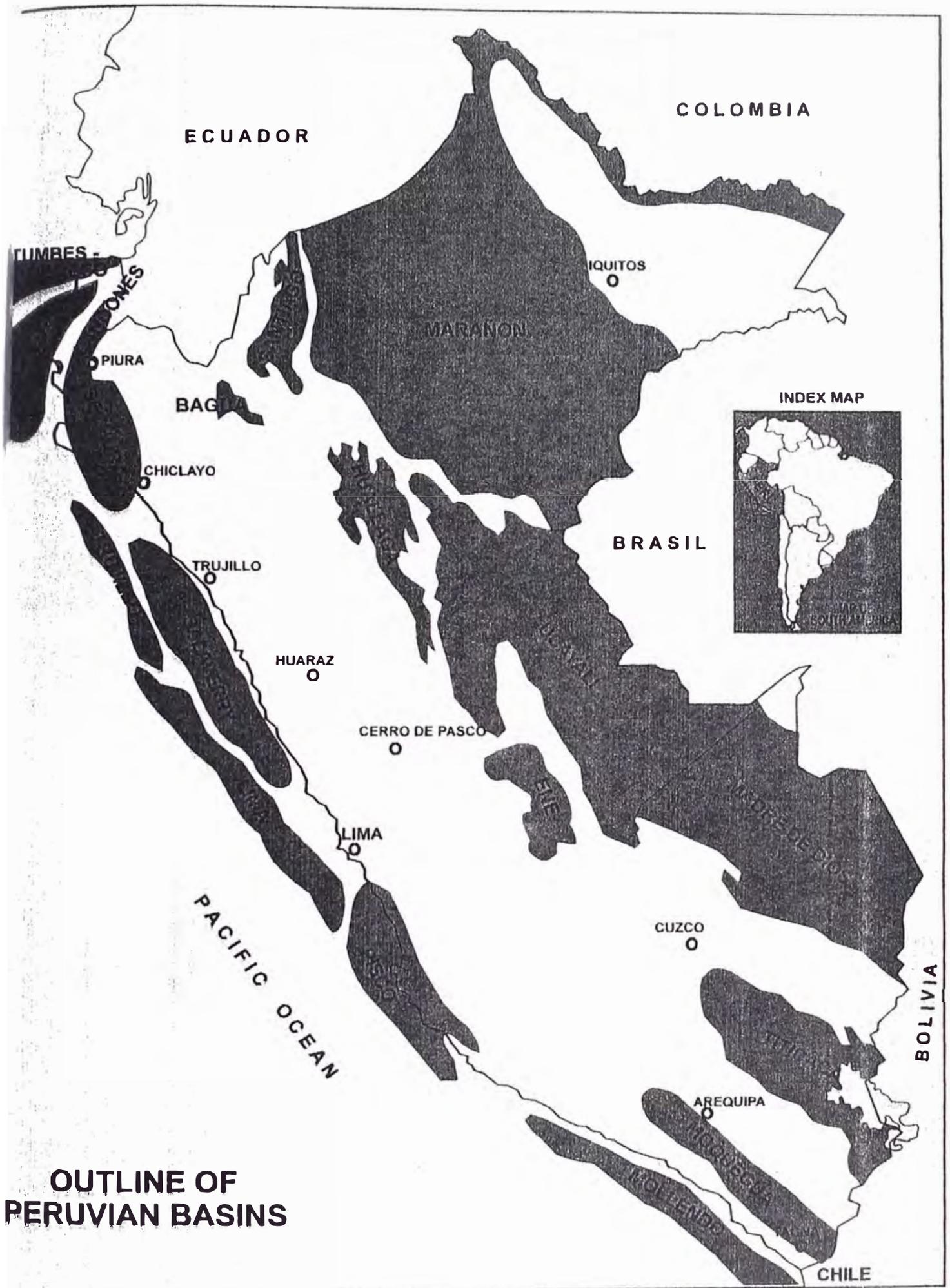


FIG. 7

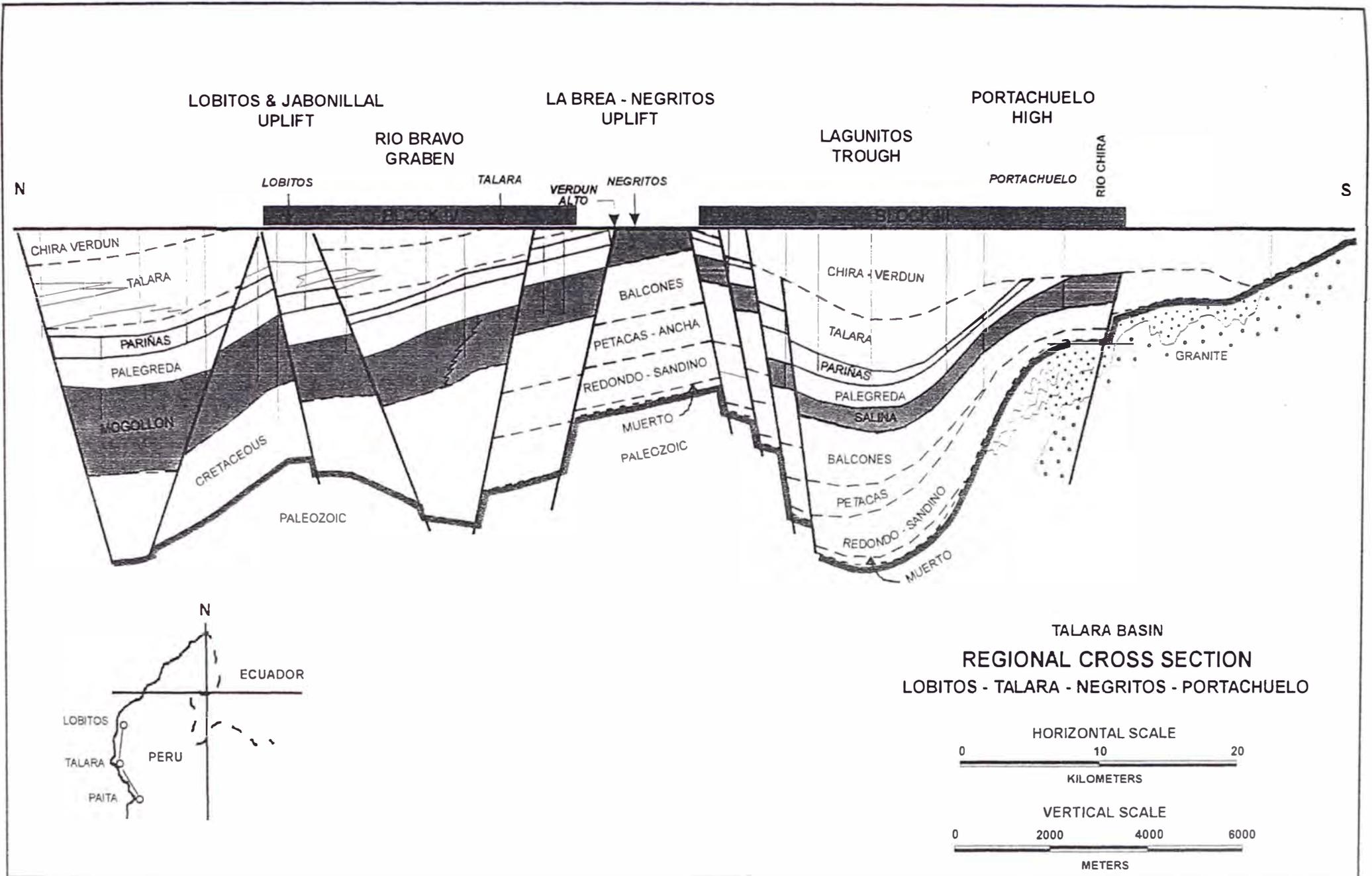


FIG. 8

**Mapa de Contorno Convencional en el
Tope de la Arena 13 - Fm. Salina**

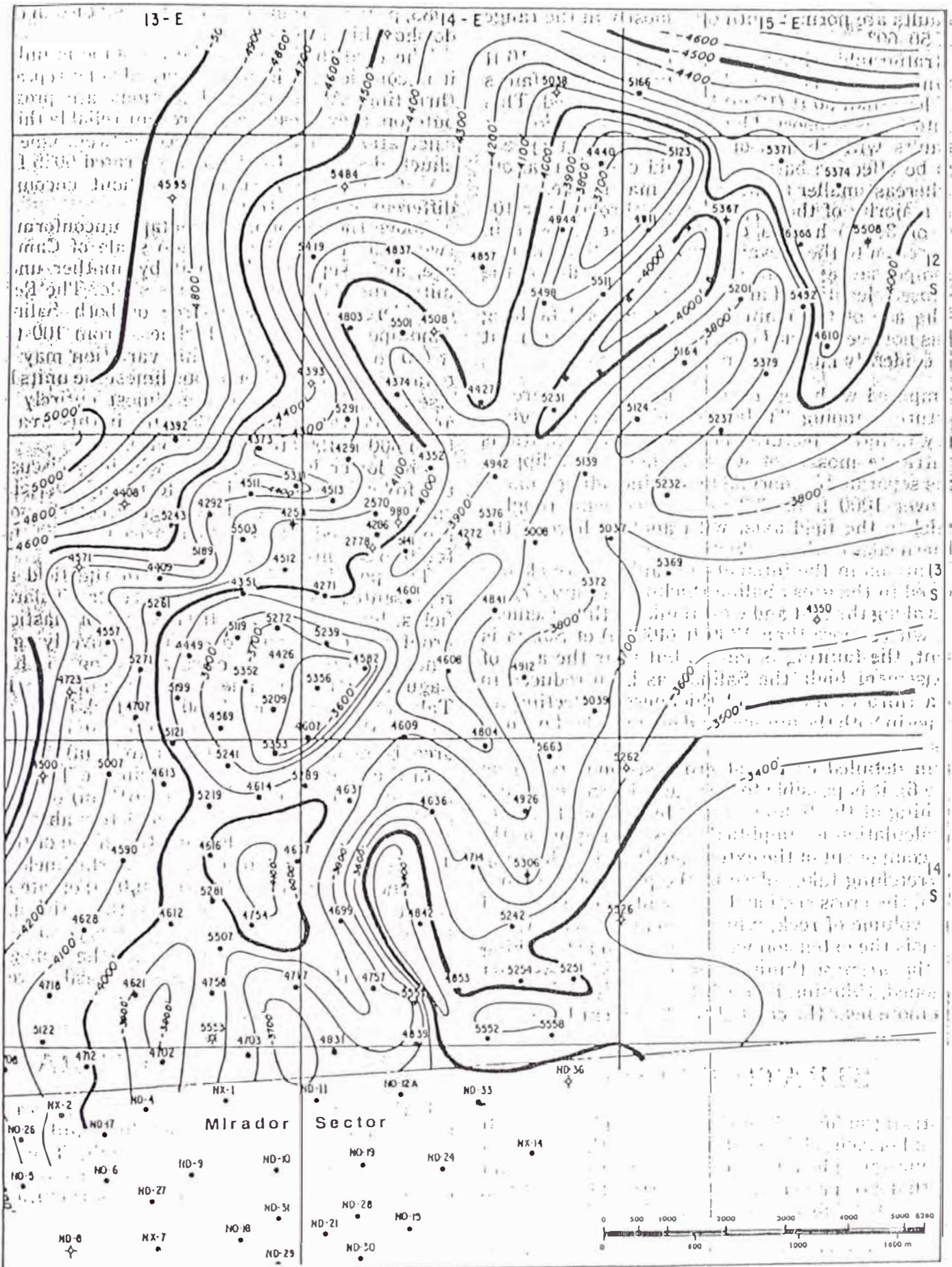


FIG. 9

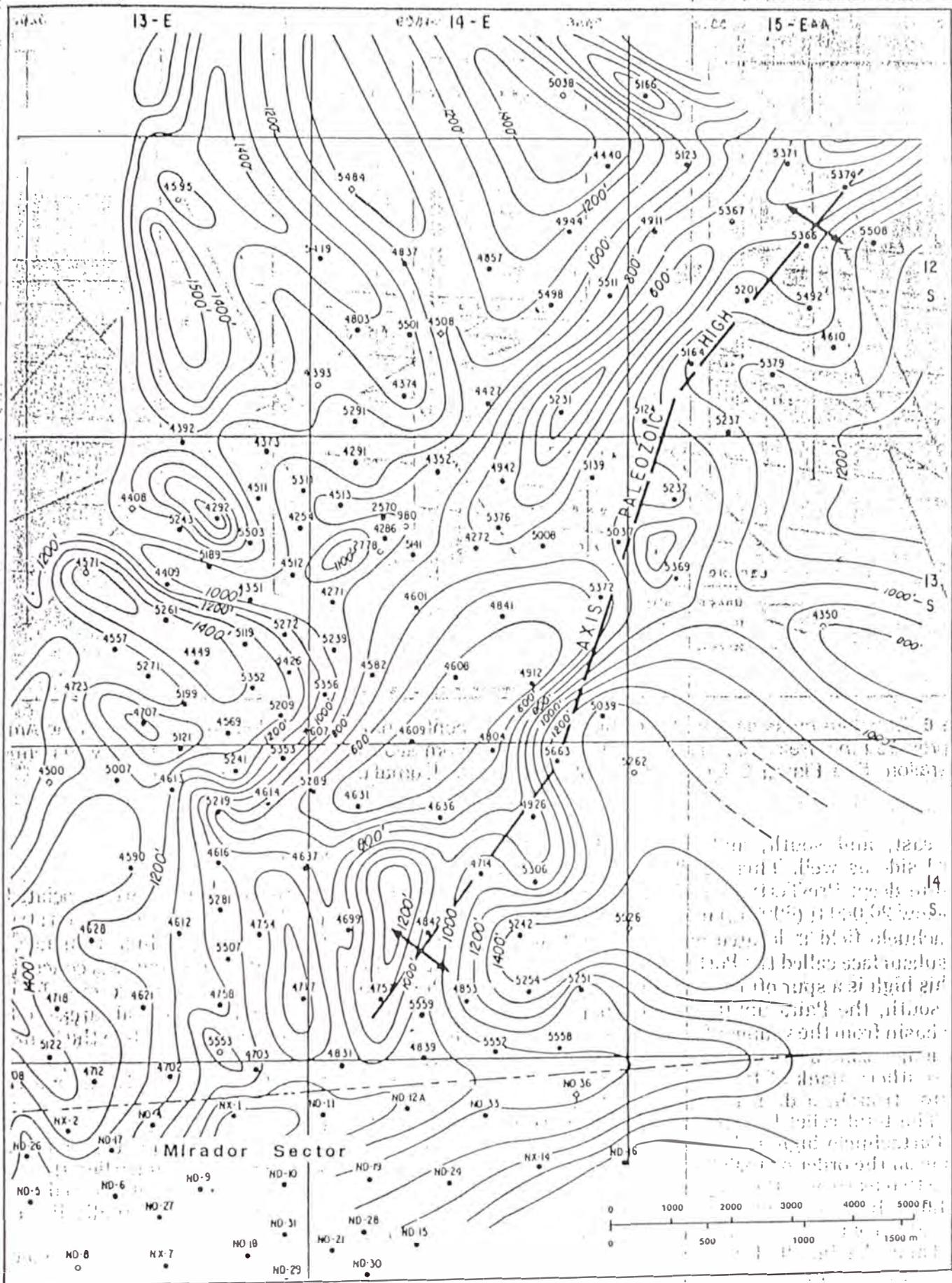


FIG. 10

Mapa Isócoro
Espesor de la Fm. Salina

**Mapa de Presiones Iniciales vs.
Tiempo de Medida - Fm. Salina**

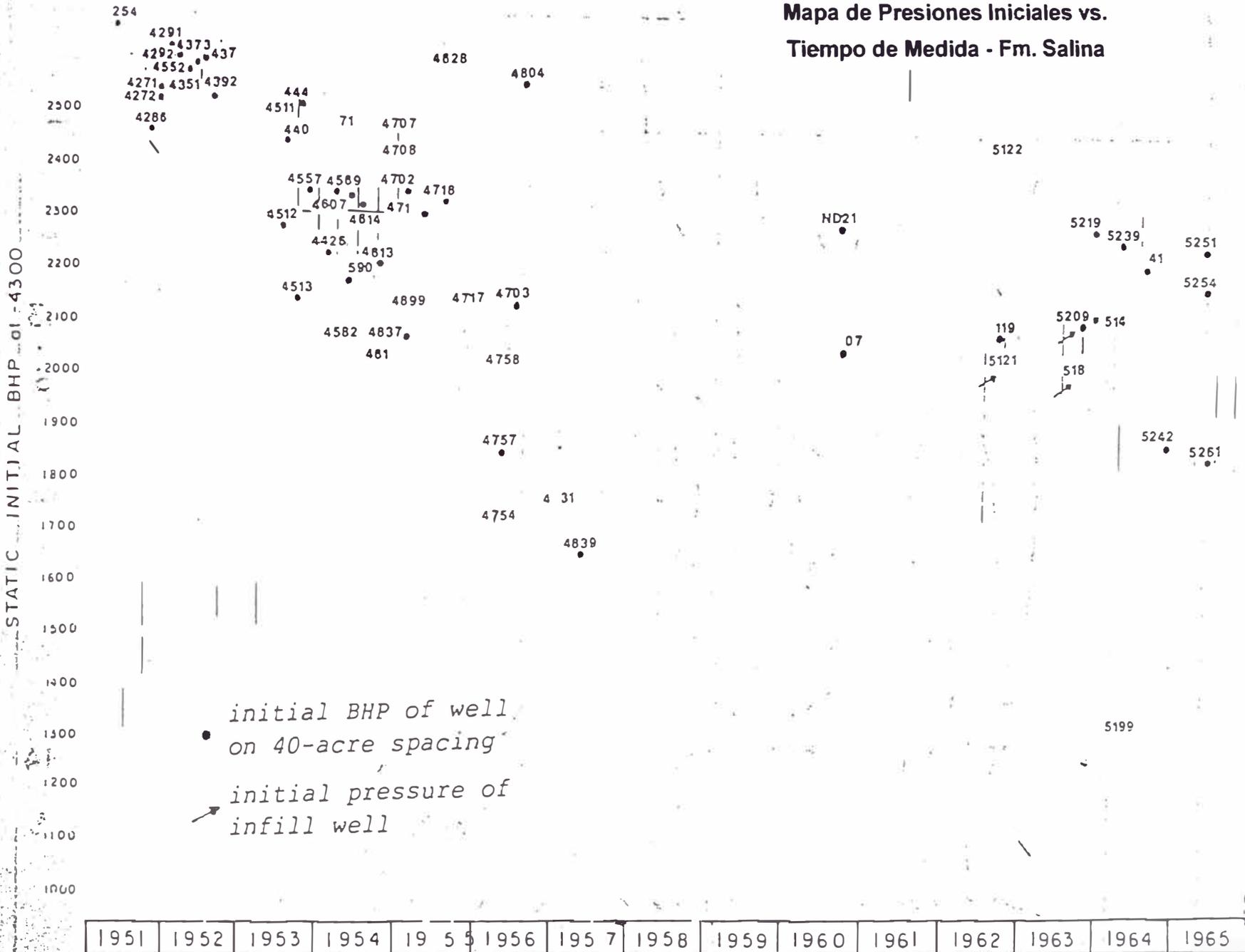


FIG. 11

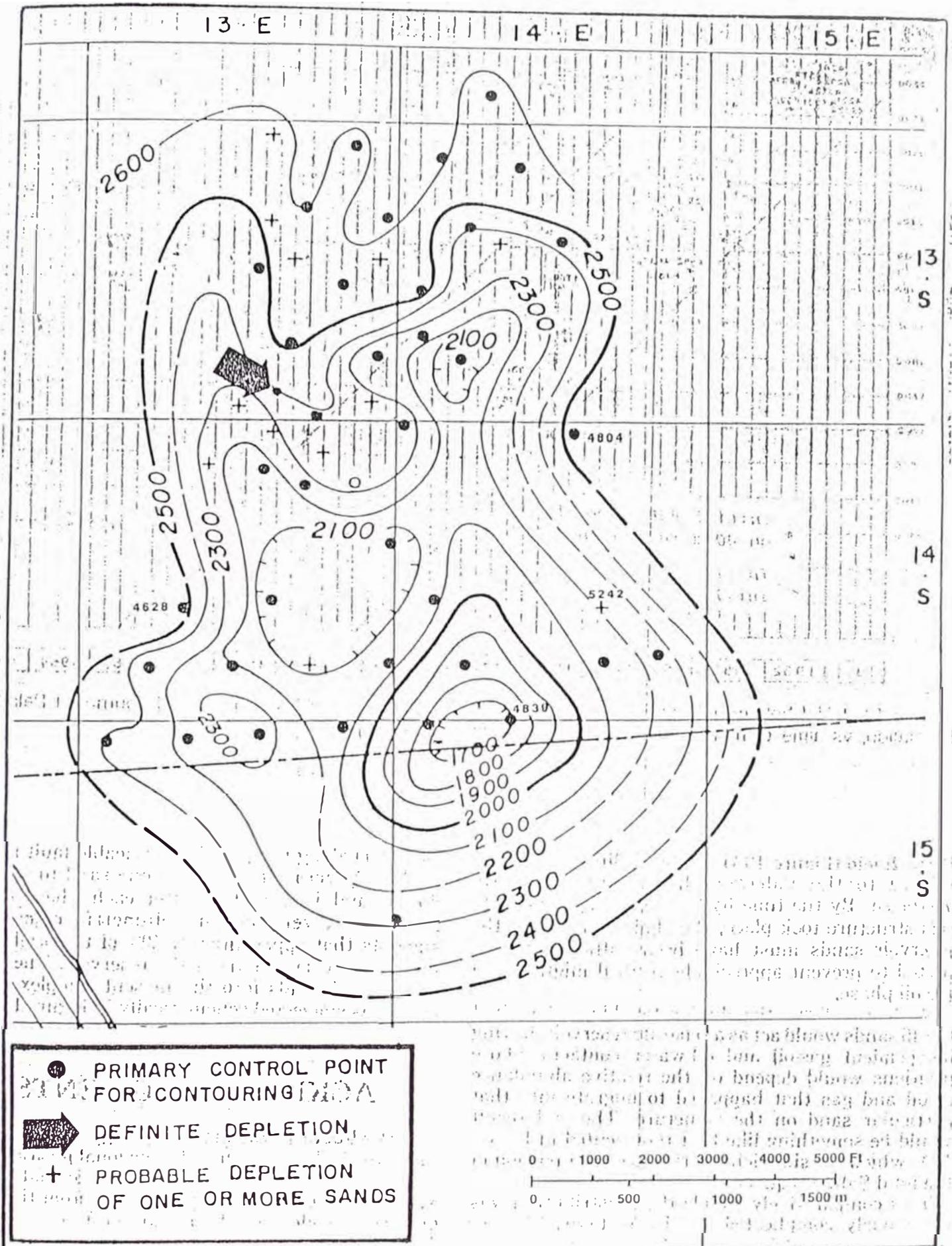


FIG. 12

GR 150.00
API
15000.00 CCLR 15000.00
CPS

1:240
Ft

0.00 FCNL 290.00 0.50 NPHI 0.00
cpb decp
0.00 NCNL 750.00 0.50 NPHS 0.0
c decp

Curva CCL

2900

3000

Curva CNL

Curva GR

Curva de Porosidad
en diferentes ambientes

FIG. 13

MAIN 5"

MECANTILE OIL GAS
POZO 5374
FORTACHUELO
COPIA DE CAMPO

HALLIBURTON Logging System - V4.23

PLAYBACK RAW DATA - TOP DEPTH 2788.4 ft

Reel : 01.CNT-CCL-GR .5374 .RH

Play back File : 07.MAIN II .5374 .LG

Reel : 01.CNT-GR-CCL .5374 .RH

Recording File : 09.MAIN 5" .5374 .CD

Pozo 5374 / Registro GR - CNL - CCL

Lo ad on: 6/Oct/97 at 23:26

GR 120.00 1:240 80.00 TT3 200.00 200.00 WF5 1200.00
 API 1200.00 Ft 80.00 uS 200.00 uS 1200.00
 CCLR 1000.00 MF 50.0
 MV mV

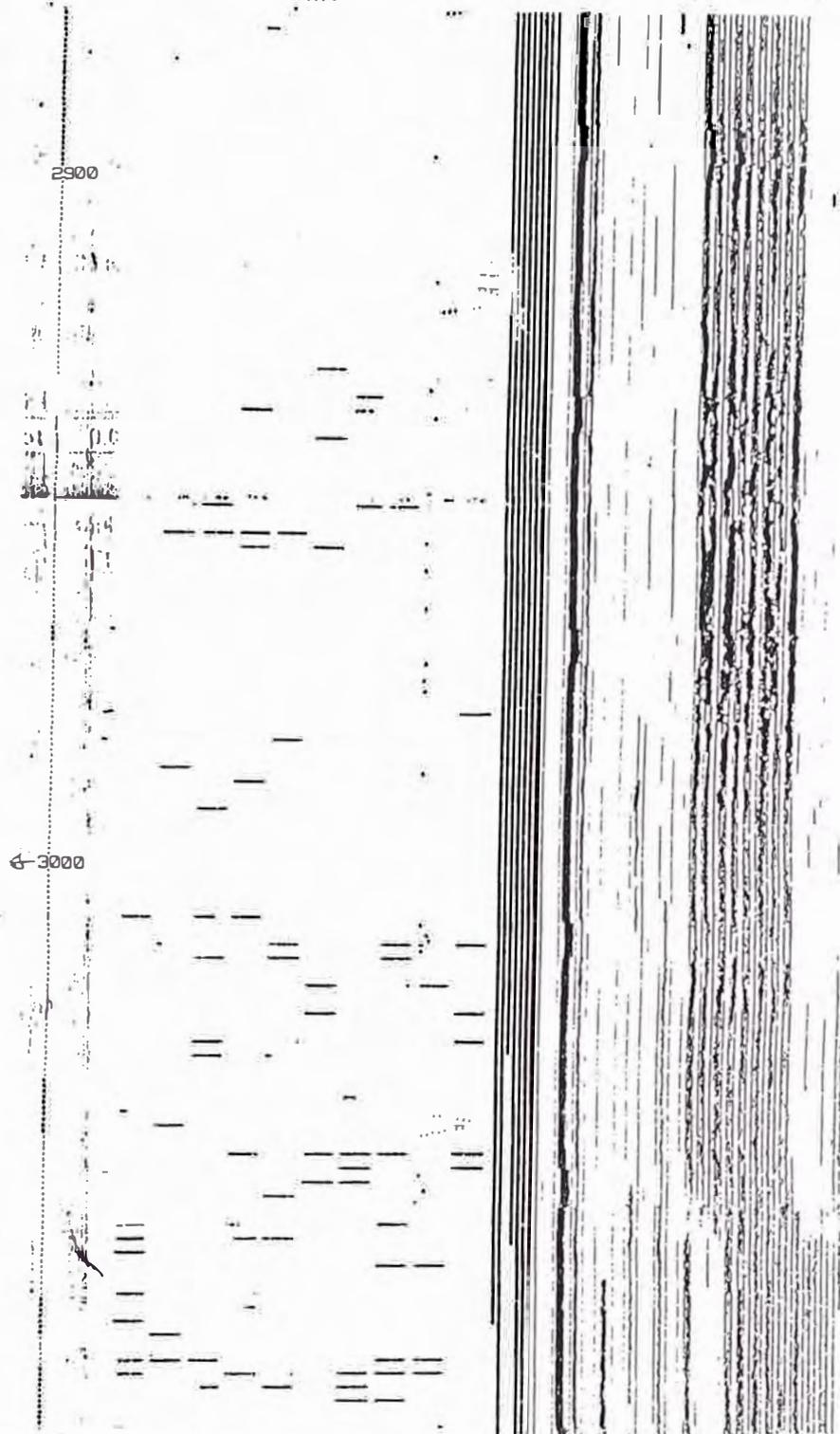


FIG. 14

MAIN SECTION

HALLIBURTON Logging System - V4.23

*COPIA DE CAMPO
 CBL-VDL*

LOGGING UP - TOP DEPTH 1785.2 ft

Reel : 01.CBL .5374 .RH

Recording File : 12.MAIN SECTION .5374 .LG

Pozo 5374 / Registro Eléctrico CBL-VDL

Reel : 01.CBL .5374 .RH

Recording File : 05.MAIN SECTION .5374 .CD

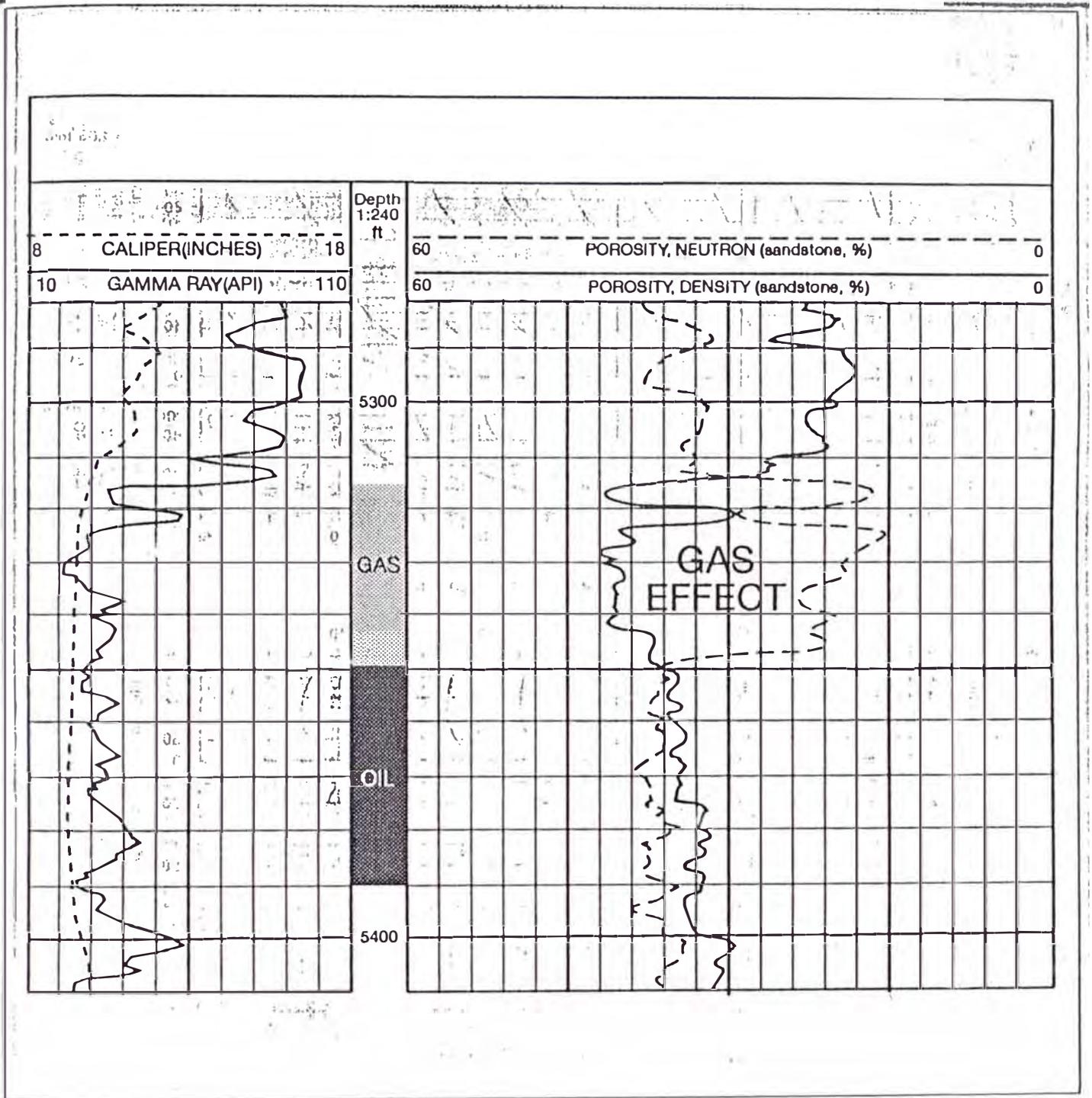


FIG. 15

Efecto de Presencia de Gas en Curvas de Registros Eléctricos

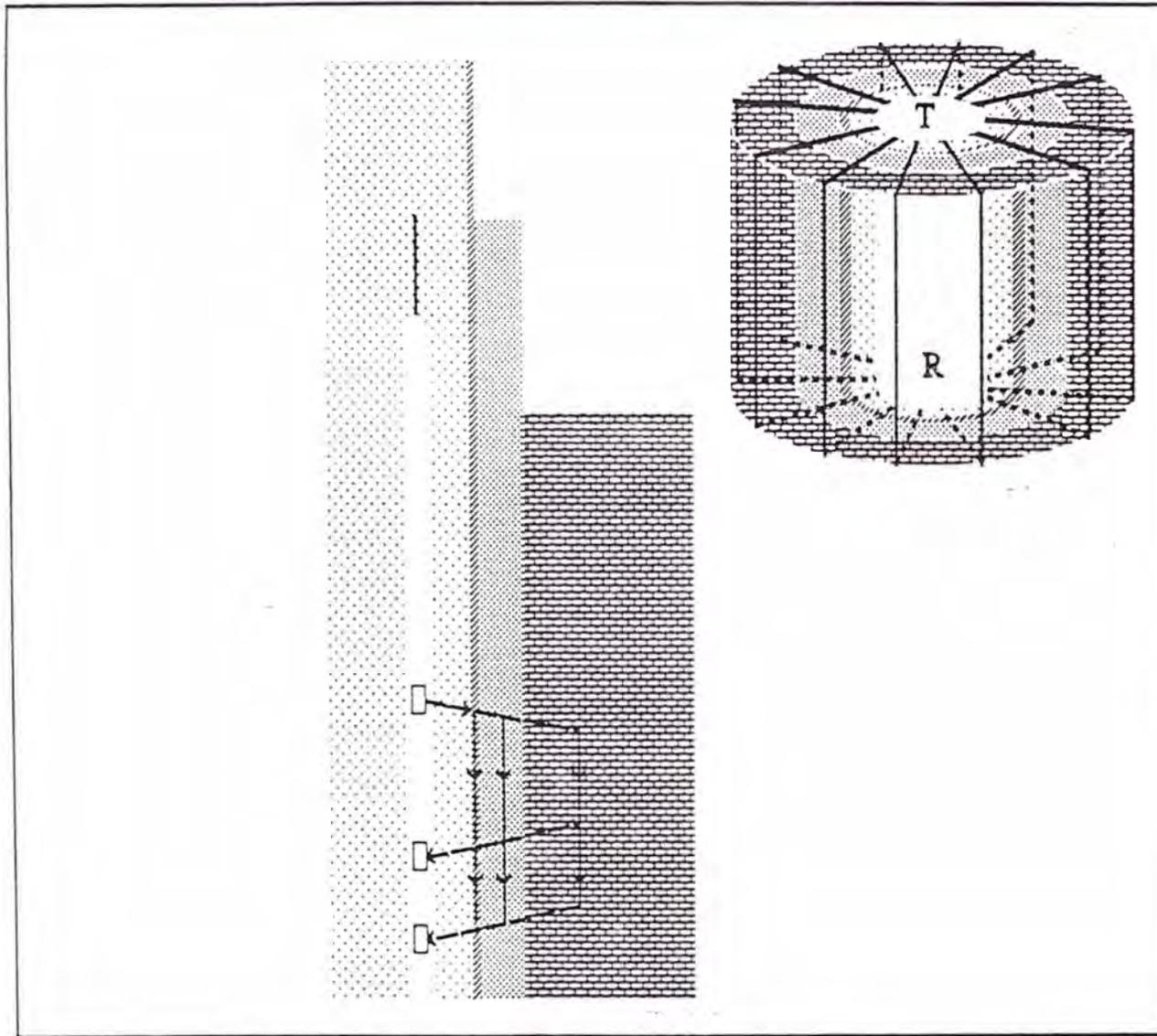


FIG. 16

Herramienta CBL convencional

11 - E

12 - E

13 -

14 - E

15 - E

P STATION 59
VERALES



10
S

OVERALES 6" PIPELINE

11
S

WEST PORTACHUELO

Satellite 206

12
S

EAST PORTACHUELO

13
S

PACIFIC OCEAN

Satellite

N

14
S

Field

MIRADOR

15
S

Agriculture Area

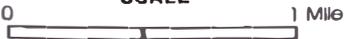
Mercantile Peru Oil & Gas S. A.

TECHNICAL DEPARTMENT

Block III - Zone "C"

ORTACHUELO - MIRADOR
PRODUCTION FACILITIES

SCALE



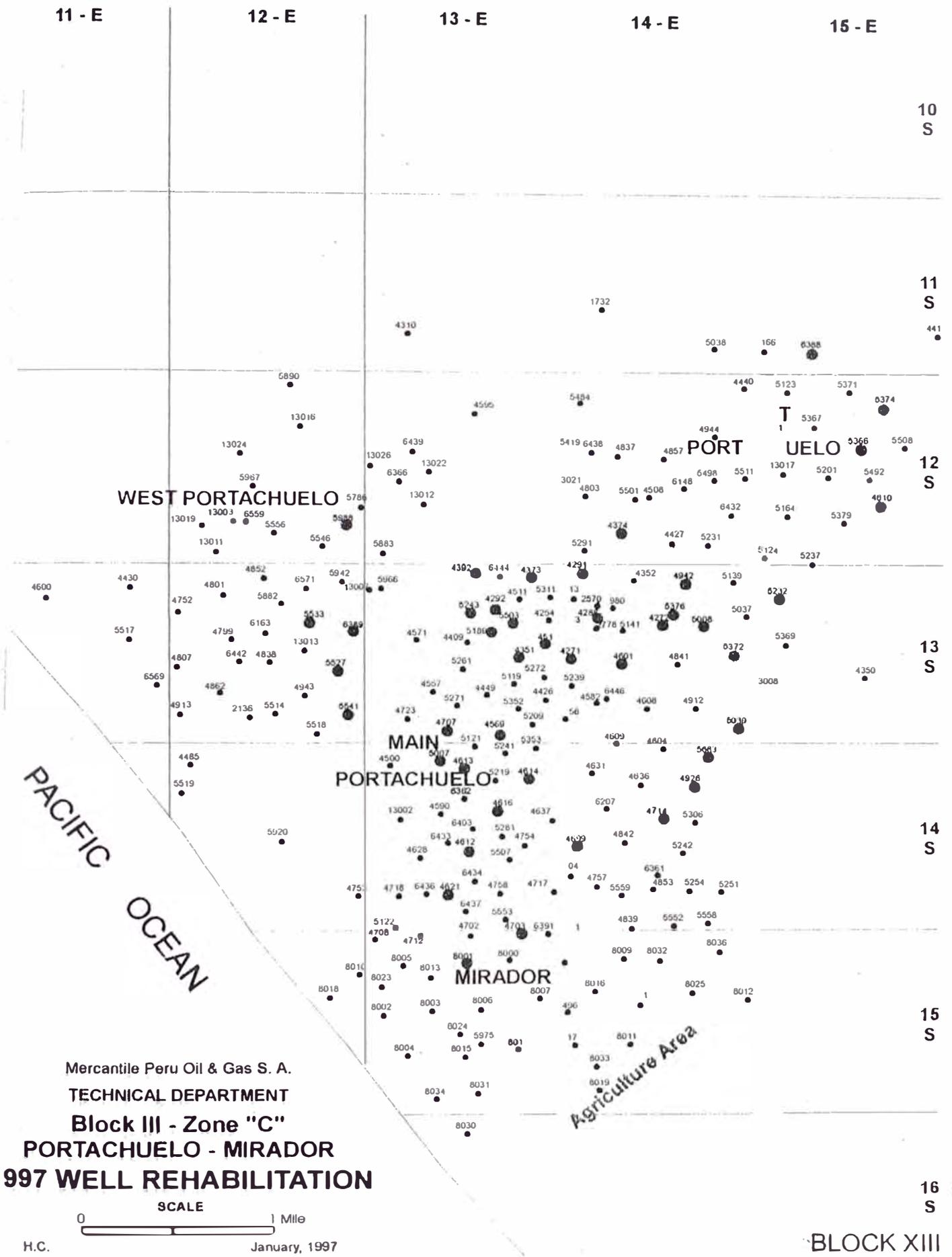
H.C.

July, 1997

16
S

13 - E

FIG. 17



Mercantile Peru Oil & Gas S. A.
 TECHNICAL DEPARTMENT
 Block III - Zone "C"
 PORTACHUELO - MIRADOR
 997 WELL REHABILITATION

SCALE
 0 ————— 1 Mile

H.C. January, 1997

1
 FIG. 18

BLOCK XIII

0 63 0 1

5000
5100
5200
5300
5400

Zona a acidificar
< 5300' - 5180' >

Pozo 4926 / Registro SP - Resistividad

SPONTANEOUS-POTENTIAL
millivolts

DEPTHS
1:600

RESISTIVITY
-ohms. m²/m

RESISTIVITY
-ohms. m²/m

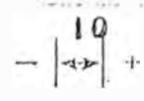


FIG. 19

0	16" NORMAL	50	0	18' 8" INVERSE	5
0		500	0		50
0	64" NORMAL	50			
0		500			

3900

4000

4100

4200

4300

4400

4500

A W

200 20 204
17184

27 59 25 6 25
60 20 24 24 4 6
= 6 39



6
10

Tapón EZ

Resistivity $\Omega m / m$ Conductivity mho / m

0 200
0 000
aducto 6

FIG. 20

5100

24

54

6

24

5200

Zona de Interés
< 5191' - 5114' >

5114

Fig 4 1/2"

LLIBURTON Logging System - V4.23

FIG. 22

RAYBACK RAW DATA - TOP DEPTH 3578.5 ft

Reel : 01.CN 5376 .RH

Rayback File : 06.MAIN LOG 5376 .LG

Logged on 15/Jul/97 at 16:48

Pozo 5376 / Registro GR - Resistividad

Check curve : TENS dot 0.00 2000.00 lbs

GR	100.00	1:240	0.00	NEU	800.00
API		Ft		API	

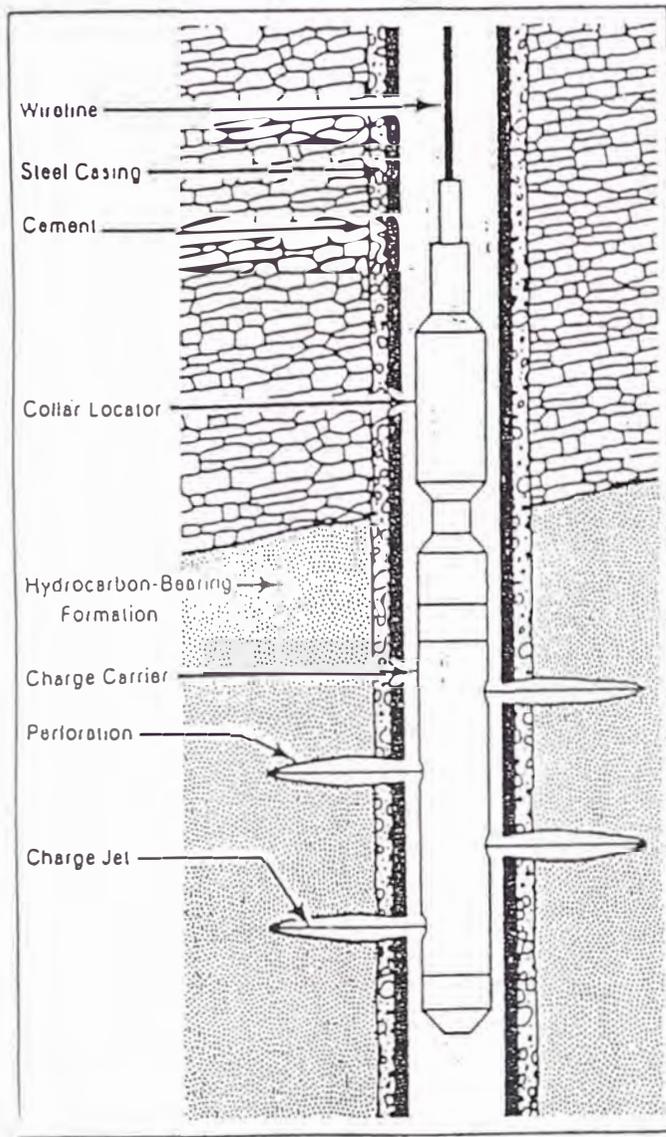


FIG. 23 a

Baleo de un Pozo

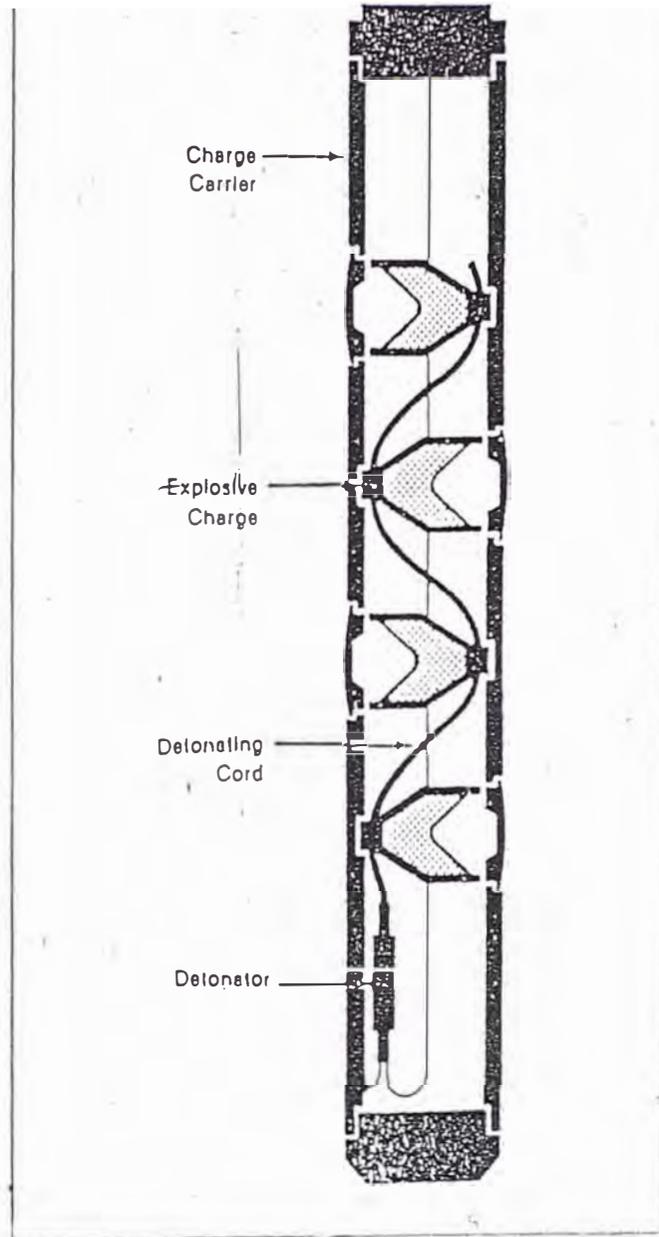


FIG. 23 b

Componentes de una Escopeta

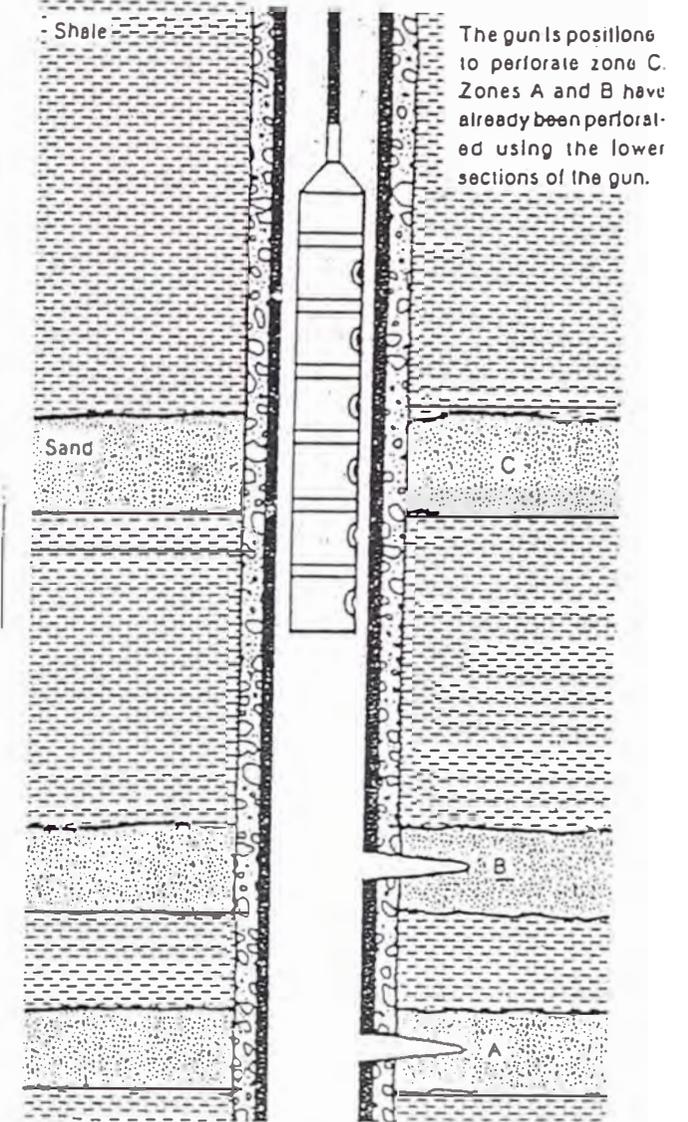


FIG. 23 c

Sistema de Baleo Selectivo

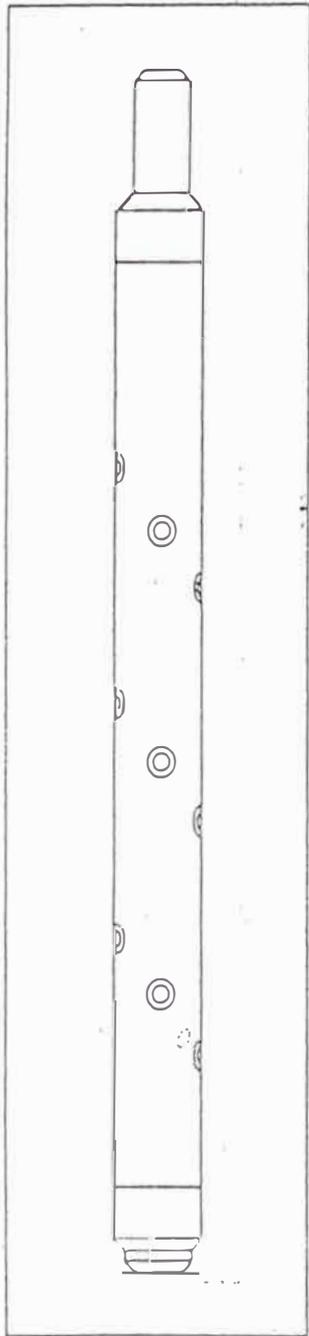


FIG. 24 a

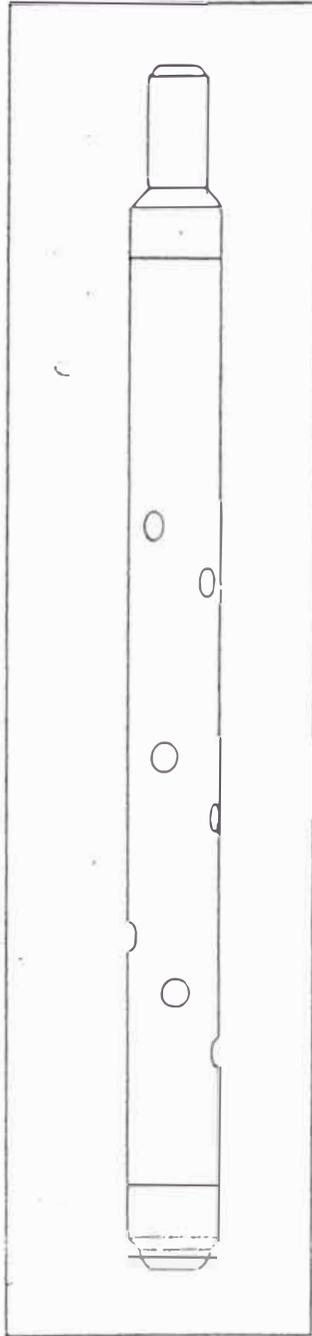


FIG. 24 b

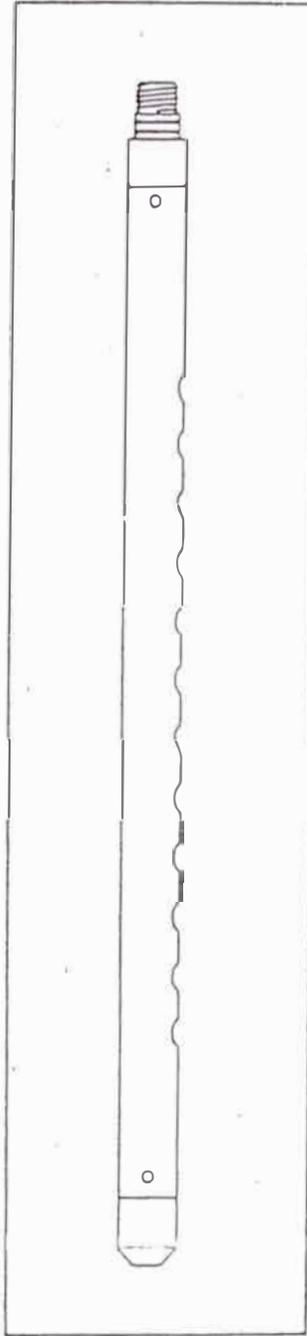


FIG. 24 c

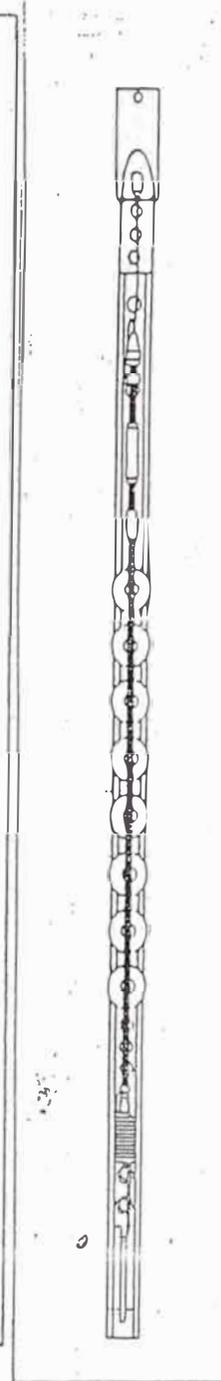


FIG. 24 d

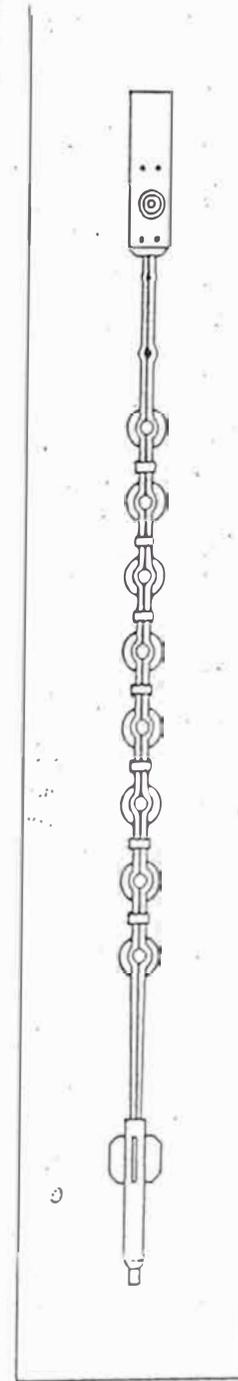


FIG. 24 e

- a. Portacargas Hueco Tipo Screwport - Casing Gun
- b. Portacargas Hueco Tipo Machined port - Casing Gun
- c. Portacargas Hueco Tubing Gun
- d. Escopeta de Sarta
- e. Escopeta a Cable

GR 100.00
 API
 CCLR -10000.00
 C S

1:240
 Ft

0.00 FCNL 290.00 0.50 NPHI 0.00
 cps
 0.00 NCNL 750.00 0.50 decp
 cps NPHS 0.00
 decp

ing 2 7/8"

T. @ 4232'

Punzados

GR

420

19

4300

8'

PKR

MIN

CNL

TENS

F

NPHS

NPHI

Registro GR - CNL - CCL

FIG. 26 a

Pozo 4569 - Evaluación de Zonas
 Punzadas / PKR a 4225'

Casing 5 1/2"

a rve : TENS dot 0.00 -1000.00 lbs

3261 m 33 r p 1

GR	100.00	1:240	0.00	FCNL	290.00	0.50	NPHI	0.00
API		Ft		cps			decp	
CCLR	-10000.00		0.00	NCNL	750.00	0.50	NPHS	0.00
C S				cps			decp	

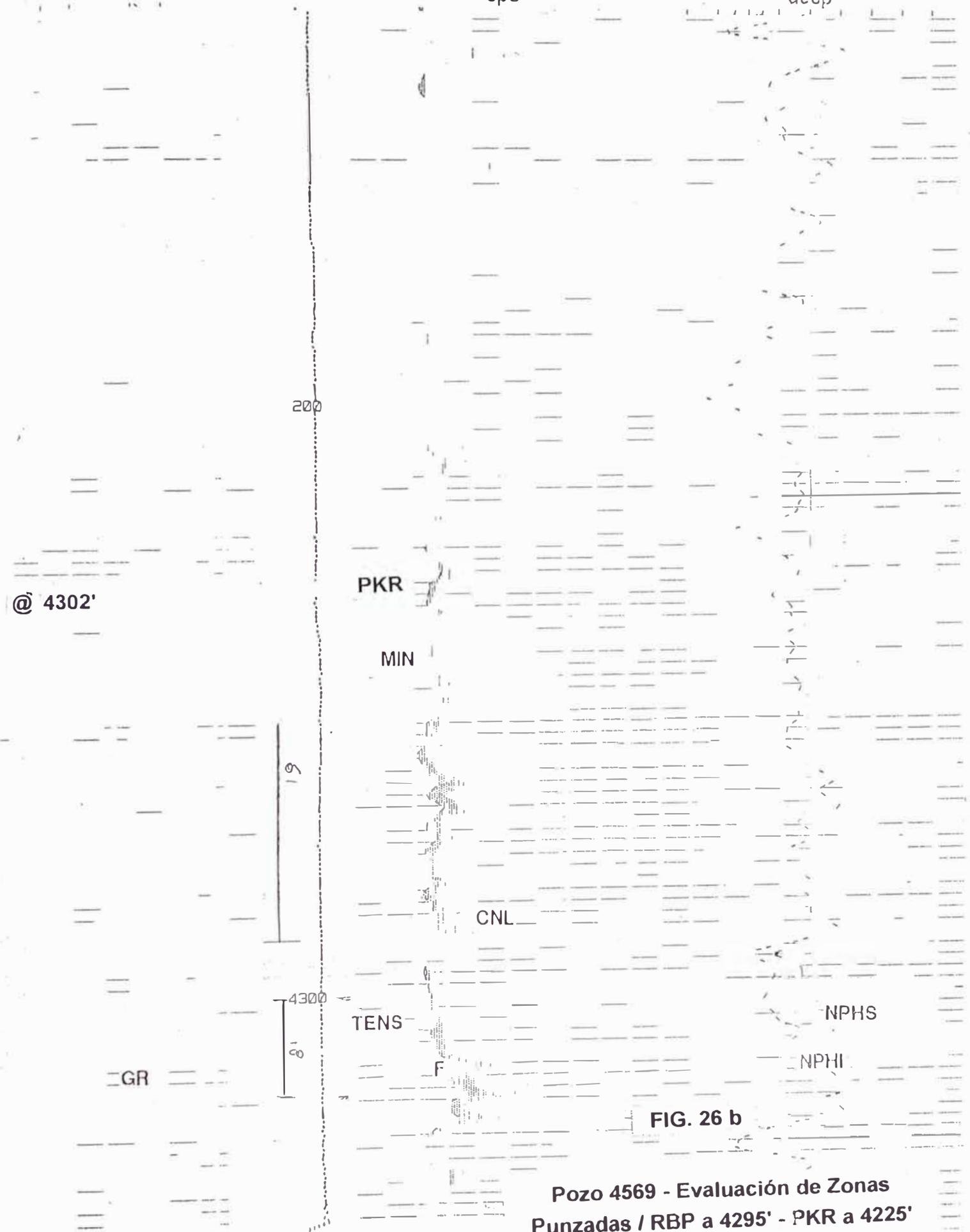


FIG. 26 b

Pozo 4569 - Evaluación de Zonas Punzadas / RBP a 4295' - PKR a 4225'

htr ck curve : TENS dot

0.00 -1000.00 lbs

3261

3.33 V.P. 1

GR 100.00

API

CCLR -10000.00

C S

1:240

Ft

0.00

FCNL

290.00

0.50

NPHI

0.00

cps

deep

0.00

NCNL

750.00

0.50

NPHS

0.00

cps

deep

0001.00

PKR

P.T. @ 4036.84'

4100

26

10

4200

RBP

FIG. 26 c

Pozo 4569 - Evaluación de Zonas
Punzadas / RBP a 4225' - PKR a 4029.5'

GR 100.00
 API
 CCLR -10000.00
 C S

1,240
 Ft

0.00 FCNL 290.00 0.50 NPHI 0.
 cps 0
 0.00 NCNL 750.00 0.50 0.
 cps decp 00



@ 3898'

PKR

3900

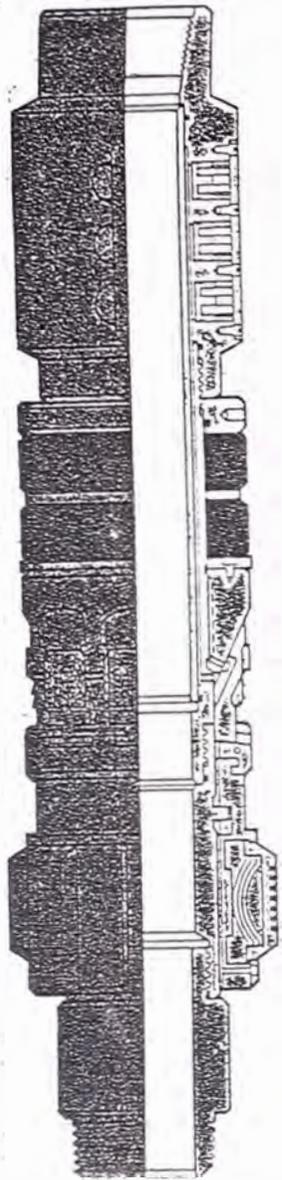
4000

4000

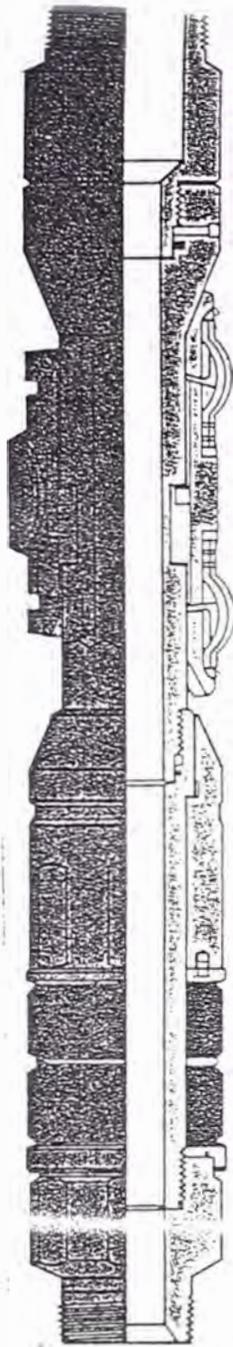
FIG. 26 d

Pozo 4569 - Evaluación de Zonas
 Punzadas / RBP a 4030' - PKR a 3890'

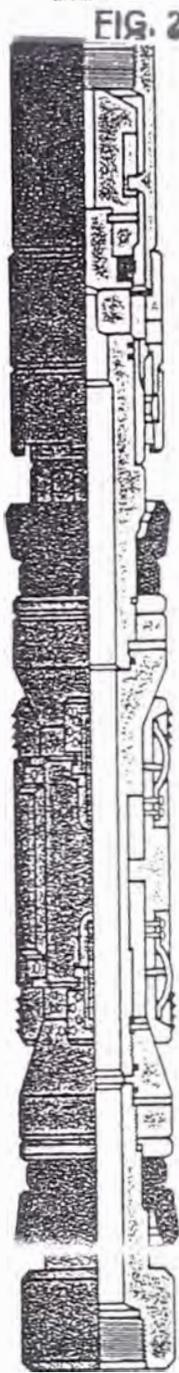
RBP



RTTS Packer



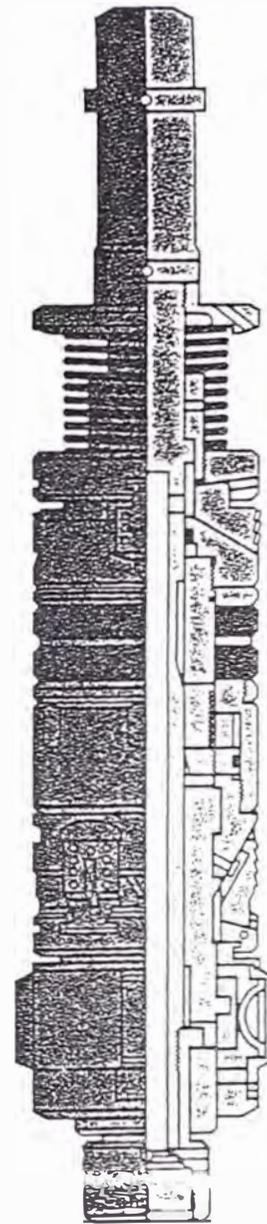
BV Tension Packer



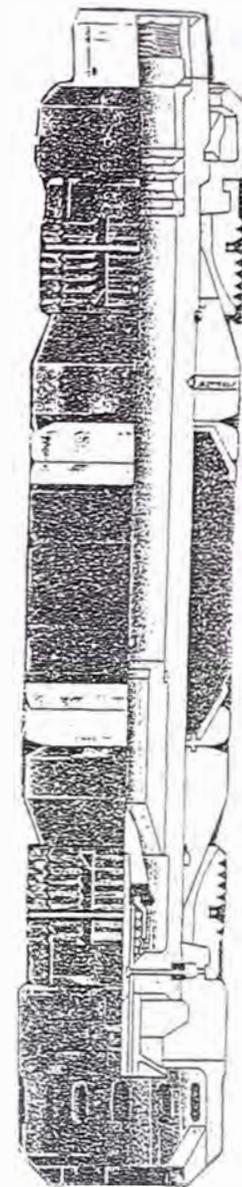
BV Retrievable Bridge Plug

FIG. 27

Herramientas mas usadas



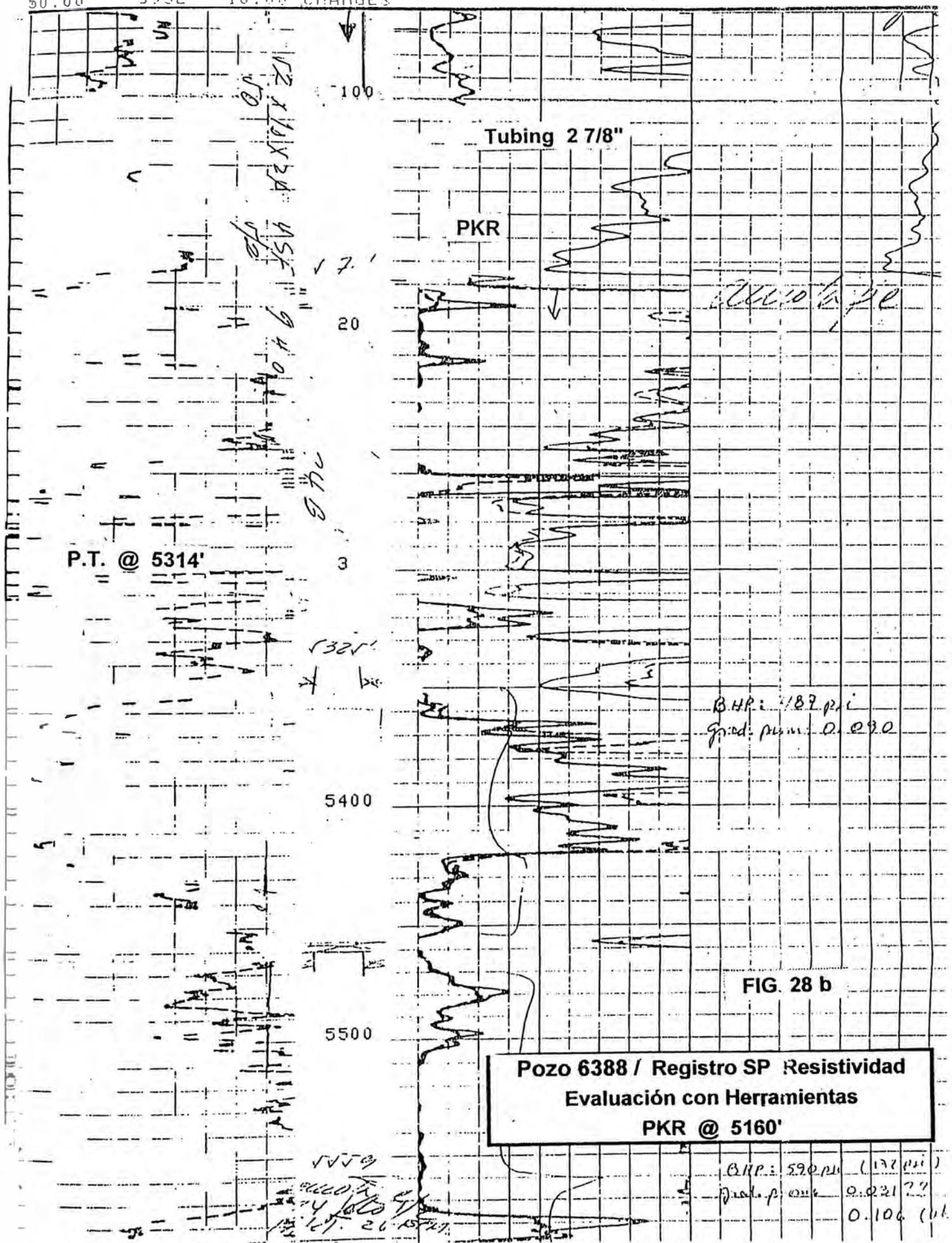
Model 3L Baker - Tapón RBP



Tapón EZ - SV

GR (GAPI) 0.00 120.0
 SP (MV) 40.00 20.00
 .00 SP 20.00 SCALE
 50.00 3932 10.00 CHANGES

0.0 50.00
 SFLA(OHM I)
 0.0 10.00
 SFLA(OHMM)
 0.0 50.00 500.0
 CILD(MMHO)



BHP: 187 psi
 Grad: 0.090

FIG. 28 b

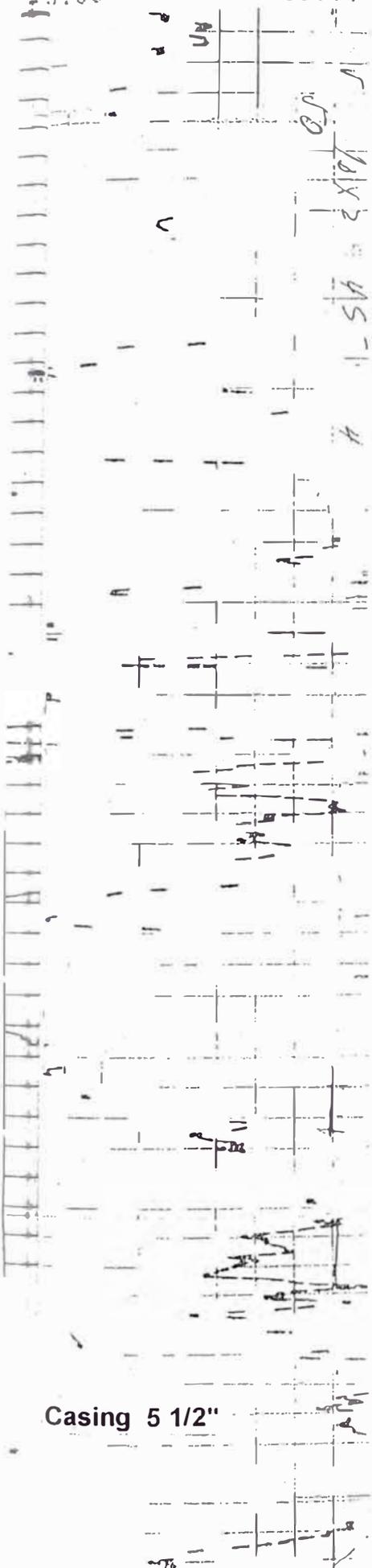
**Pozo 6388 / Registro SP Resistividad
 Evaluación con Herramientas
 PKR @ 5160'**

BHP: 590 psi (177 psi)
 Grad: 0.021 77
 0.106 (0.1)

GR (GAPI) 120.0
 S (V) 20.00
 S 20.0
 3932 10.00

0.0 SFLA(OHM)
 0.0 SFLA(OHMM) 10.00
 0.0 50.00 500.0 CILD(MMHO)

SCALE CHANGES



51 0

FIG. 28 c

PKR

17'

2 0

Pozo 6388 / Registro SP Resistividad
Evaluación con Herramientas
RBP colgado / PKR 5160'

3

4 0

HR: 4.87 p
 ed. p.p.p. 0.0

P.T. @ 5468'

5500

Casing 5 1/2"

HR: 5.90 p (1.7 p.u.)
 ed. p.p.p. 0.31 2.2
 0.10 (k)

0.0 50.00

0.0 SFLA(OHMM) 10.00

0.0 SFLA(OHMM) 50.00 500.0

CILD(MMHO)

GR (GAPI)

.00 120.0

SP (MV)

.00 20.00

SP 20.00

3932 10.00

SCALE

CHANGES

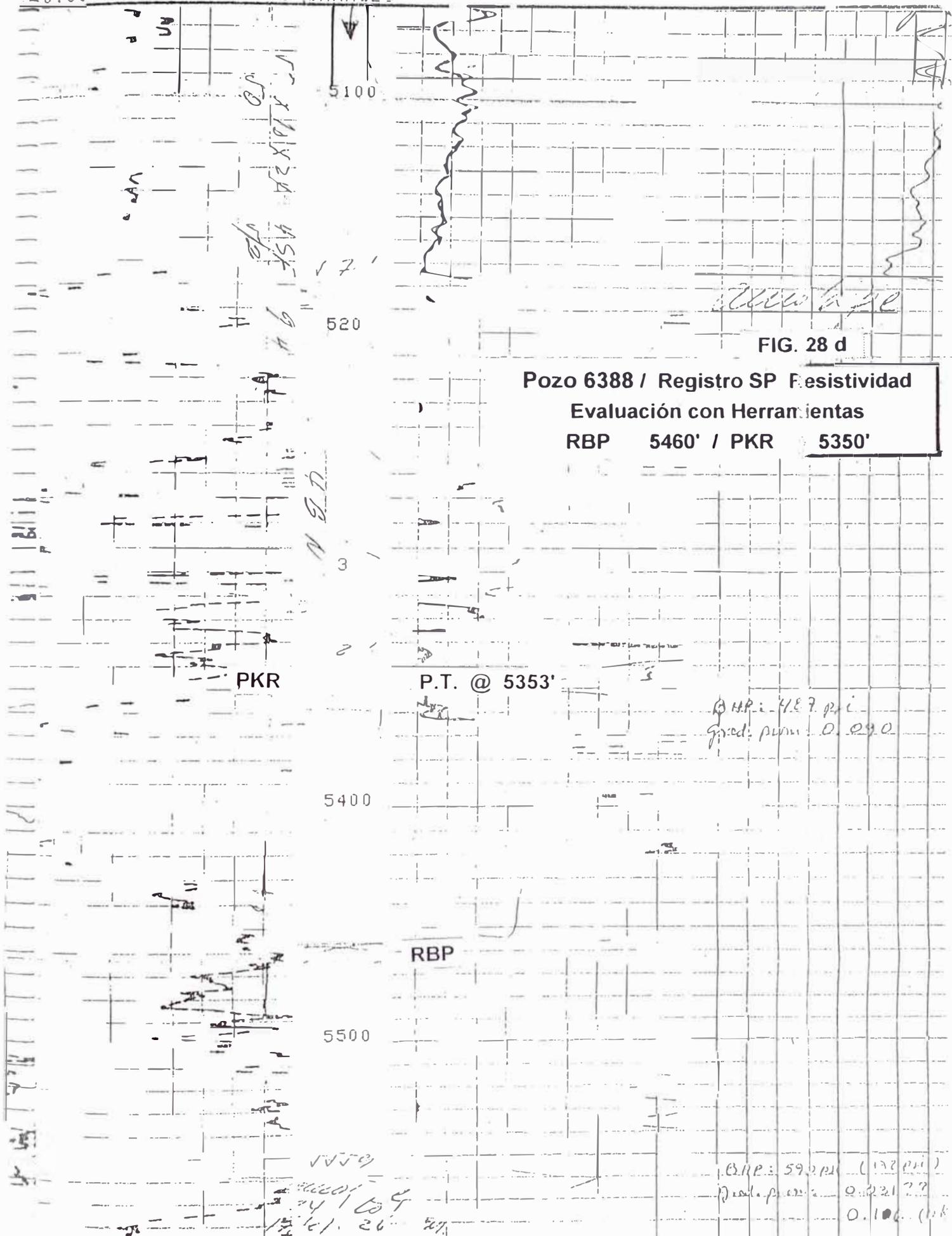


FIG. 28 d

Pozo 6388 / Registro SP Resistividad
Evaluación con Herramientas
RBP 5460' / PKR 5350'

GR: 4187 p.i.
 Grid: p.i. 0.090

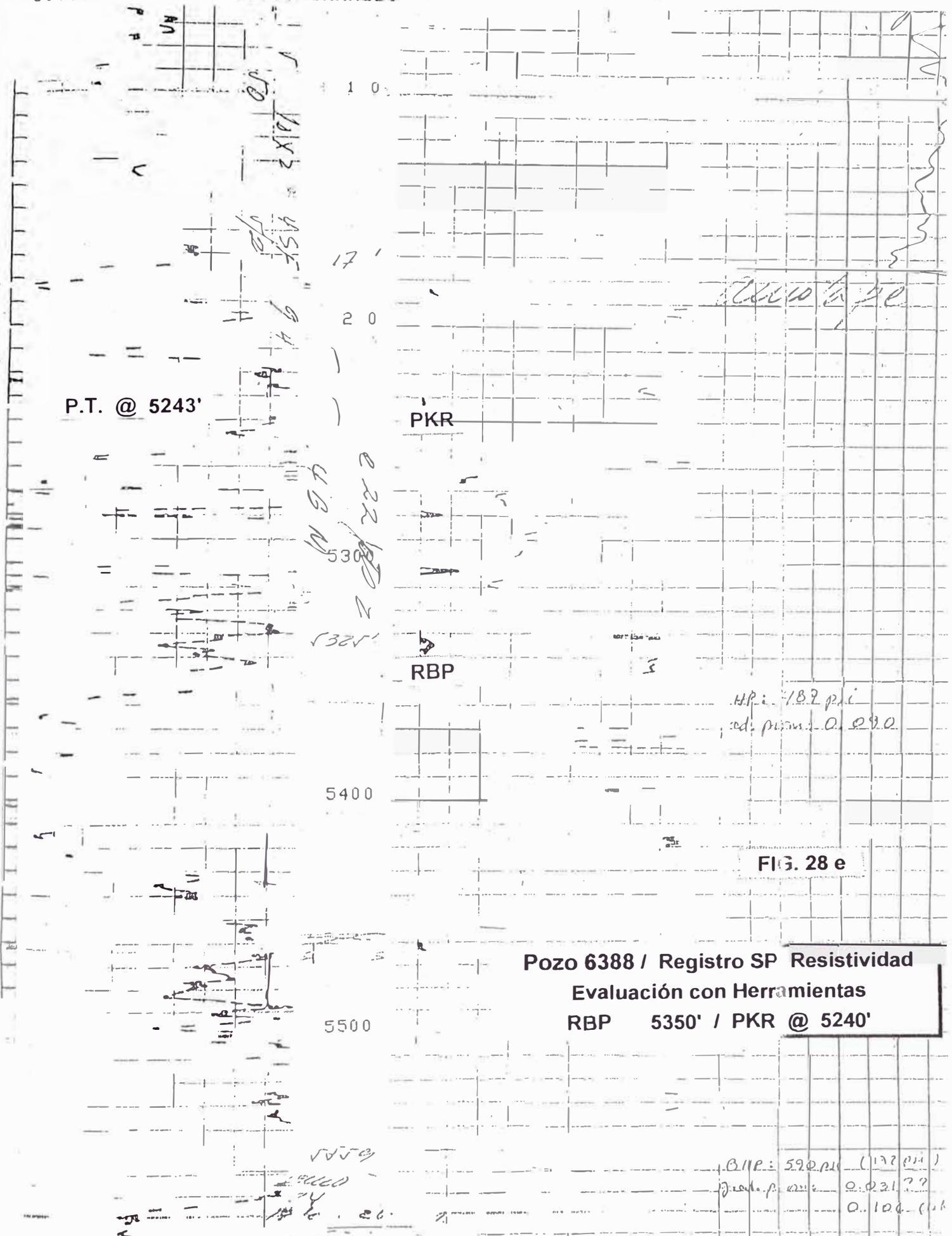
GR: 590 p.i. (178 p.i.)
 Grid: p.i. 0.021 ??
 0.106 (pk)

Handwritten notes at the bottom left of the plot, including 'NED' and other illegible scribbles.

GR (GAPI) 0.00 120.0
 S (V) 40.00 20.00
 P 20.00
 3932 10.00

0.0
 SFLA(OHM) 10.00
 SFLA(OHMM) 50.00 500.0
 CILD(MMHO)

SCALE
 CHANGES



Handwritten note: 2000 ft

Handwritten note: HP: 182 psi
 red. pres. 0.290

FIG. 28 e

Pozo 6388 / Registro SP Resistividad
Evaluación con Herramientas
RBP 5350' / PKR @ 5240'

HP: 590 psi (172 psi)
 red. p. 0.231??
 0.100 (??)

GR (GAPI) 120.0
 S (V) 20.00
 S 20.0
 3932 10.00

SFLA(OHM I) 0.0 10.00
 SFLA(OHMM) 0.0 50.00 500.0

CILD(MMHO)

SCALE
 CHANGES

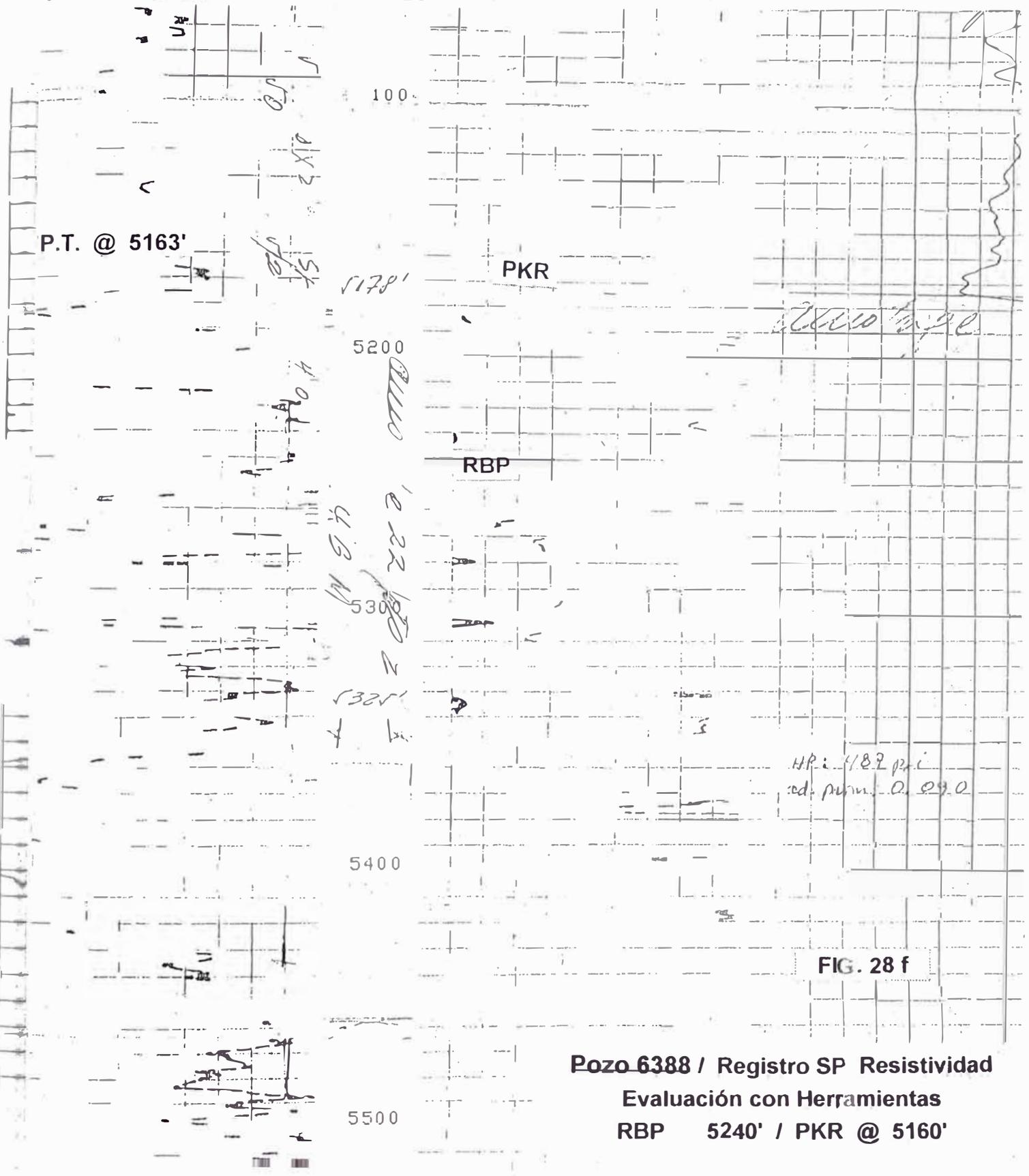


FIG. 28 f

Pozo 6388 / Registro SP Resistividad
 Evaluación con Herramientas
 RBP 5240' / PKR @ 5160'

GR (GAPI) 20.00 120.0
TV 20.00
-40.0 20.00
-50.00 3932 20.0 SCALE
10.00 CHANGES

SFLA(OHMM) 0.0 10.00
SFLA(OHMM) 0.0 50.00 500.0
CILD(MMHD) 0.

P.T. @ 4078'

PKR

4100

4200

4300

4400

4500

4600

FIG. 28 g

Pozo 6388 / Registro SP Resistividad

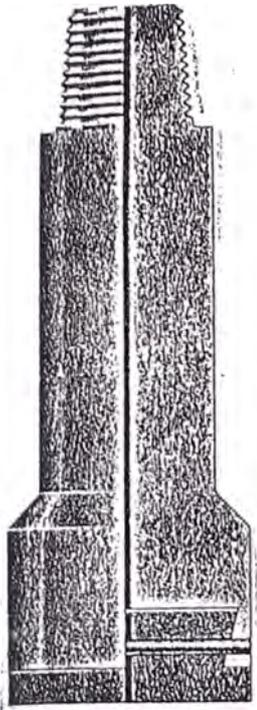
Evaluación con Herramientas

RBP 4640' / PKR 4075'

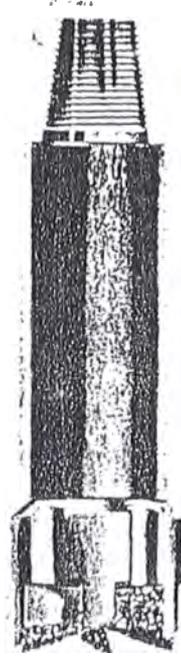
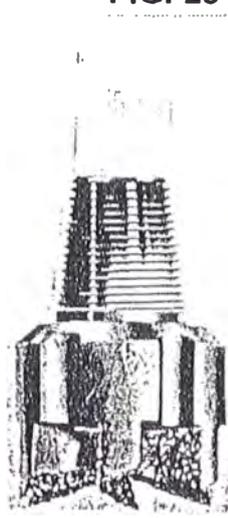
RBP

20-07-89 GALCO S.A. 4630-40855 4/39 TATS

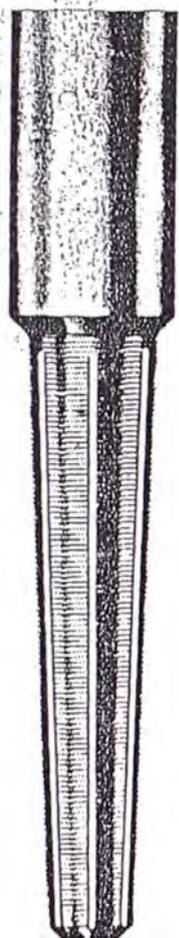
FIG. 29



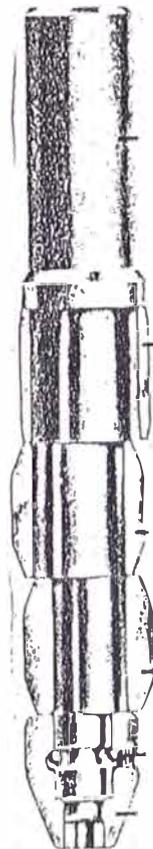
Estampa



Fresas Moledoras



Llacho Pescador



Ensanchador de Casing



Rima

MILLIVOLTS

FIG. 30

RESISTIVITY OHMS. M² /M
AMP. SHORT NORMAL

SHORT NORMAL A-16"-M

6 FF40 INDUCTION

Pozo 5988 / Registro SP - Resistividad

Punzados

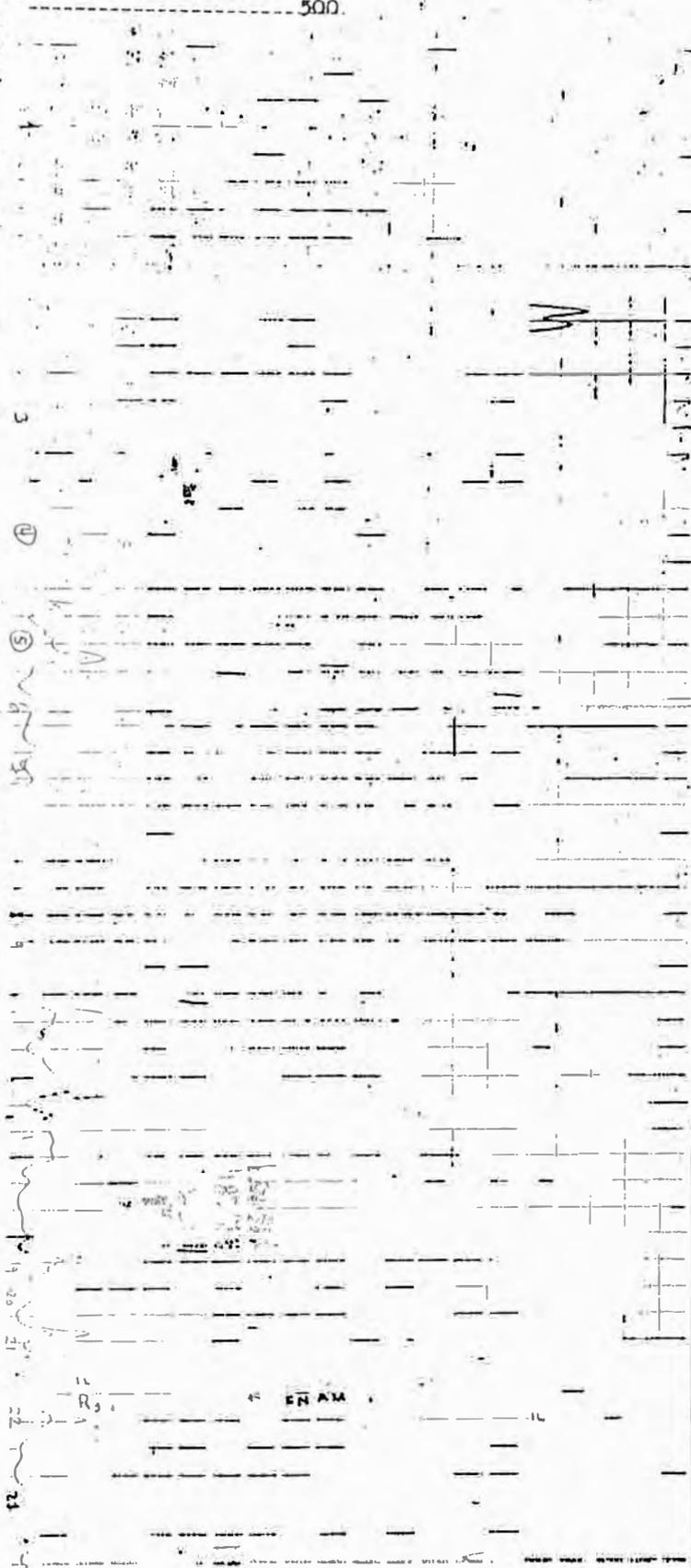
Tapón EZ

BAJO
SOGS

500
1'00

50.
500.

700
4800
4900
5000
5200



ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1

TABLAS

1. Reservas en no producción del Bloque - Pozo 4292
2. Historial del Pozo 4292
3. Historial del Pozo 5189
4. Historial del Pozo 5243
5. Historial del Pozo 5503-E
6. Niveles de Fluido - Bloque del Pozo 4292
7. Estimado de Costos (AFE) - Pozo 4292
8. Estimado de Costos (AFE) - Pozo 5189
9. Estimado de Costos (AFE) - Pozo 5243
10. Estimado de Costos (AFE) - Pozo 5503

FIGURAS

1. Bloque del Pozo 4292
2. Sección estructural A - A'
3. Sección estructural B - B'

GRAFICOS

1. Caudal de Petróleo vs. Tiempo - Pozo 4292
2. Caudal de Petróleo vs. Tiempo - Pozo 5189
3. Caudal de Petróleo vs. Tiempo - Pozo 5243
4. Caudal de Petróleo vs. Tiempo - Pozo 5503-E
5. Acumulado de Fluidos vs. Tiempo - Pozo 4292
6. Acumulado de Fluidos vs. Tiempo - Pozo 5189
7. Acumulado de Fluidos vs. Tiempo - Pozo 5243
8. Corte de agua (%) vs. Tiempo - Pozo 4292
9. Corte de agua (%) vs. Tiempo - Pozo 5189
10. Corte de agua (%) vs. Tiempo - Pozo 5243
11. GOR (MSCF/bbl) vs. Tiempo - Pozo 4292
12. GOR (MSCF/bbl) vs. Tiempo - Pozo 5189
13. GOR (MSCF/bbl) vs. Tiempo - Pozo 5243

Reservas En No Producción del Bloque Pozo 1292

Pozo	Arena Neta (pies)			Acumulado (Bls)			Reserva Remanente (Mbls)			Trabajos a realizar
	Vecino	Salina	Amotape	Balcones	Salina	Amotape	Balcones	Salina	Amotape	
4292	163.2	-	-	424,552	-	-	26.9	-	-	Identificar zona as / Rebalear en Salina
5503	91.2	-	-	54,080	-	-	15.0	-	-	Aislar as / Rebalear Salina
5243	81.6	-	-	26,601	-	-	13.4	-	-	Aislar gas/ Balear (40' arena nueva)
5189	134.4	-	-	117,852	-	-	22.1	-	-	Rebalear aislar as
Total	118	0	-	623,085	0	0	77.4	0.0	0	

OOIP del Bloque analizado - Fm. Salina - Mogollón

Area :	71.5 acres	Net Pay :	118 pies	Ø :	18.93 %
	OOIP : 5,837.5 Mbls		F.R. : 10.67 %		

A un Valor Promedio de Recuperación Final de 12 % tenemos un remanente de : 1.33 %

Equivalente @ : 77.4 Mbls

Arena Neta Total : 470.4 pies

Razón : 0.165 Mbls/pie

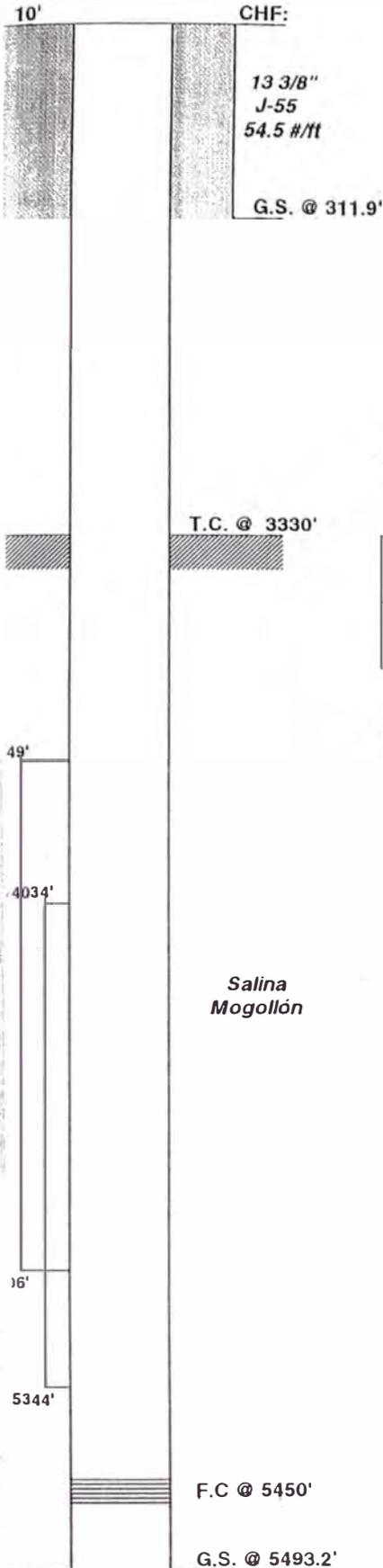
Reservas Detrás de la Tubería del Pozo 5243

Area :	10.0 acres	Net Pay :	40 pies	Ø :	18.93 %
	OOIP : 277.7 Mbls		R.R. : 33.32 Mbls		

Tabla 1

Pozo 4292

SUMARIO



- 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 y esta ubicado en un bloque estructural independiente.
- 2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5726'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 5243, 4511, 5503, 6444, 5189. Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (MbIs)	Formación
5243	108 x 40 x PU x GOR : 1234	27	Salina
4511	234 x 14 x 1/4" x F x GOR : 450	171	Salina
5503	236 x 0 x 3/8" x F x GOR : 5493	55	Salina
6444	26 x 1 x 24 x PU x GOR : 5696	71	Salina
5189	131 x 0 x 24 x F x GOR : 1795	118	Salina
4292	333 x 34 x F x 3/16" x GOR : 414	425	Salina

- 3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	13 3/8"	J-55	54.5	3	296.4	311.4	-	Sup.
Forros de Producción	6 5/8"	J-55	20	3	5483.2	5493.2	5450.0	

- 4.- El Pozo fué completado en Salina.
 - * Se baleó el intervalo 5344' - 4034' con 747 tiros (22/02/52) . Fm. Salina
RPI : 333 x 34 x 24 x 3/16" x F x GOR: 414 x 1450/2500 psi T/F (11/03/52)
 - * El 07/09/61 tomó registro Neutrón, baleó arenas no abiertas de Salina en el intervalo : 4906' - 3849' c/277 tiros ,15/32" , 12" spac. Fondo escopeta @ 5873'.
RPR : 56 x 5 x 24 x 1/4" x SF x GOR: 2345 x 160 psi (10/09/61)
Antes : 22 x 2 x 24 x PU x GOR: 3350
 - * Presencia continua de parafina y carbonato en menor grado , segun los reportes de pulling de Oct - 58, Dic - 59, Mar - 60, Jun - 62.
- 5.- La Producción acumulada de este pozo @ Agosto 1,996 fue de :
424,522 Bbls Petróleo x 7,392 Bbls Agua x 359,601 MPC
- 6.- Actualmente el pozo 4292 se encuentra cerrado.

T.D 5726'

Tabla 2

G.P.N.

Pozo 5189

SUMARIO

C 12.1'

THF: 10.4'

9 5/8"
H-40
32.3 #/ft

- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 .
- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5088'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 5243, 4511, 5503, 6444, 5189. Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

G.S. @ 431.1'

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5243	108 x 40 x PU x GOR : 1234	27	Salina
4511	234 x 14 x 1/4" x F x GOR : 450	171	Salina
5503	236 x 0 x 3/8" x F x GOR : 5493	55	Salina
6444	26 x 1 x 24 x PU x GOR : 5696	71	Salina
4292	333 x 34 x F x 3/16" x GOR : 414	425	Salina
5189	131 x 0 x 24 x F x GOR : 1795	118	Salina

- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

T.C. @ 3200'

	Diam.	Grado	Peso/Ple	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	3	418.1	431.1	-	Sup.
Forros de Producción	4 1/2"	J-55	11.6	3	1708.6			
	4 1/2"	J-55	9.5	3	3349.7	5068.3	5044.3	3200.0

- El Pozo fué completado en Salina (19/Julio/63). Tomó registro Neutrón y baleó el intervalo Salina : 4609' - 4117' c/10 tiros selectivos produjo aceite y agua. (13/07/63). Sentó empaque @ 4406' para producir encima. No produjo agua. El 23/07/63, realizó pruebas de PKR's y determinó que las arenas abiertas bajo 4500' estan mojadas. El 25/07/63 sacó empaque, sentó tapón DM @ 4500' y bombeó 125 Sxs cemento debajo del tapón. Perforó DM y limpió hasta 4995'. Sentó empaque @ 4500' para evaluar, no prdujo agua. Sacó empaque. Baleó en Salina el intervalo 4985' - 4118' c/157 tiros 12 mm @ 12" espaciamento. Realizó Perfpac en el mismo intervalo c/50 bls aceite sello, 396 bls aceite transporte, 176 Sxs arena, 150 bolas, 250 bls aceite entre etapas y 62 bls de desplazamiento final, rate: 25.1 bpm, Pres. rupt.: 2350#, Inyección : 3180 # - 2700 #, Final : 3100#.

RPI : 131 x 0 x 24 x WO x SF x GOR: 1795 x -/65 psi (18/11/63)

Intervalo Squeezeado

* Sacó equipo de bombeo. Rimó pozo hasta 4750'. Baleo en Salina en el intervalo 4672' - 4024' c/36 balas 15/32" @ 12" espaciamento. Bajó tubos, dejó P.T. @ 4852'. Pozo en producción.

RPR : 35 x 0 x 24 x PU x GOR: 2486 (16/12/69)
Antes : 20 x 0 x 24 x PU x GOR: 2000

- El Pozo 5189 tiene un acumulado @ Diciembre de 1976 de :
117,852 Bls Oil x 3,635 Bls agua x 211,669 MCF

F.C @ 5044.3'

G.S. @ 5068.3'

T.D. 5088'

G.P.N.

Tabla 3

Pozo 5243

SUMARIO

CHF:12.00' 1.- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 .

2.- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5353'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 4292, 4511, 5503, 6444, 5189. Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
4511	234 x 14 x 1/4" x F x GOR : 450	171	Salina
5503	236 x 0 x 3/8" x F x GOR : 5493	55	Salina
6444	26 x 1 x 24 x PU x GOR : 5696	71	Salina
4292	333 x 34 x F x 3/16" x GOR : 414	425	Salina
5189	131 x 0 x 24 x F x GOR : 1795	118	Salina
5243	108 x 40 x PU x GOR : 1234	27	Salina

G.S. @ 429'

T.C: @ 3300'

3.- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	3	420.0	429.0	-	Sup.
Forros de Producción	4 1/2"	J-55	11.6	3	3498.0			
	4 1/2"	J-55	9.5	3	1844.0	5342	5303	3300

4.- El Pozo fué completado en Salina (19/Julio/63).

Baleó el intervalo Salina : 5179' - 4179' con 130 tiros de 12mm @ 12" espaciám. (21/11/64).

Produjo agua. Sentó empaque R-3 @ 4500' para producir encima. Pozo muerto.

Sacó empaque. Sentó @ 4960' para producir de abajo.

Realizó Mullifrac en intervalo 5179' - 4989' en 4 etapas c/200 bis aceite, 88 Sxs arena,

400 lbs adomite, 300 lbs TLC-15, rate : 5.8 bpm, Pres. rupt. : 4850#@, Squeeze : 3000-4950#,

final : 3900#, standing : 2350#, promedio : 4800# (07/02/65). Sacó empaque.

Sentó tapón DC @ 4922' , realizó cementación forzada en intervalo 5179' - 4989' con 75 Sxs

de cemento debajo del tapón. Limpió pozo con la tecnica "swab & drop" (17/02/65)

Baleó en Salina el intervalo 4615' - 4589' c/14 tiros 15/32" @ 12" espaciamiento.

Realizó Perfpac en 4615' - 4179' en 5 etapas c/ 400 bis de aceite, 315 Sxs arena,

rate 18.89 bpm, Pres. rupt.: 2200#, Inyección : 2000 # - 2800 #, Final : 2500#, standing : 1750#,

Prom. : 2550# (18/03/65).

El 29/04/65 sentó empaque R-3 @ 4365' para producir encima. El 27/05/65 sacó empaque.

Bajó tubería, limpió c/bela hasta 4431' (10/06/65), P.T @ 4401'. Instaló equipo de subsuelo.

RPI : 108 x 40 x 24 x PU x GOR : 1234 (16/06/65)

**Pescado
@ 4592' (Posible
Tbg. 2 3/8)**

4692'-4682'

4708'-4700'

4738'-4730'

4748'-4742'

4918'-4908'

**Tapon DC @
4922'**

El 09/07/96, limpió pozo c/ rima y broca, encontró tope @ 3938'. Rotó c/ power swivel de 3938'

@ 3999'. Retiró power swivel. Limpió por circulación de 3999' @ 4210', retornó carbonatos,

encontró tope duro. Rotó de 4210' @ 4511', retornó carbonato molido, @4418' salió abundante

lodo en el retorno, rotando encontró tope duro @ 4592', retornó partículas de hierro. Molino

presenta marca circular (posible tubo 2 3/8"). Tornó tope de pescado c/estampa @ 4592'.

Suspendió trabajo de Baleo programado por pescado.

RPR : Trabajo cancelado por pescado (11/07/96)

Squeeze

5.- El Pozo 5243 tiene un acumulado @ Mayo de 1980 de :

26,601 Bls Oil x 28,669 Bls agua x 97,940 MCF

F.C. @ 5303'

G.S. @ 5342'

G.P.N.

1/2" ; J-55 ; 11.6 #/Ft (0' - 3498')
1/2" ; J-55 ; 9.5 # / Ft (3498'/5342')

53'.

lclio: Pozo ATA

Tabla 4

Pozo 5503-E

SUMARIO

- Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 13 - S - 13 .
- Este pozo fué perforado a la profundidad de 5104'. Tiene como pozos vecinos a los pozos : 5243, 4511, 5503, 6444, 4292. Información adicional de estos pozos se detalla a continuación :

Pozo	RPI	Acum.Oil (Mbls)	Formación
5243	108 x 40 x PU x GOR : 1234	27	Salina
4511	234x14x 1/4"x Fx GOR:450	171	Salina
6444	26x 1x 24 xPUx GOR: 5696	71	Salina
4292	333 x 34 x Fx3/16"xGOR:414	425	Salina
5189	131x0 x 24 x F x GOR:1795	118	Salina
5503-E	236x0 x 3/8"x FxGOR:5493	55	Salina

- El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :

	Diam.	Grado	Peso/Pie	Rango	Total (ft)	Profundidad (ft)		
						Z.G.	F.C.	T.C.
Forros de Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	3	389.6	402.8	-	Sup.
Forros de Producción	4 1/2"	J-55	11.6	3	4108.1			
	4 1/2"	J-55	9.5	3	917.9	5036	5000	3200

- El Pozo fué completado en Salina (21/Junio/71).
 - Tomó registro Gamma Ray - Neutrón de 5000' @ 3750'.
 - Baleo la Fm Salina en el intervalo 4950' - 4566' c/48 balas 15/32" (26/06/71).
 - Bajó tubos 2", sentó empaque 4 1/2" @ 4542'. P.T. @ 4605'.
 - El 30/06/71 tomó presión de fondo. Grad. total : 0.481 psi/pie
 - El 09/07/71 sacó empaque, bajó tubos, sentó tapón EZ @ 4550'.
 - Baleo la Fm Salina en el intervalo 4536' - 3917' c/90 balas 15/32" (10/07/71).

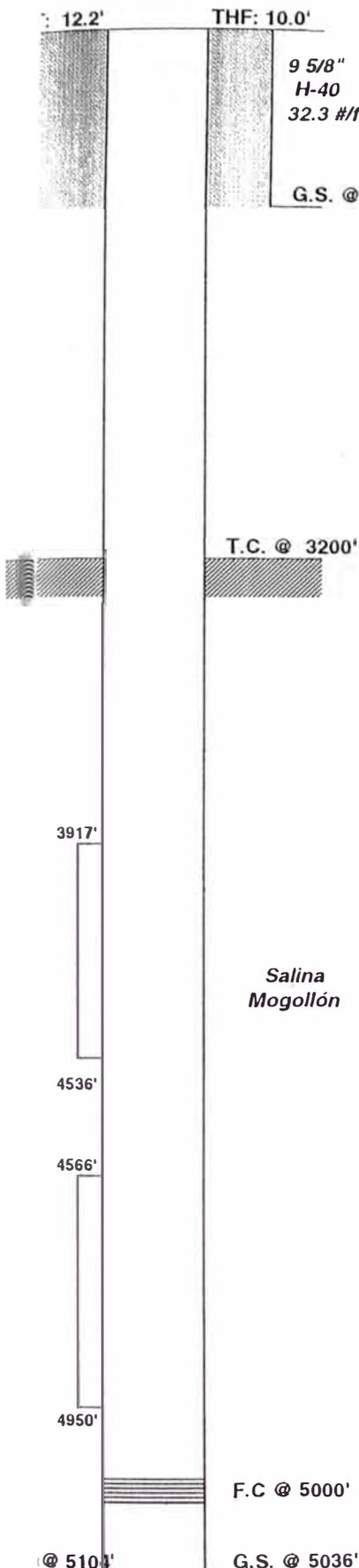
RPI : 237 x 0 x 24 x 3/8" x SF x GOR : 5493 x -1675 psi (17/07/71)

- Pozo ha sido evaluado periodicamente con Swab durante 1,993 segun se muestra a continuación :

Fecha	Oil	Agua	Horas	NI	NF	Pistón
09-Ago-93	18	14	4	3300	4250	4450
24-Ago-93	22	9	4	3400	4350	4450
08-Sep-93	14	3	3	3750	4250	4450
22-Sep-93	12	2	2	3600	4200	4450
04-Oct-93	8	4	2	3800	4300	4450
16-Oct-93	6	5	2	3800	4300	4450
27-Oct-93	9	5	2	3850	4200	4450
06-Nov-93	8	6	2	4000	4300	4450

Sacó tubería al piso, pozo quedó sin tubos (11/11/93).

- El Pozo 5503-E tiene un acumulado @ Noviembre de 1993 de :
54,080 Bls Oil x NR Bls agua x NR MCF



G.P.N.

Tabla 5

Bloque del Pozo 4292

METODO

WIRE LINE

POZO	FECHA	TOPE DEL POZO	NIVEL DE FLUIDO	PROFUNDIDAD WOC	COLUMNA OIL	COLUMNA AGUA	PROFUNDIDAD MUESTREO
5189	01-08-97	4400	Superficie	2500	2000	1000	3000
5243	01-08-97	4530	450		3950	0	4400
4292	31-07-97		Superficie		3000	0	3000

TOMA DE MUESTRA

Pozo 5189	
Profundidad (pies)	Tipo de Fluido
Superficie	Oil
2000	Oil
2500	Oil(60)/W(40)
3000	Water

Pozo 5243	
Profundidad (pies)	Tipo de fluido
450	Oil
4400	Oil

COMENTARIOS

- 1.- No se pudo concluir con tomar nivel de fluido en el pozo 4292 , porque cuando estaban bajando herramienta el pozo empezó a molestar ,observándose que el pozo tiene energía y que el pozo está lleno de crudo.
- 2.- No se midió la presión en cabeza de pozo en ninguno de los tres pozos.

Tabla 6

Pozo 5182 - Costo Estimado de Rehabilitación

L		Portachuelo										Date :	01-Aug-97
C		Evaluar con Packers - Rebaleo en Salina Mogollón											
DIA	O	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CUM	
1	0											0	
WE												0	
151/03	head Equipment											0	
151/03	ng and Accessories					9,649						9,649	
151	er/Anchor											0	
151/037	je Plug											0	
151/94	es and Fittings	500										500	
150/59	nable Supplies											0	
SERVIC												0	
150/14	e Rig	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640						13,200	
150/12	emob/Moving	600										500	
150/22	Fuel & Water											0	
150/25	rs											0	
150/52	g & Wireline			3,000								3,000	
150/38	eting				6,000							6,000	
150/39	ve Services											0	
150/41	ing											0	
150/40	aterials & Chemicals											0	
150/42	ation Services											0	
150/26	nt and Additives											0	
150/28	nt Services											0	
150/63	Tubing											0	
150/36	ring, Testing & Evaluating											0	
150/11	ork											0	
150/69	Equipment											0	
150/86	ier Services											0	
150/45	Great Transportation											0	
150/84	Truck Services											0	
150/85	Truck Services	500										500	
150/32	and Analysis											0	
150/34	Tools and Services											0	
150/55	ny Labor											0	
150/56	ct Labor											0	
150/17	ation Fluids											0	
150/19	nter											0	
ALQUILER	EQUIPOS											0	
150/23	ental											0	
150/29	Swivel Rental	100	100	100								300	
150/61	ole Tubulars											0	
150/20	amers, Scrapers											0	
150/24	ole Tool Rental & Service			2,000								2,000	
150/44	Inspection & Handling											0	
150/50	Equip. Rental/Service											0	
EQUIPO	OMBEO											0	
151/051	ole/Subsurface Pumps					600						600	
151/062	r Rods					6,175						6,175	
151/046	ng Units					6,000						6,000	
148/047	Mover					5,000						5,000	
150/43	ion of Surf. Equipment											0	
151/042	ies					3,000						3,000	
SUPERVIS												0	
150/60	ing Services											0	
150/83	Rental & Expense	100	100	100	100	100						500	
150/62	g & Camps	250										250	
150/70	ng Services	50	50	50	50	50						250	
150/84	nications	50	50	50	50	50						250	
150/86	nsportation											0	
150/68	Sec											0	
150/82	ervices (Home Office)	650	650	650	650	650						3,250	
150/54	nce											0	
Costo Tot	ario	6,340	3,590	8,590	9,490	34,114						0	
Costo To	Acumulado	5,340	8,930	17,520	27,010	61,124	61,124	61,124	61,124	61,124	61,124	61,124	

PERMI	ROADS & LOCATIONS											0
SERVI	3											23,200
ALQUI	DE EQUIPOS											2,300
SUPER	ION											4,500
PA	JT F/ INTANGIBLES @ \$7.00 U.S per barrel									143		Días
WEL	OTUBULARS											10,349
EQUI	E BOMBEO											20,775
PA	JT F/TANGIBLES @ \$7.00 U.S per barrel									148		Días
150/53	MINISTRATION AND OVERHEAD 3/2/1											
PROD	ION INCREMENTAL - BOPD									30		BOPD
COSTO	TAL DEL PROYECTO											61,124

Tabla 8

Pozo 5243 - Costo Estimado de Rehabilitación

Po chuelo

Date : 02-Au -97

Pescar tubería - Baleo / Rebaleo en Salina Mo ollón

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CUM.
Roads & Locations											
BULARS											0
E ment											0
and Accessories											0
Anchor								10,368			10,368
PI											0
and F	1,500										0
lies											1,500
											0
	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640			21,120
Fuel & Water	500										500
											0
& Wireline			3,000								0
											3,000
Services				6,000							6,000
											0
Materials & Chemicals											0
ulation Services											0
and Additives											0
Services											0
Tub											0
T &											0
Work											0
u ment											0
Oiler Services											0
											0
ker Truck Servies											0
Truck Services	600										600
and											500
Tools and Services	2,	2,000	2,000								6,000
Labor											0
Labor											0
lation Fluids											0
											0
DE EQUIPOS											0
ank Rental											0
Swivel Rental	100	100	100								300
Tubulars											0
ers											0
Tool Rental & Service						2,					2,000
ular &											0
& u Rental/Service											0
DE BOMBEO											0
Downhole/Subsurface								600			600
Sucker Rods								6,500			6,500
Units								6,000			6,000
Mover								5,000			5,000
of Surf, E u ment											0
								3,000			3,000
											0
Services											0
Rental & E	100	100	100	100	100	100	100	100			600
&	250										250
Services		50	50	50	50	50	50	50			400
	50	60	50	50	60	50	50	50			400
T											0
											0
Tech Services Office	650	650	650	650	650	650	650	650			5,200
											0
otal Diario	8,34	6,590	6,590	9,490	3,490	5,490	3,490	34,958	0	0	
otal Acumulado	8,340	13,930	22,520	32,010	35,500	40,990	44,480	79,438	79,438	79,438	
ITS ROADS & LOCATIONS											0
CIOS											37 120
LER DE EQUIPOS											2,300
ISION											7 050
YOUT F/ INTANGIBLES € \$7.00 U.S barr										133	Días
BU											11 868
D BOMBEO											21 100
YOUT F/TANGIBLES @ \$7.00 U.S barrel										94	Días
ADMINISTRATION AND OVERHEAD 3/2/1											
UCCION INCREMENTAL - BOPD										50	BOPD
TOTAL DEL PROYECTO											79 438

Tabla 9

Pozo 5503 - Costo Estimado de Rehabilitación

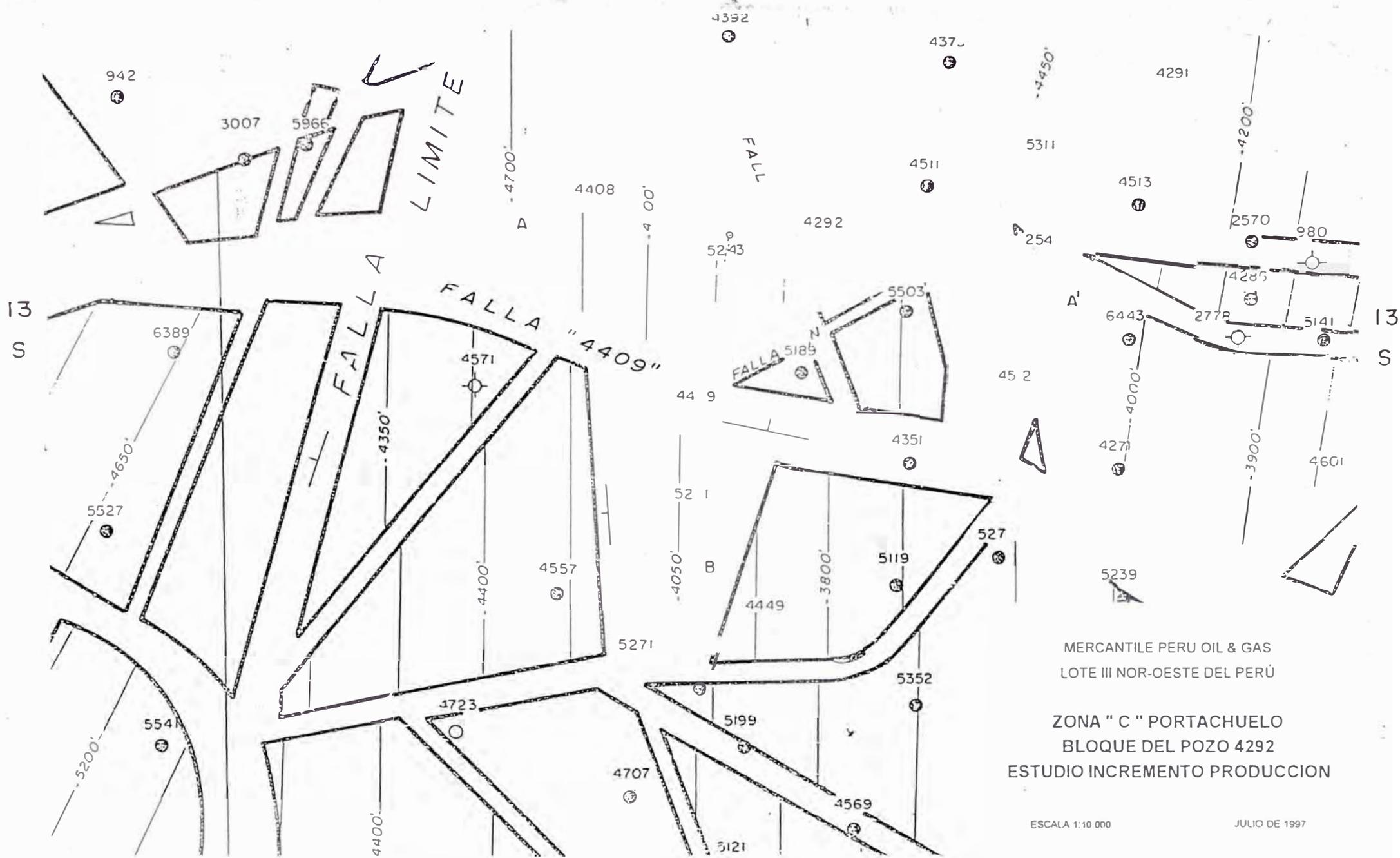
Portacuelo

Evaluación por Swab. Tomar Pruebas Buildup

Date : 20- -97

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CUM.
Wells Roads & Locations	1 500										1 500
BULARS											0
Wellhead	3 000										0
and Accessories	14 546										000
Anchor											14 546
PI											0
Valves and Fill			1 500								0
Removable Surfaces											1 500
											0
Comob/M	400	2 400	2 400								0
Fuel & Water	500										7 200
Hours											500
& Wireline											0
											0
Slickline Services											0
											0
Materials & Chemicals											0
Logging Services											0
and Additives											0
Services											0
T											0
Log, T & Evaluation		4 000									0
Cat Work											4 000
											0
Other Services											0
Ground Transportation											0
Trailer Truck Services											0
Vacuum Truck Services	500										0
and Tools											500
Tools and Services											0
Labor											0
Contract Labor											0
Production Fluids											0
Inhibitor											0
DE EQUIPOS											0
Equipment Rental											0
Power Swivel Rental	100										0
Downhole Tubulars											100
Bits, Reamers, Sc											0
Downhole Tool Rental & Service											0
Log & Handling											0
& Rental/Service											0
DE BOMBEO											0
Downhole/Subsurface Pump											0
Sucker Rods											0
Units											0
Prime Mover											0
Installation of Surface											0
Flowlines											0
VISION											0
Services											0
Rental & Equipment	100	100	100								300
& C	250	250	250								750
Services	50	50	50								150
Communications	50	50	50								150
Air Transportation											0
											0
Tech Services Office	650	650	650								1 950
Insurance											0
Total Diario	23 646	7 500	000	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Acumulado	23 646	31 146	36 146	36 146	36 146	36 146	36 146	36 146	36 146	36 146	
ROADS & LOCATIONS											1 500
CIOS											12 200
DE EQUIPOS											100
VISION											3 300
LAYOUT F/ INTANGIBLES @ 7.00 U.S. per barrel										244	Días
HEAD/TUBULARS											19 046
DE BOMBEO											0
LAYOUT F/TANGIBLES @ 7.00 U.S. per barrel										272	Días
ADMINISTRATION AND OVERHEAD 3/2/1											
ACCION INCREMENTAL - BOPD										10	BOPD
OTAL DEL PROYECTO											36 146

Tabla 10



MERCANTILE PERU OIL & GAS
 LOTE III NOR-OESTE DEL PERÚ

ZONA " C " PORTACHUELO
 BLOQUE DEL POZO 4292
 ESTUDIO INCREMENTO PRODUCCION

ESCALA 1:10 000 JULIO DE 1997

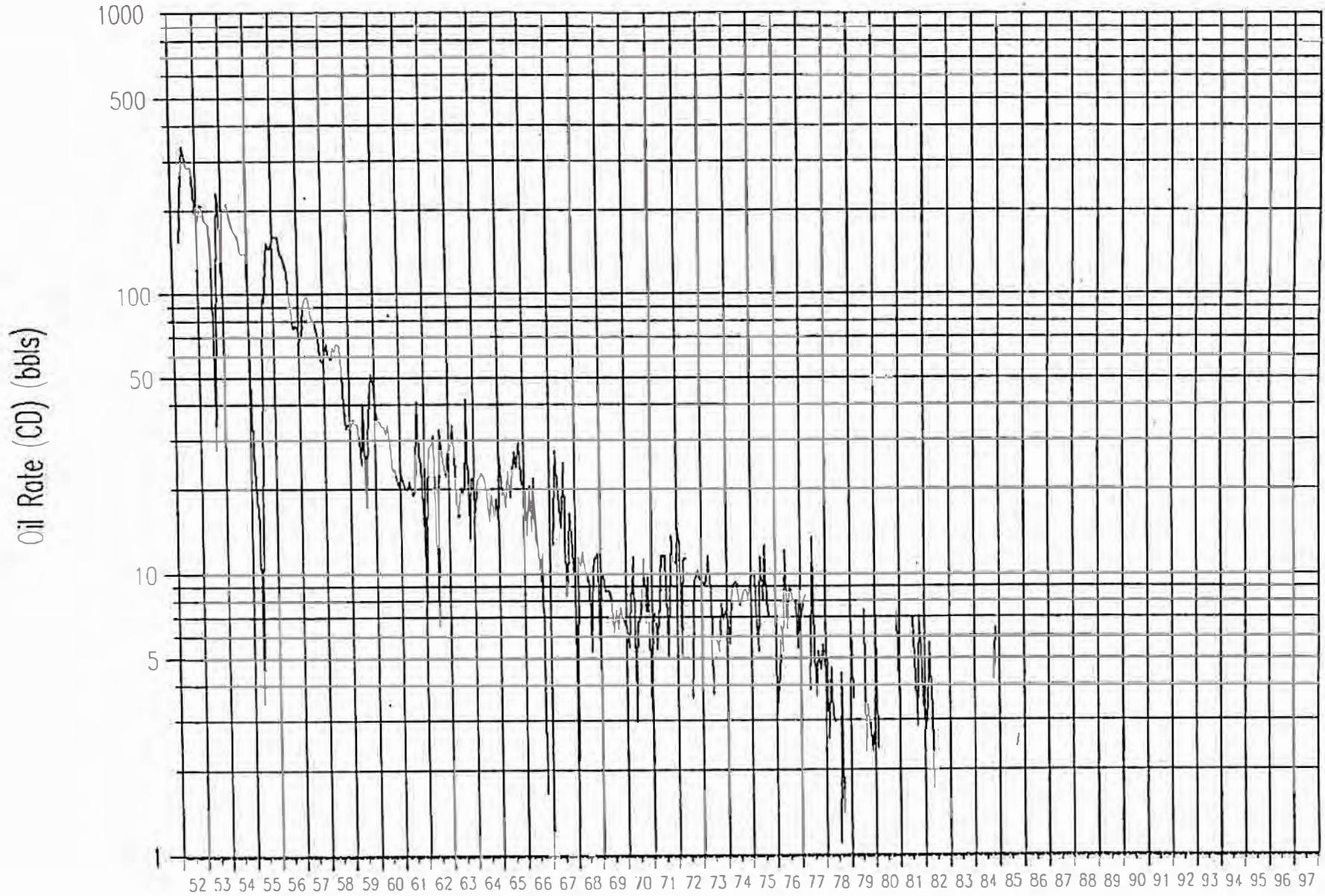
FIGURA 1

PLANO2

PLANO3

WELL: 4292

GRAFICO 1



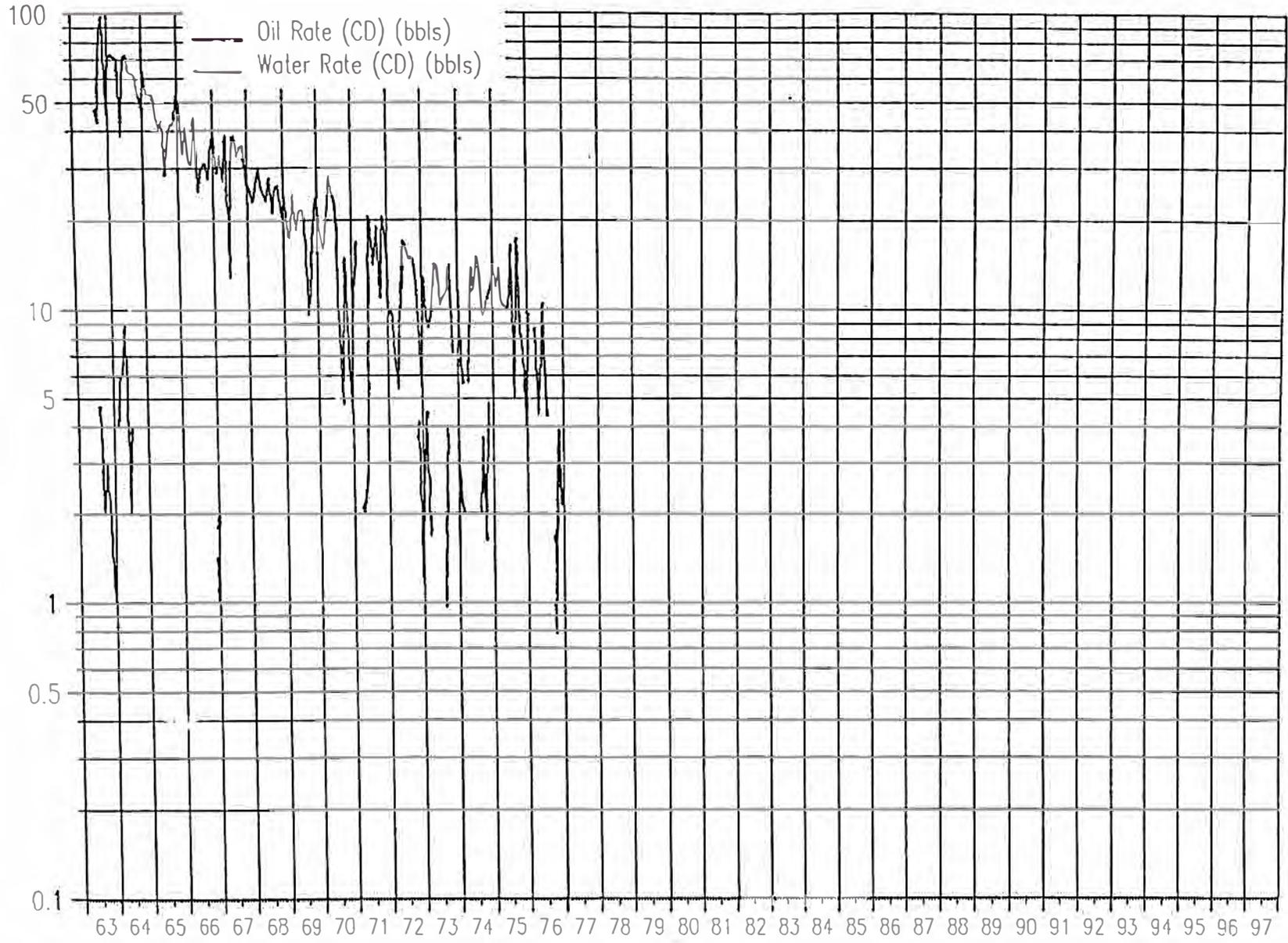
GCP Wed Jul 30

21:28:31 1

GCP Thu Jul 31 18:54:32 1

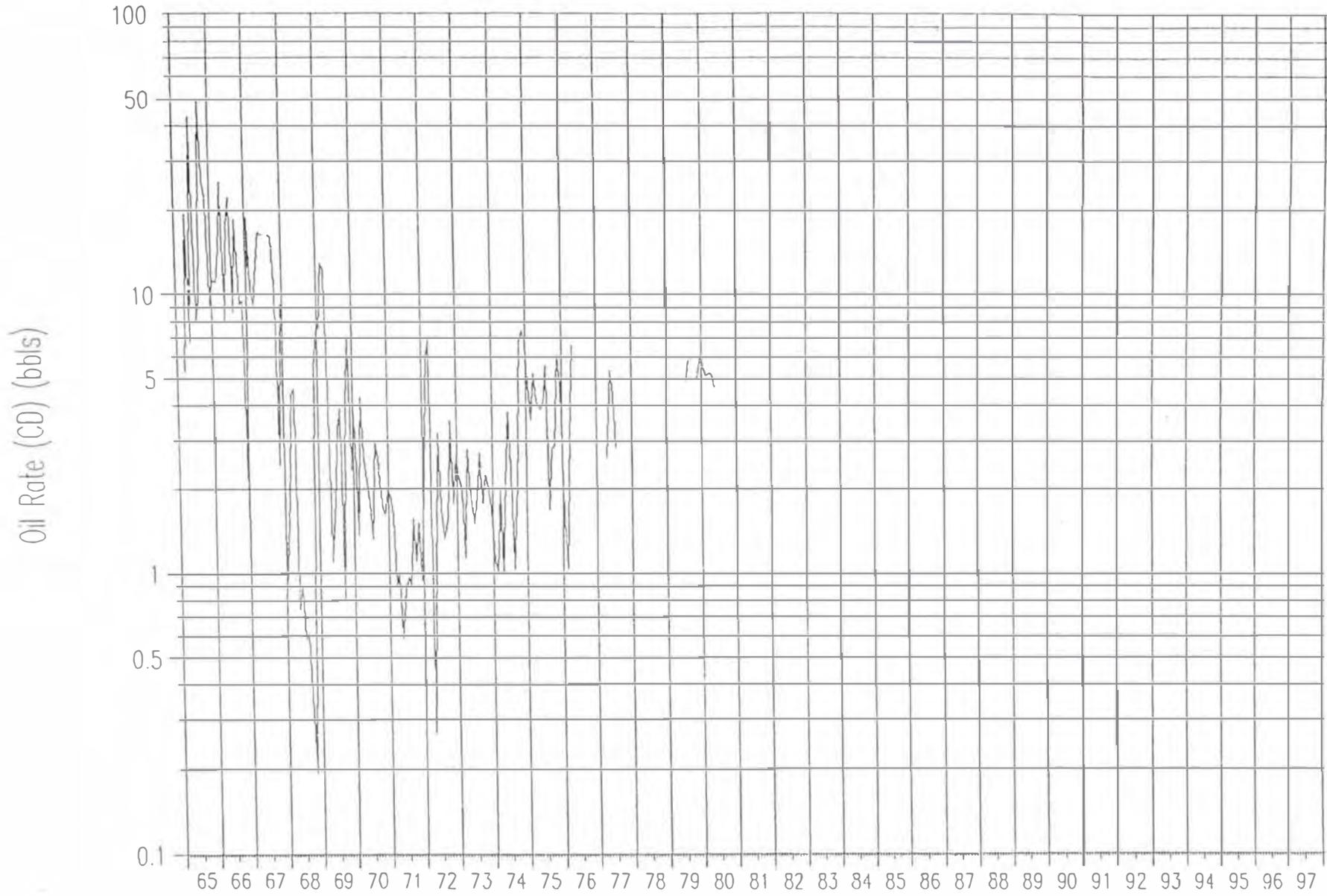
WELL: 5189

GRAFICO II

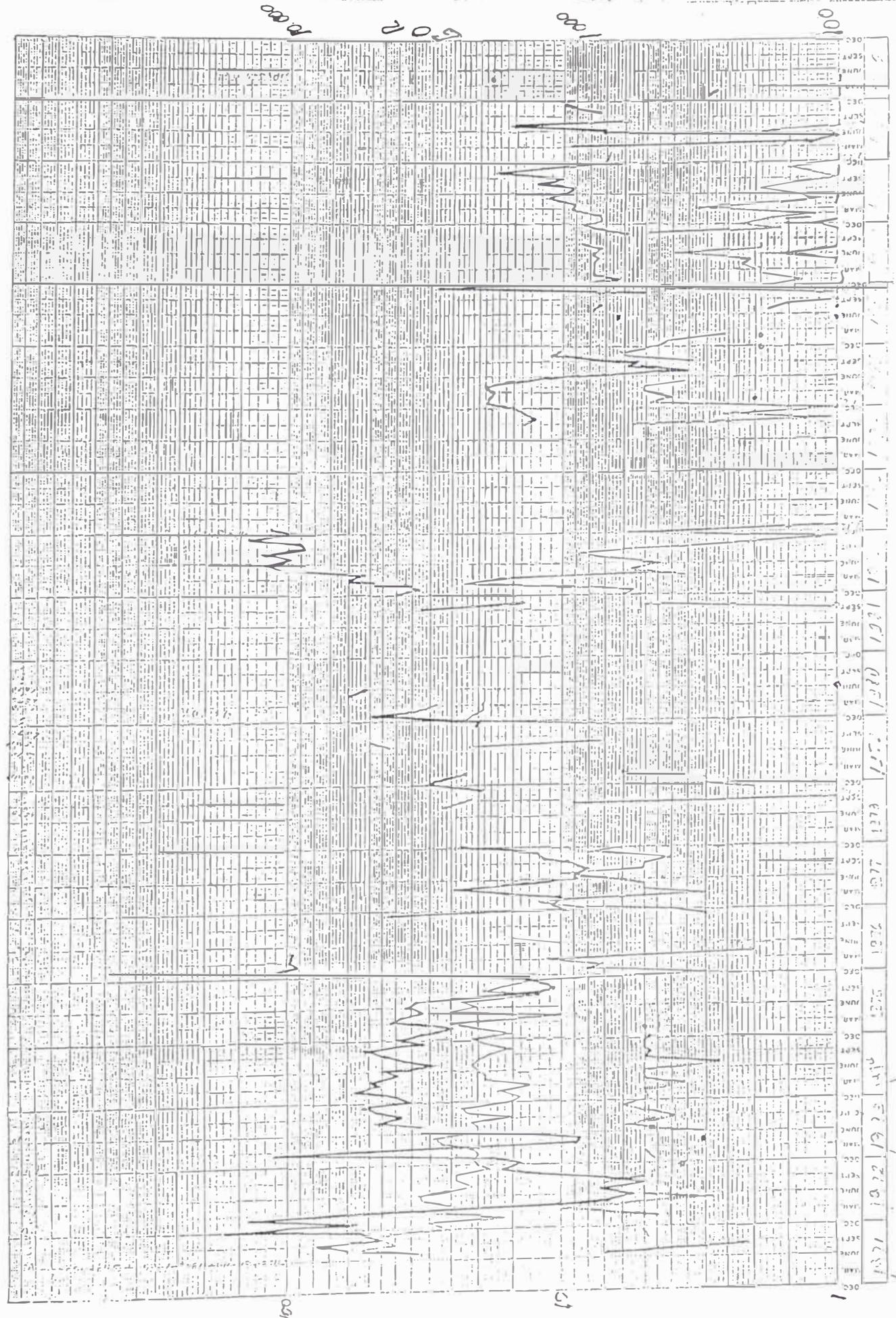


WELL: 5243

GRAFICO III

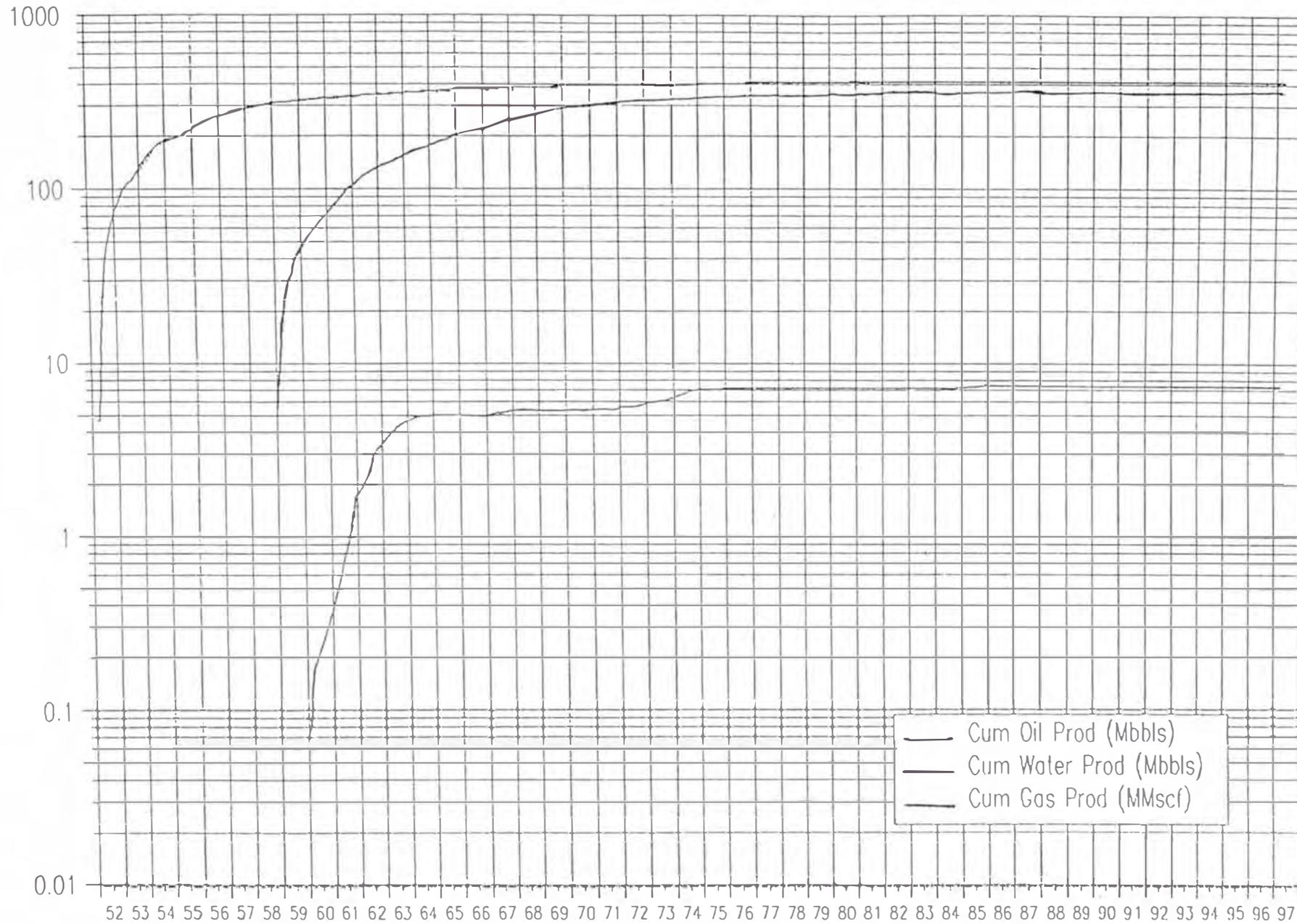


Portachuelo E. 5503E



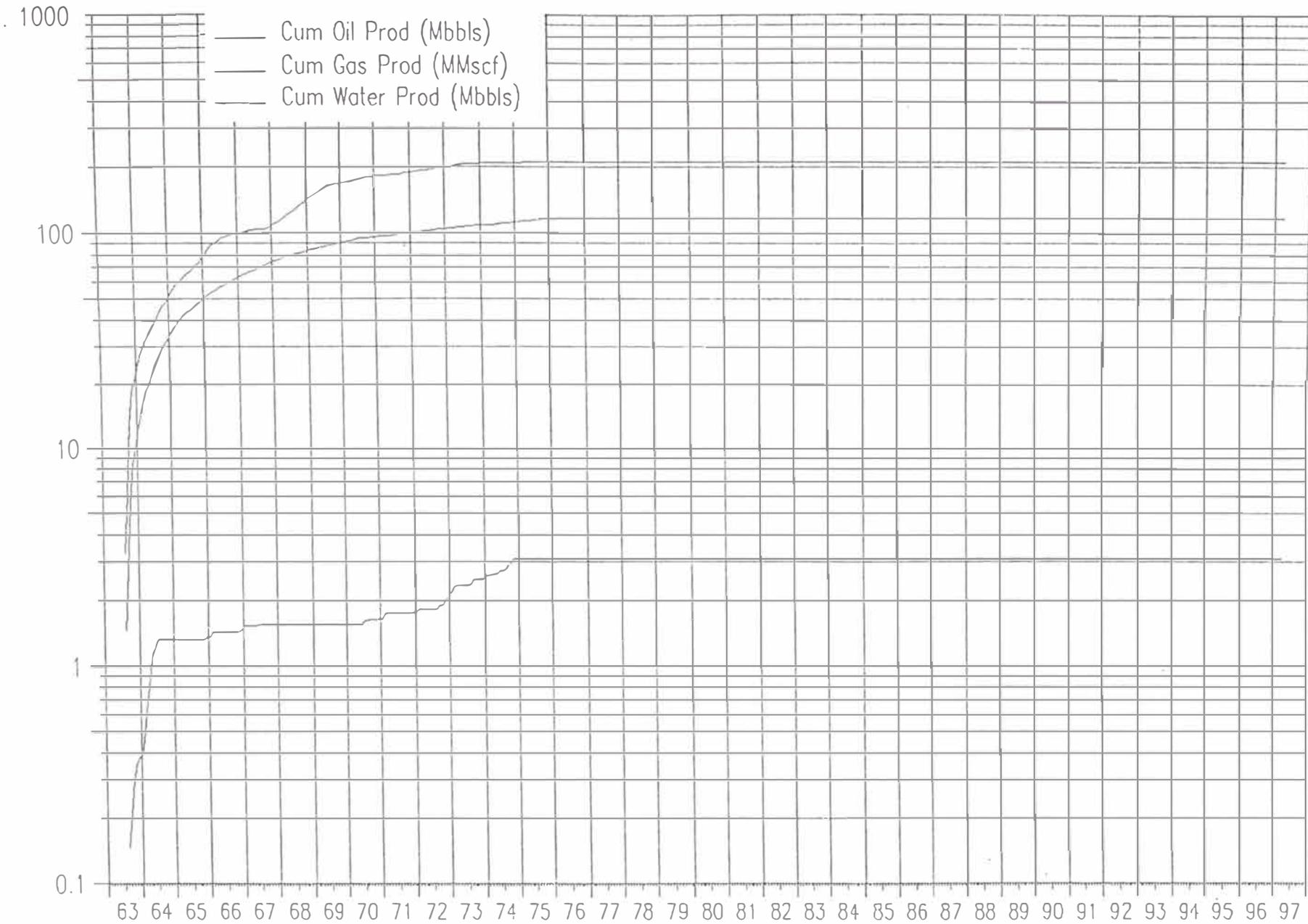
WELL: 4292

GRAFICO V



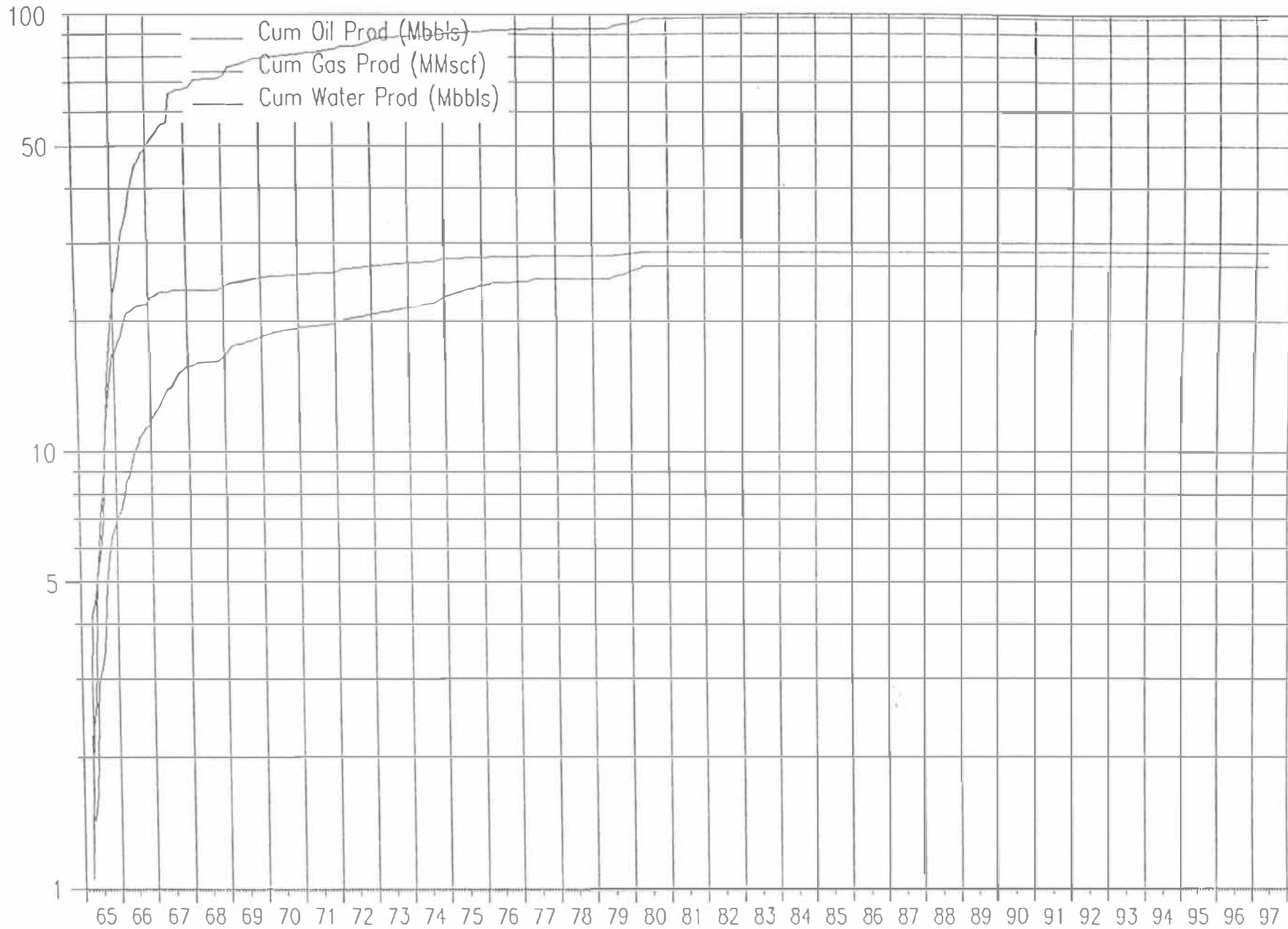
WELL: 5189

GRAFICO VI



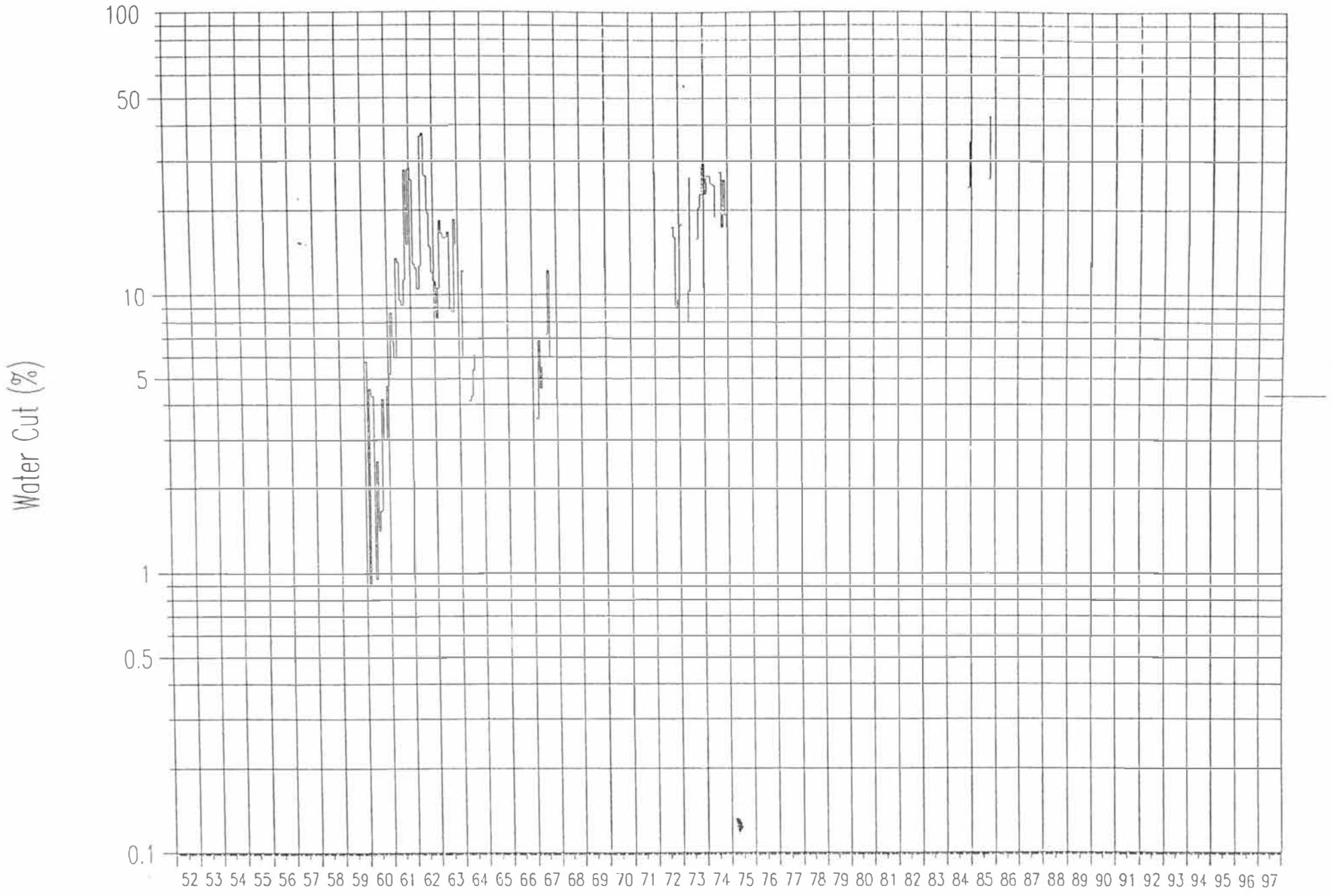
WELL: 5243

GRAFICO VII



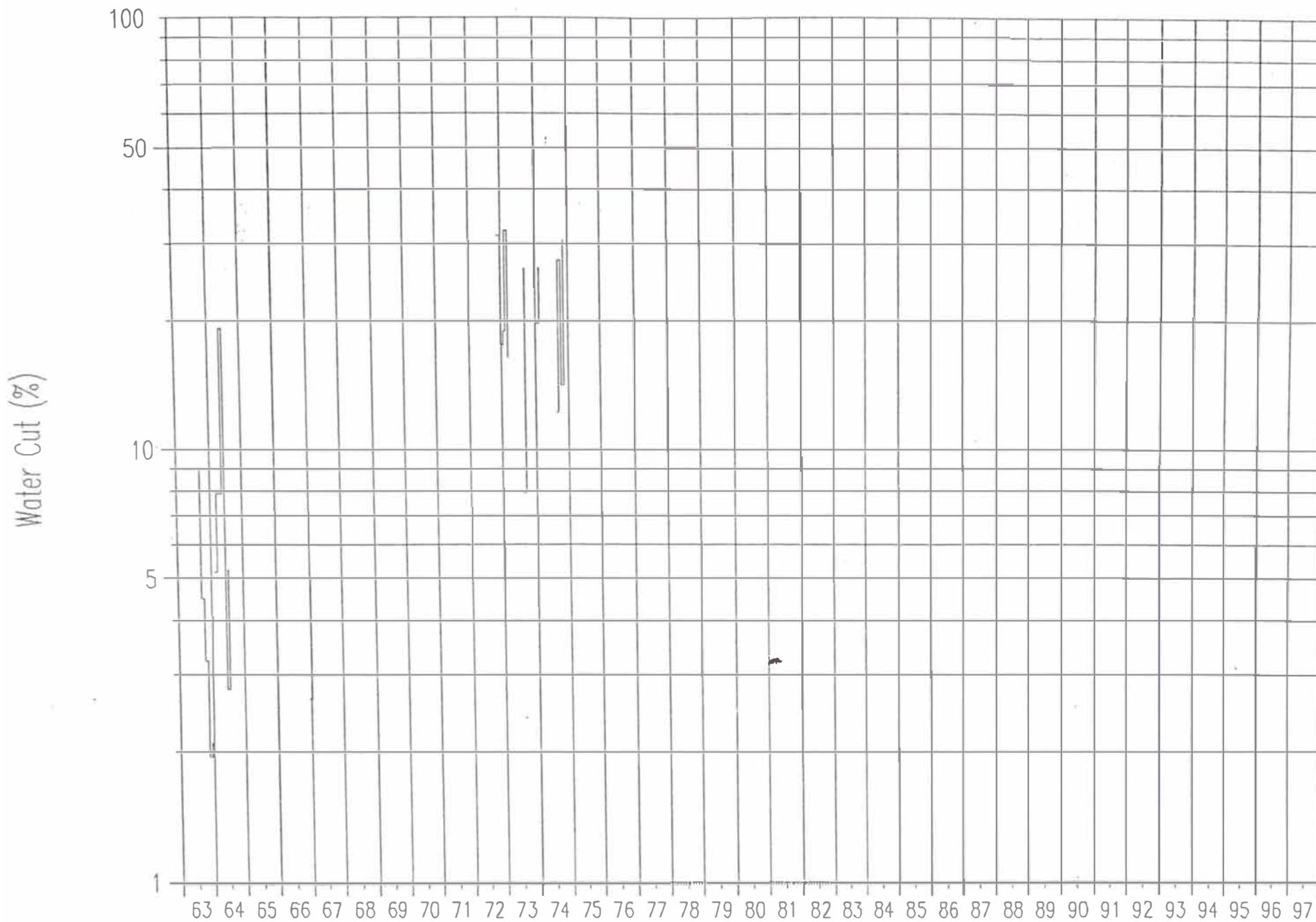
WELL: 4292

GRAFICO VIII



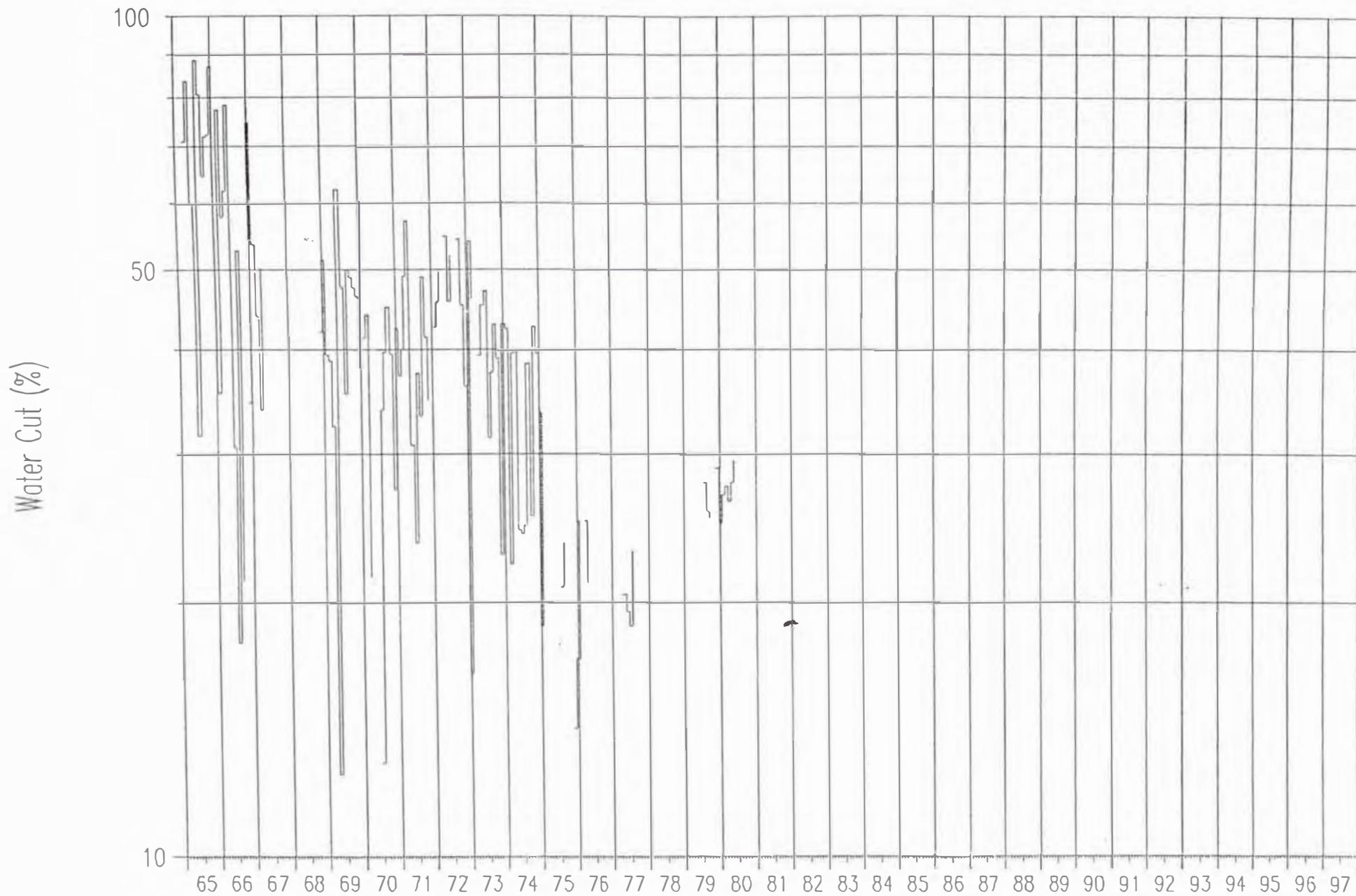
WELL: 5189

GRAFICO IX



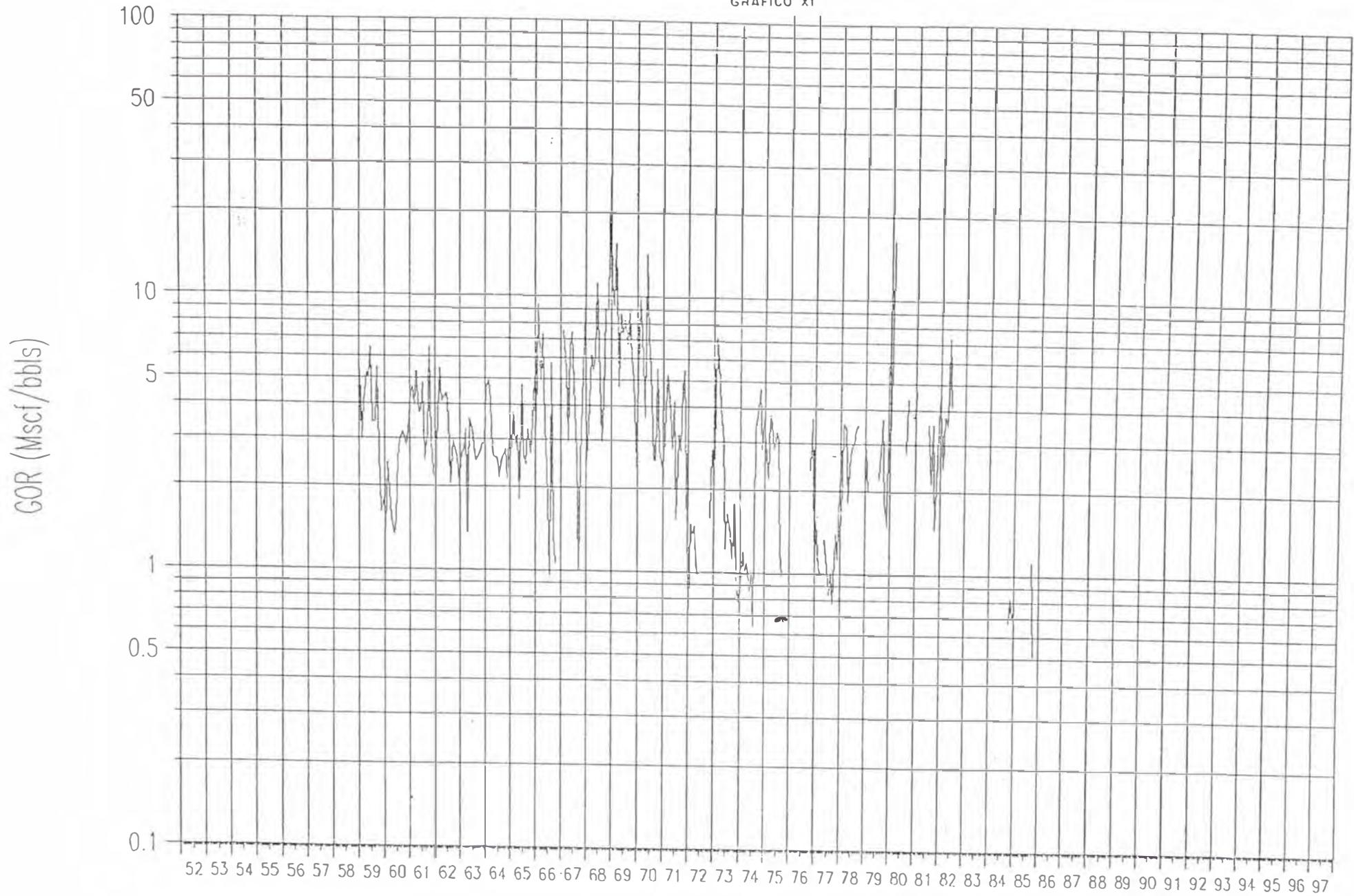
WELL: 5243

GRAFICO X



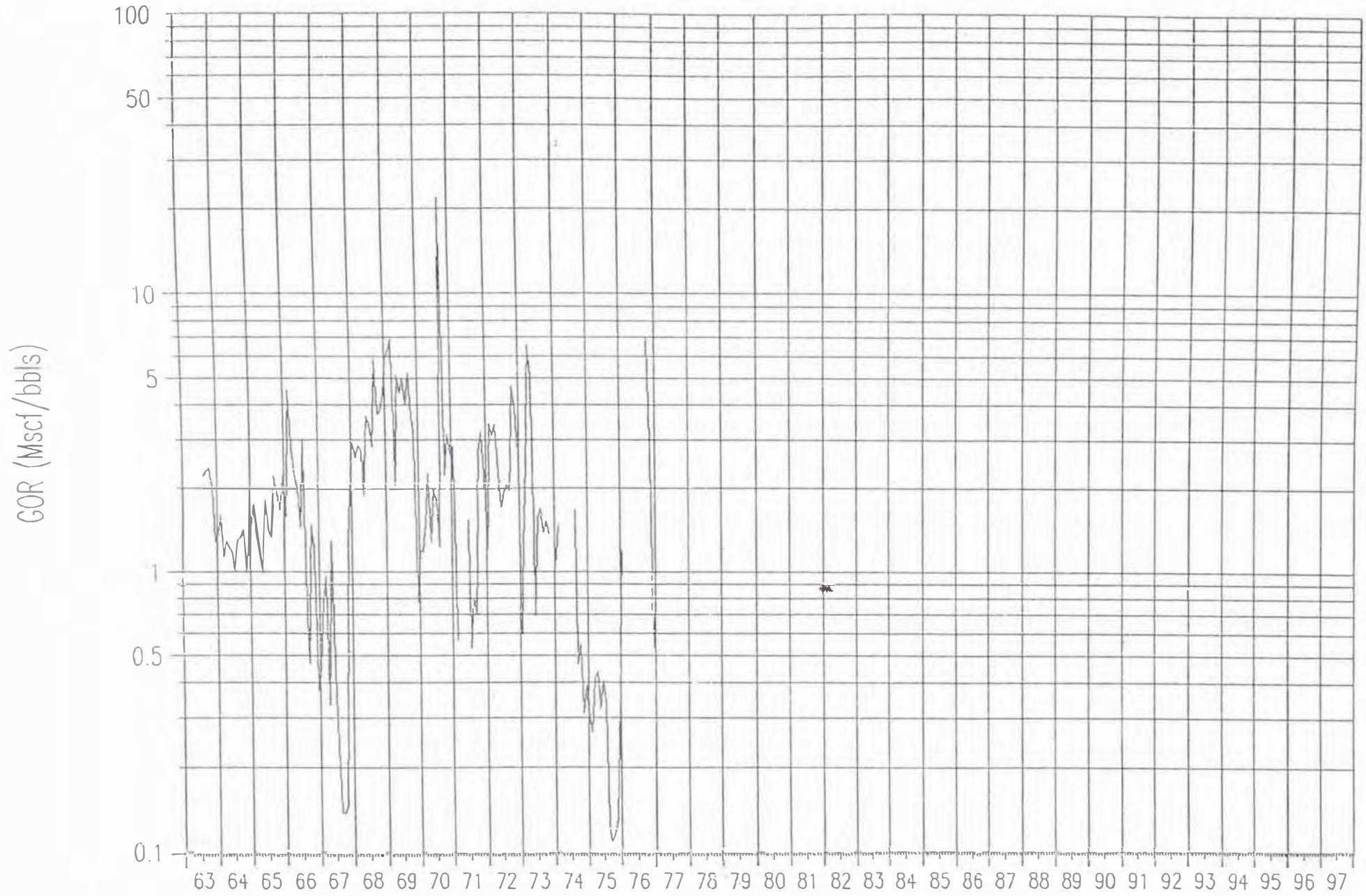
WELL: 4292

GRAFICO XI



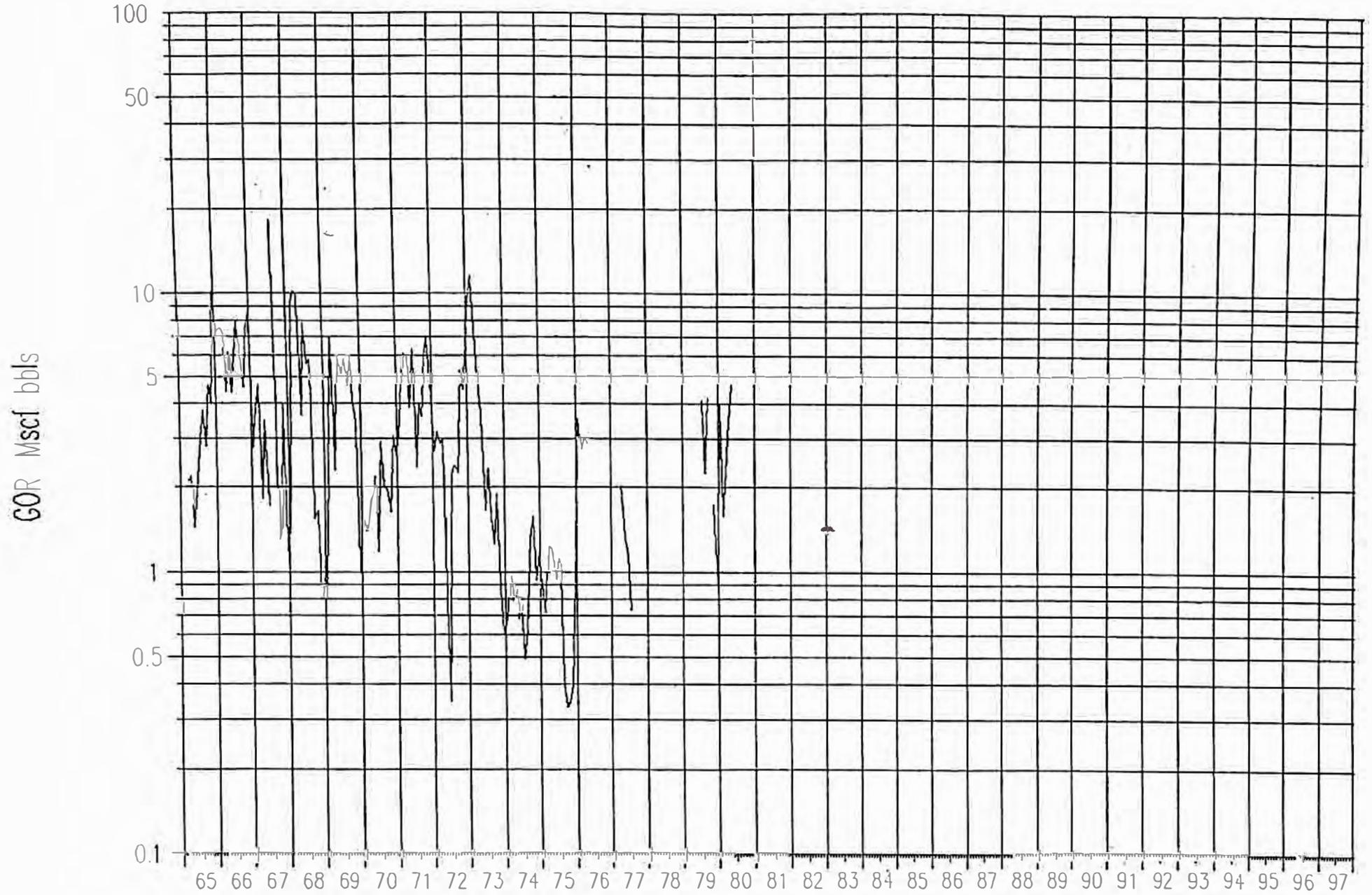
WELL: 5189

GRAFICO XII



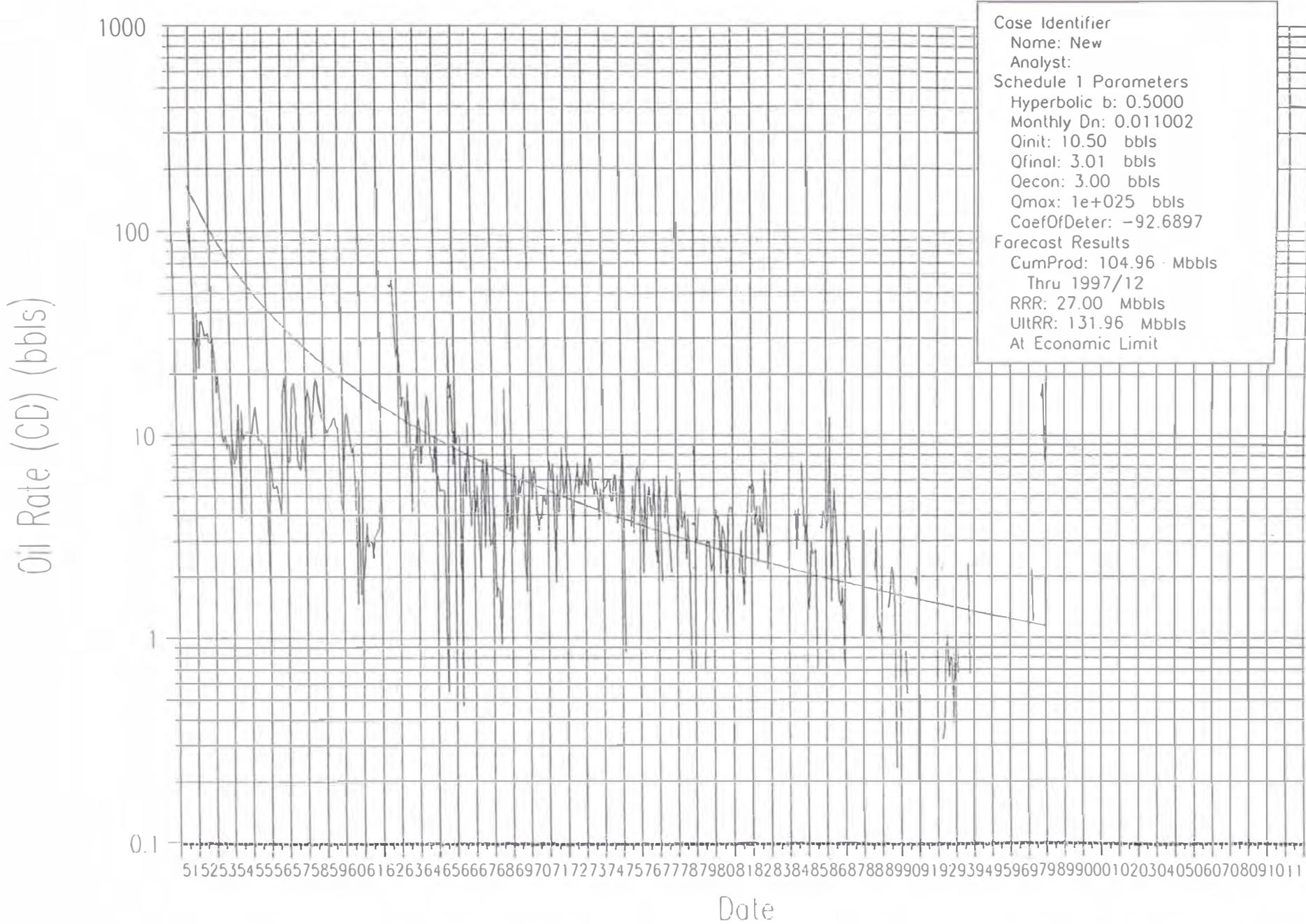
WELL: 5243

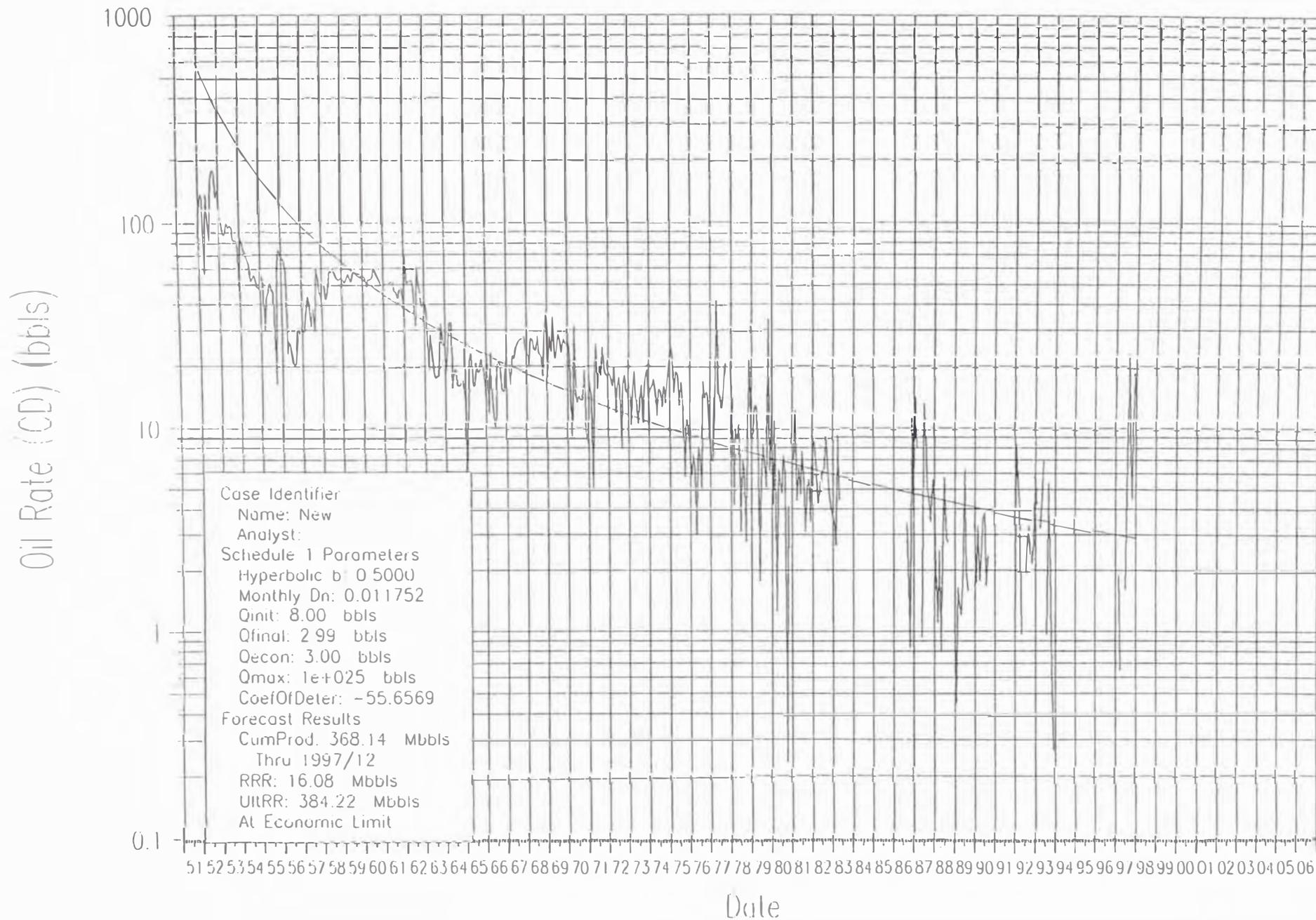
GRAFICO XIII



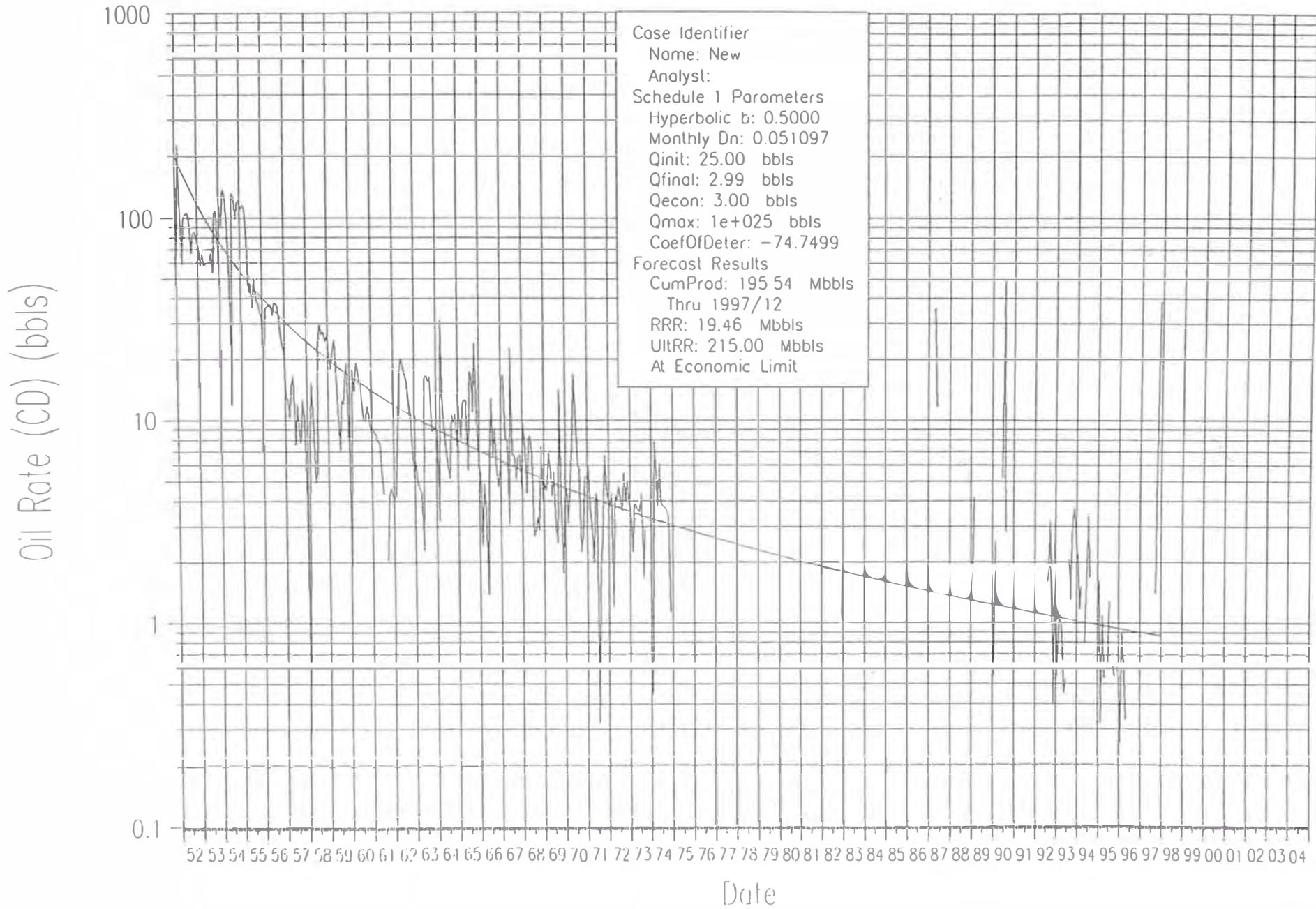
ANEXO 2

WELL: 4286

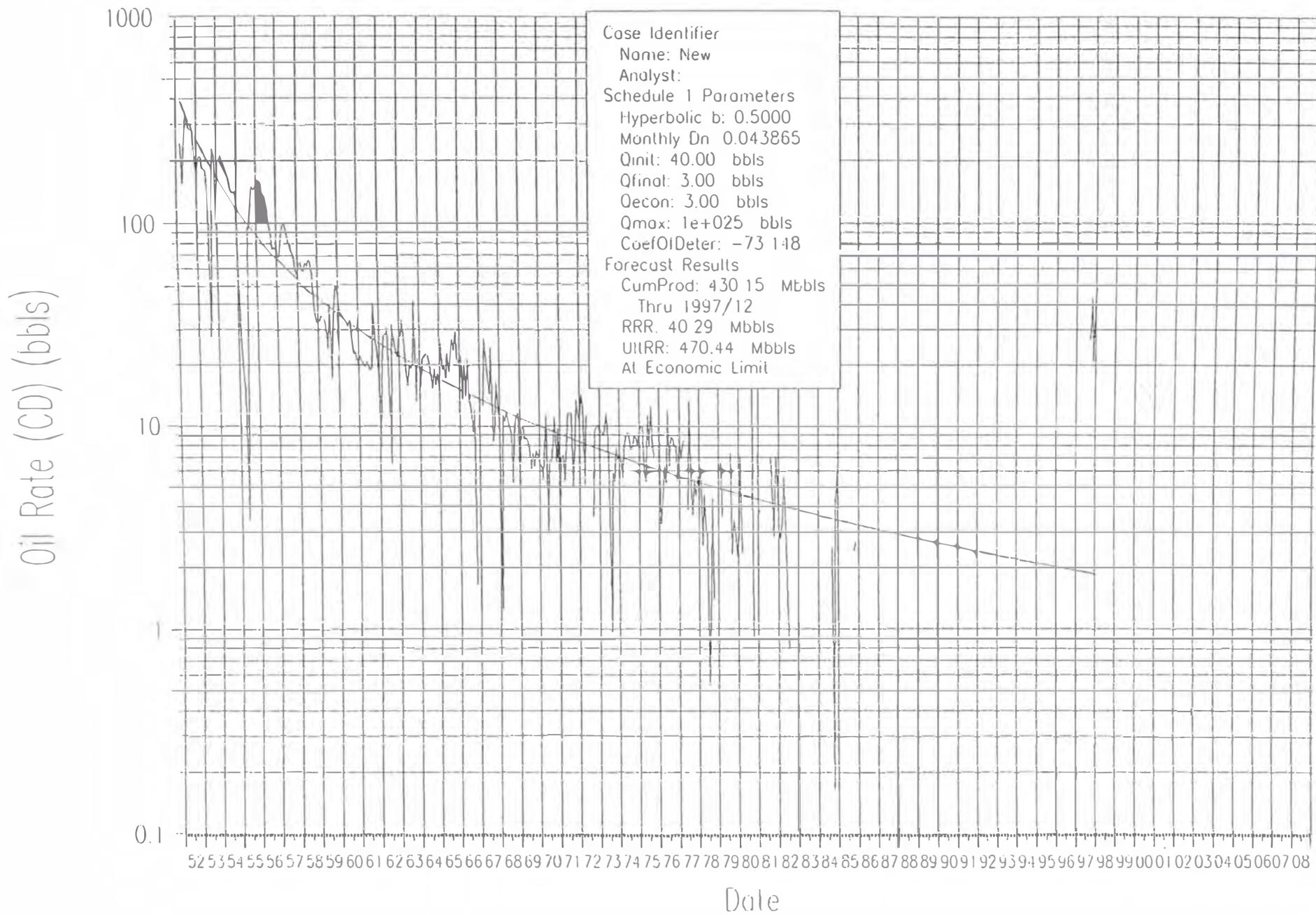


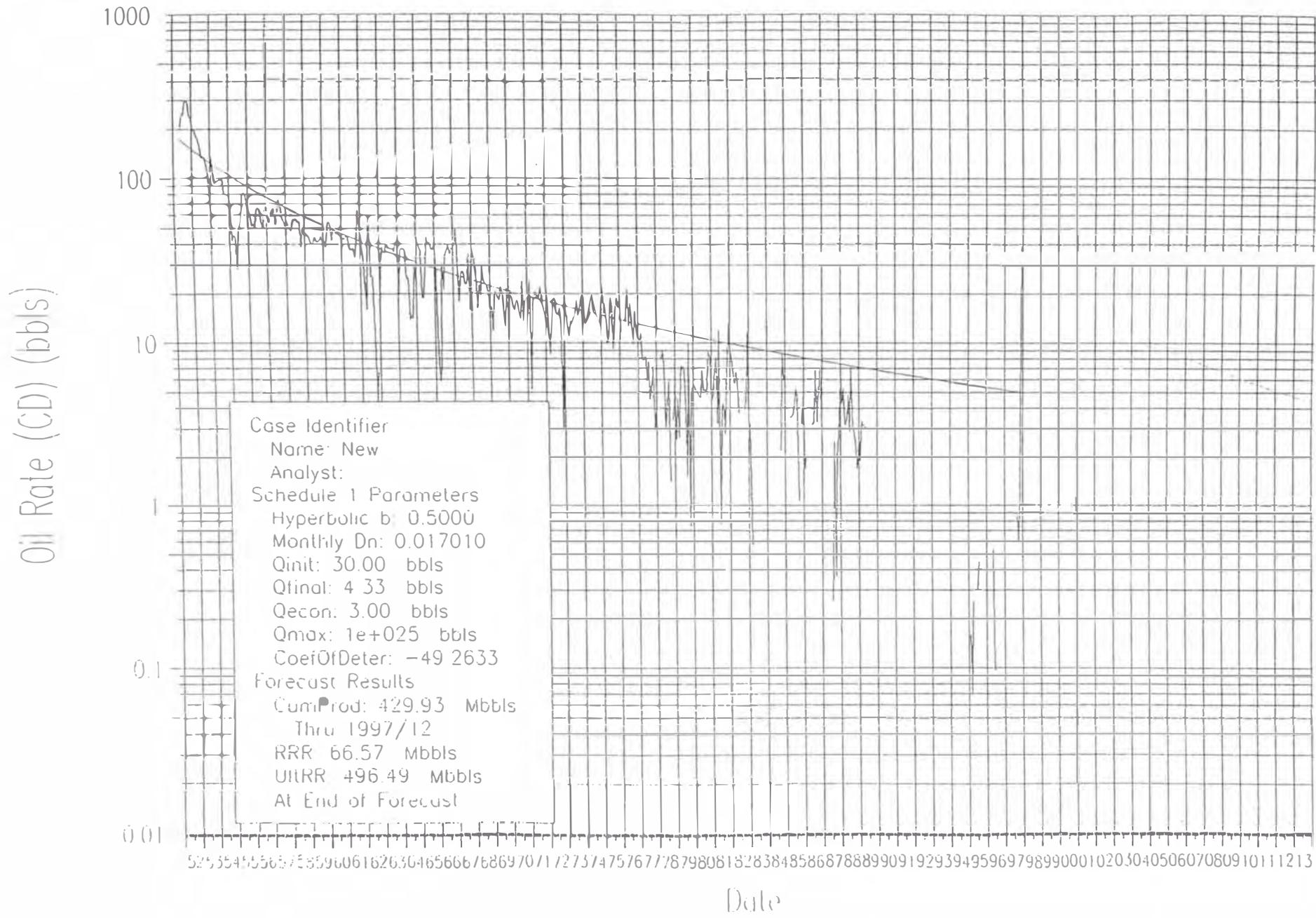


WELL: 4291

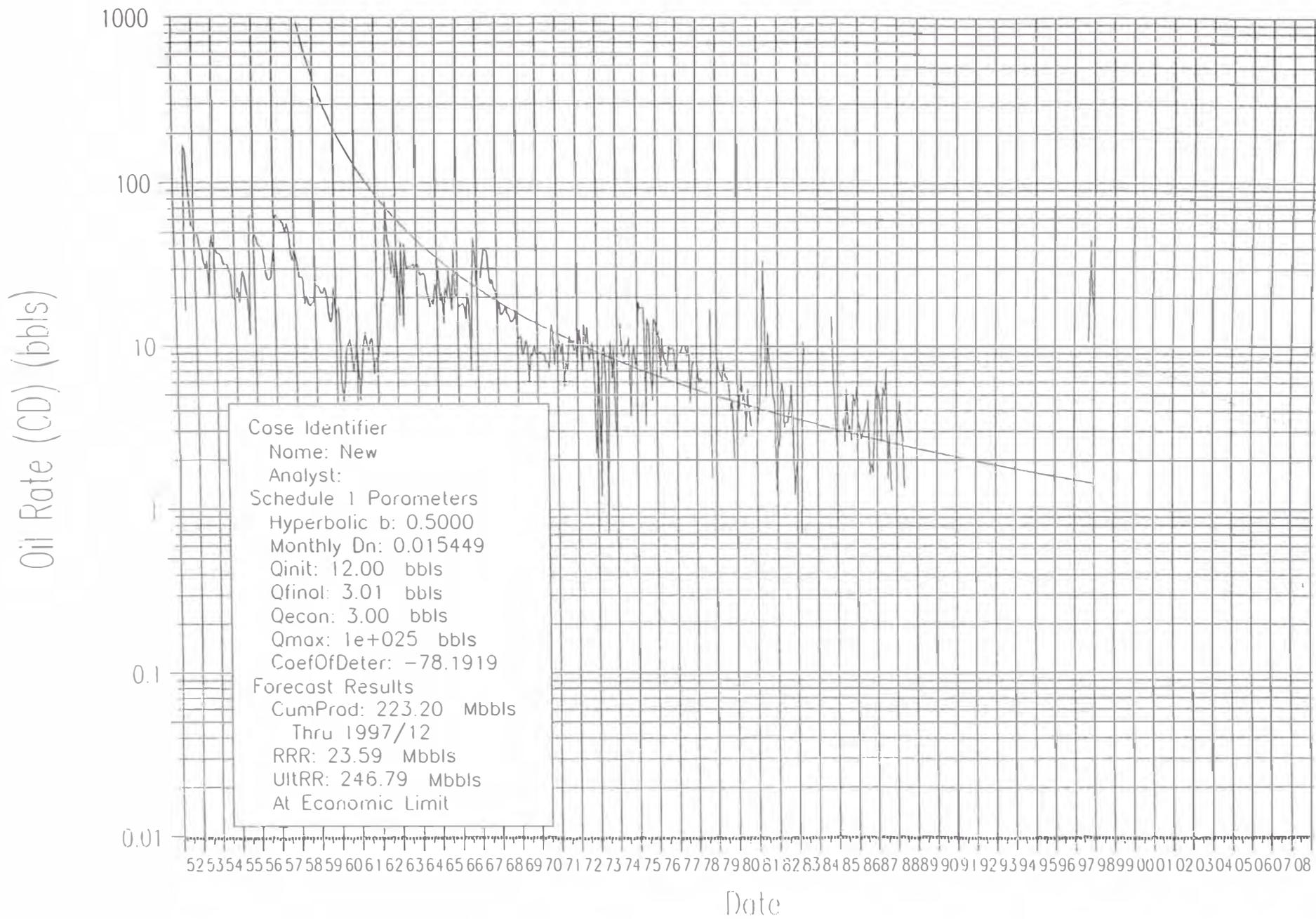


WELL: 4292



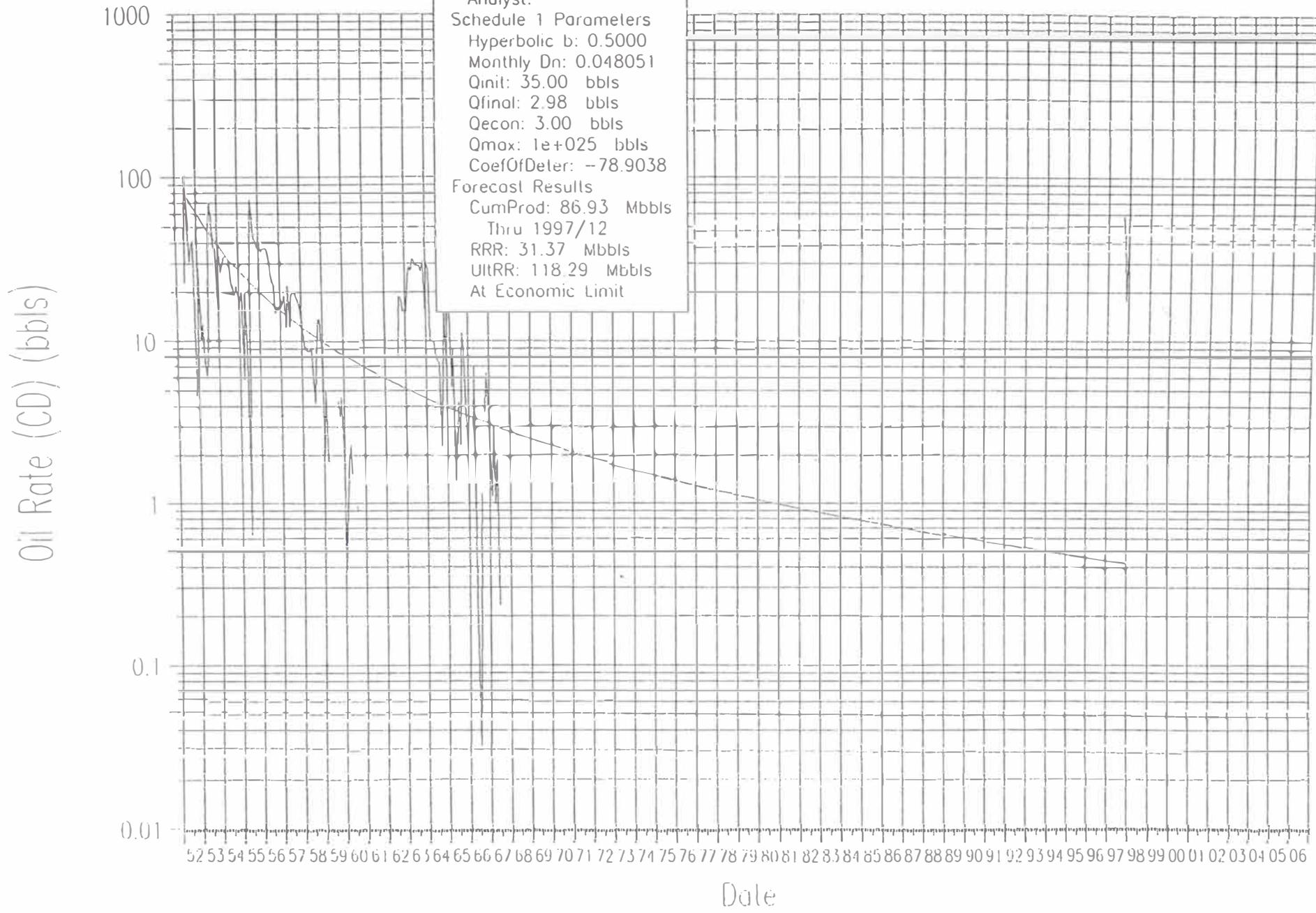


WELL: 4374

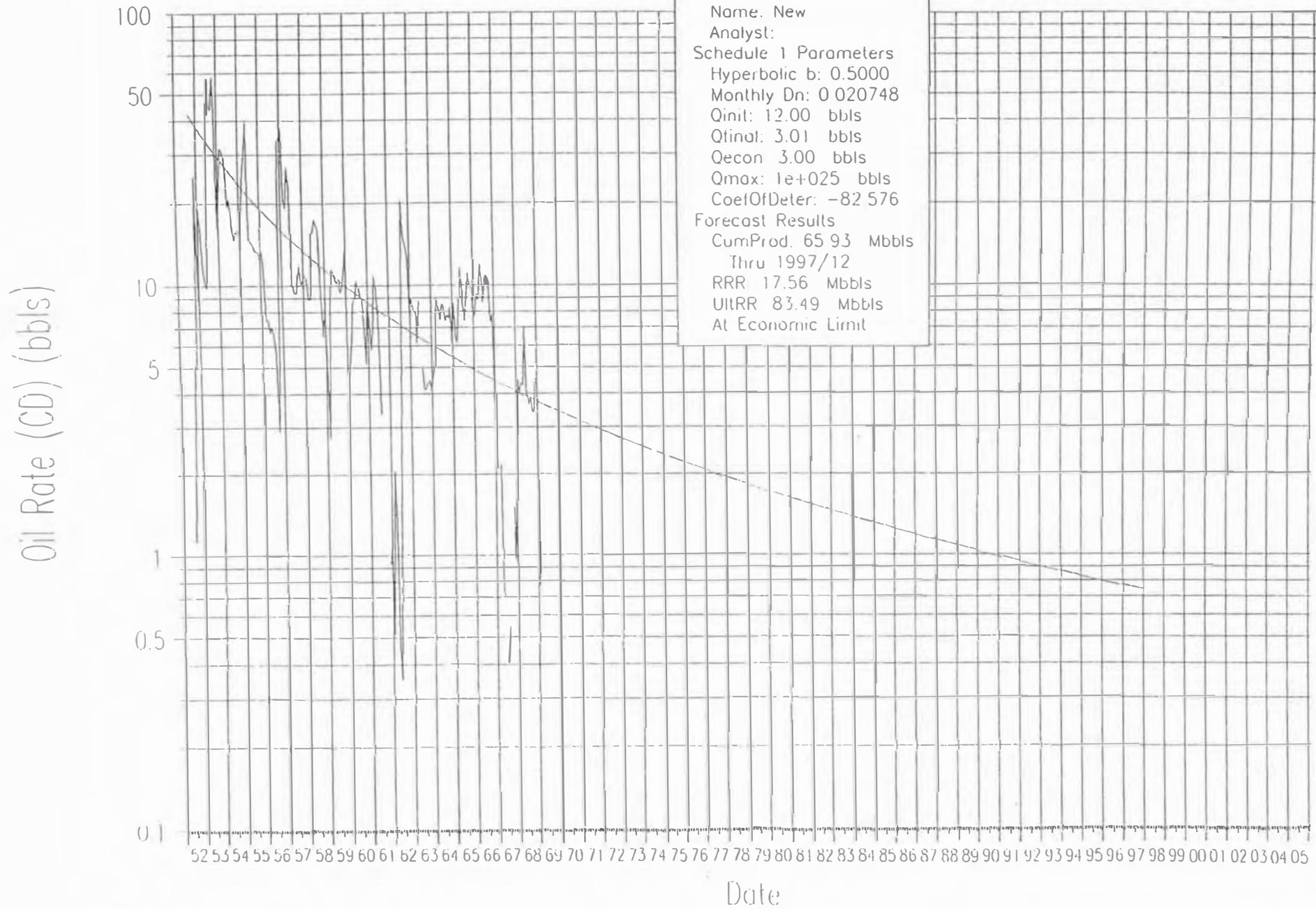


WELL: 4373

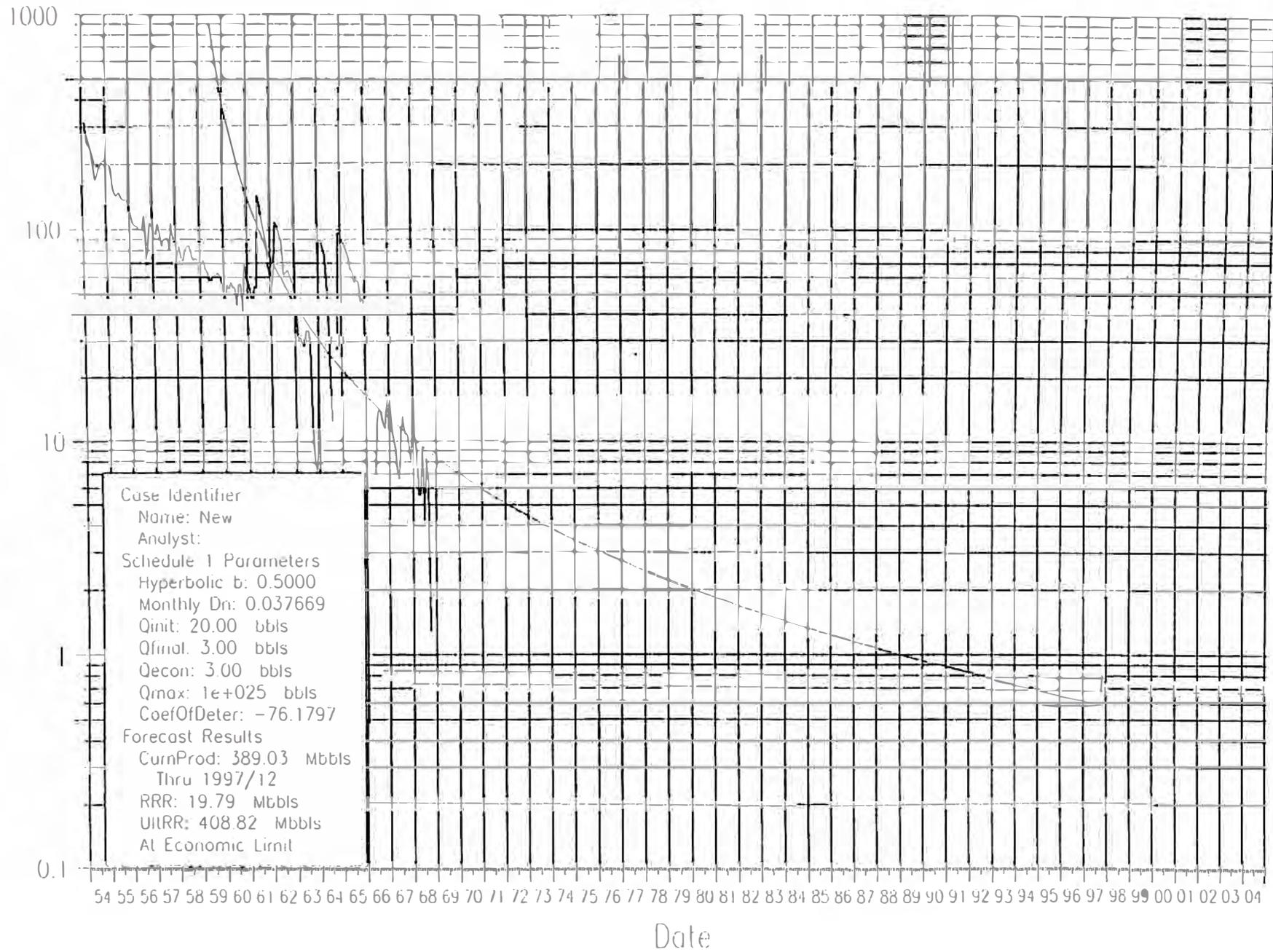
Case Identifier
Name: New
Analyst:
Schedule 1 Parameters
Hyperbolic b: 0.5000
Monthly Dn: 0.048051
Qinit: 35.00 bbls
Qfinal: 2.98 bbls
Qecon: 3.00 bbls
Qmax: 1e+025 bbls
CoefOfDeter: -78.9038
Forecast Results
CumProd: 86.93 Mbbls
Thru 1997/12
RRR: 31.37 Mbbls
UltRR: 118.29 Mbbls
At Economic Limit



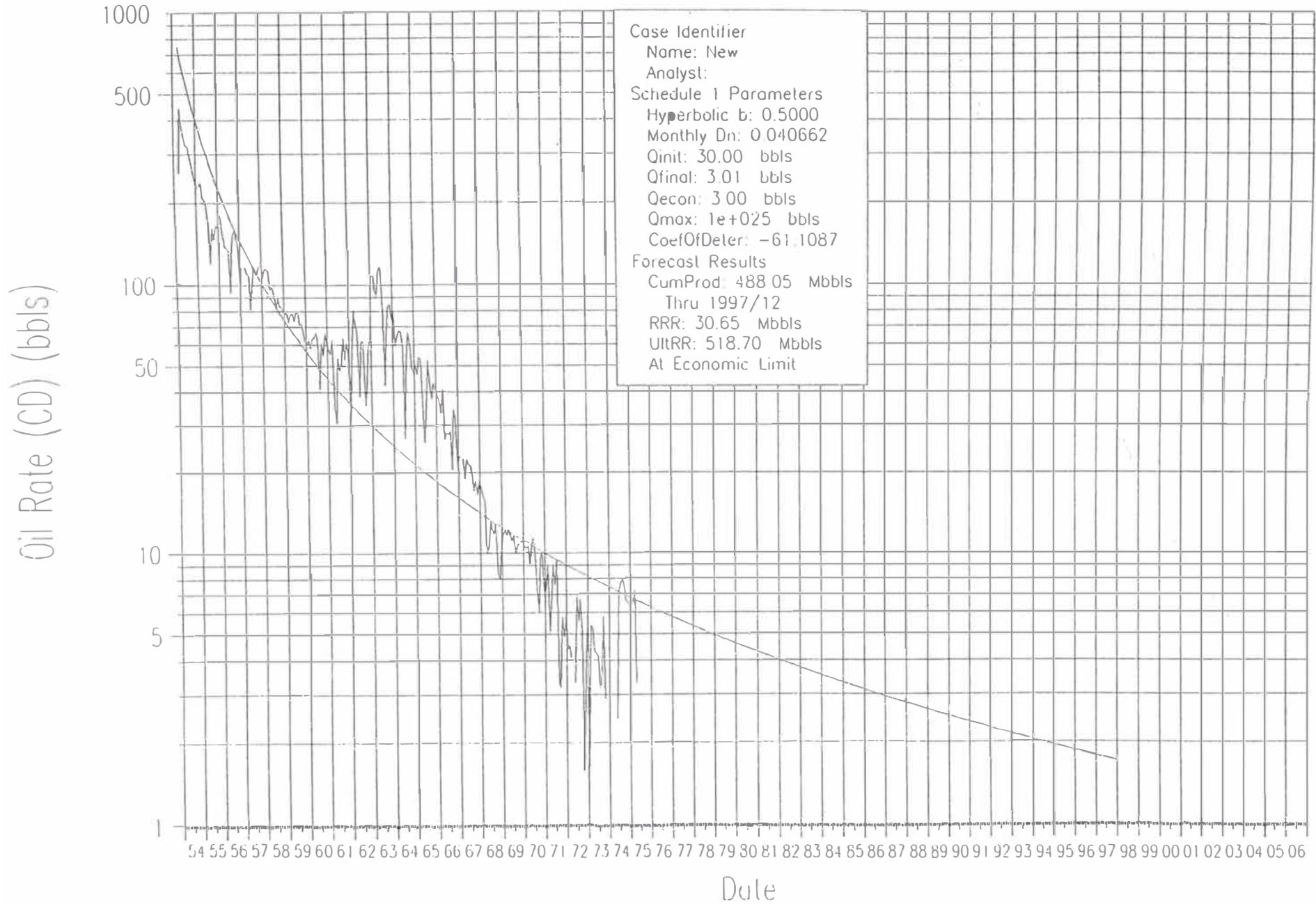
WELL: 4392



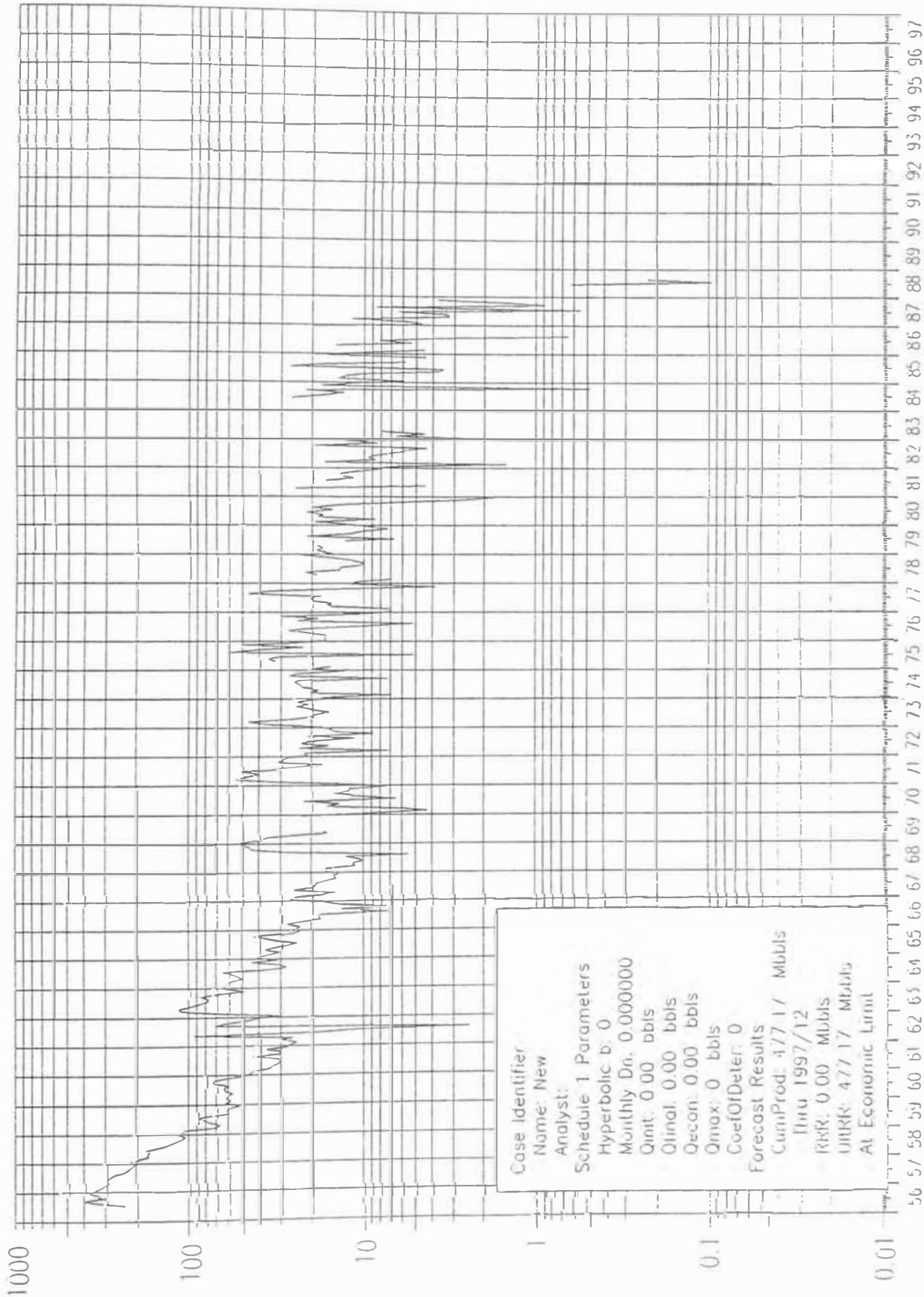
Oil Rate (CD) (bbls)



WELL: 4569



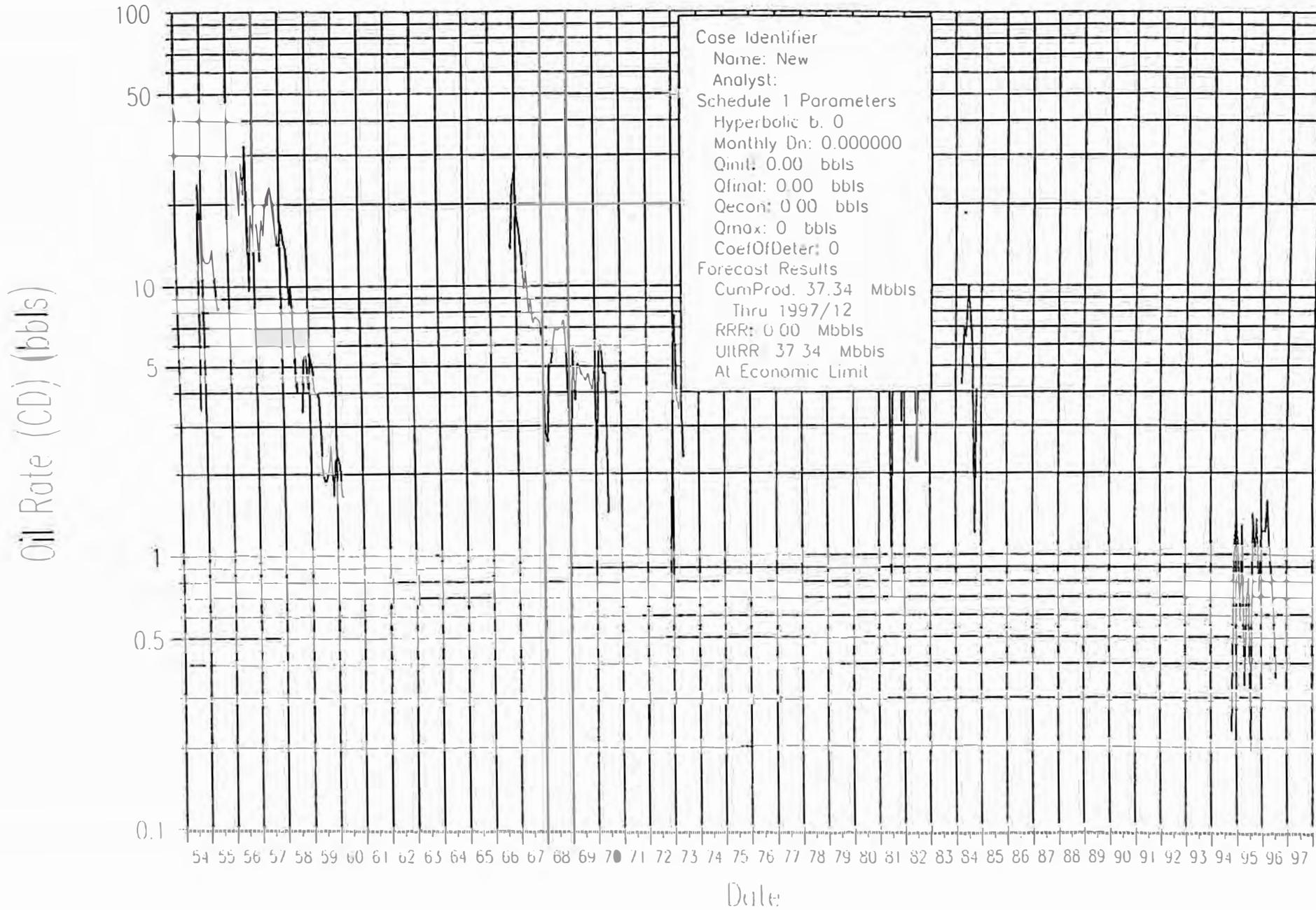
WELL: 4601



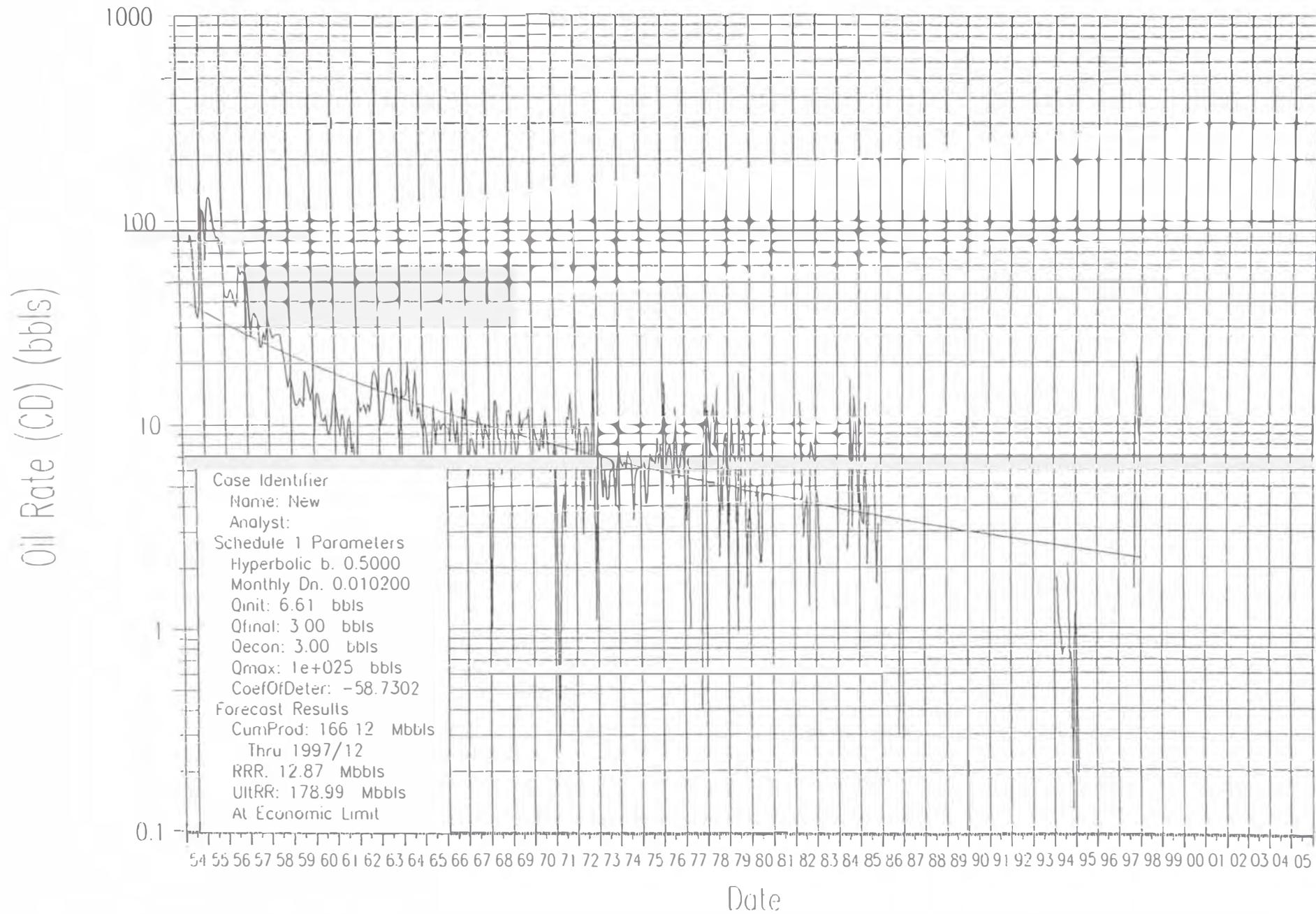
Case Identifier
 Name: New
 Analyst:
 Schedule 1 Parameters
 Hyperbolic b: 0
 Monthly Dr. 0.000000
 Qinit: 0.00 bbls
 Qfinal: 0.00 bbls
 Qecon: 0.00 bbls
 Qmax: 0 bbls
 CoefOfDeter: 0
 Forecast Results
 CumProd: 477.17 MBbls
 Thru 1997/12
 RRR: 0.00 MBbls
 URRR: 477.17 MBbls
 At Economic Limit

Date

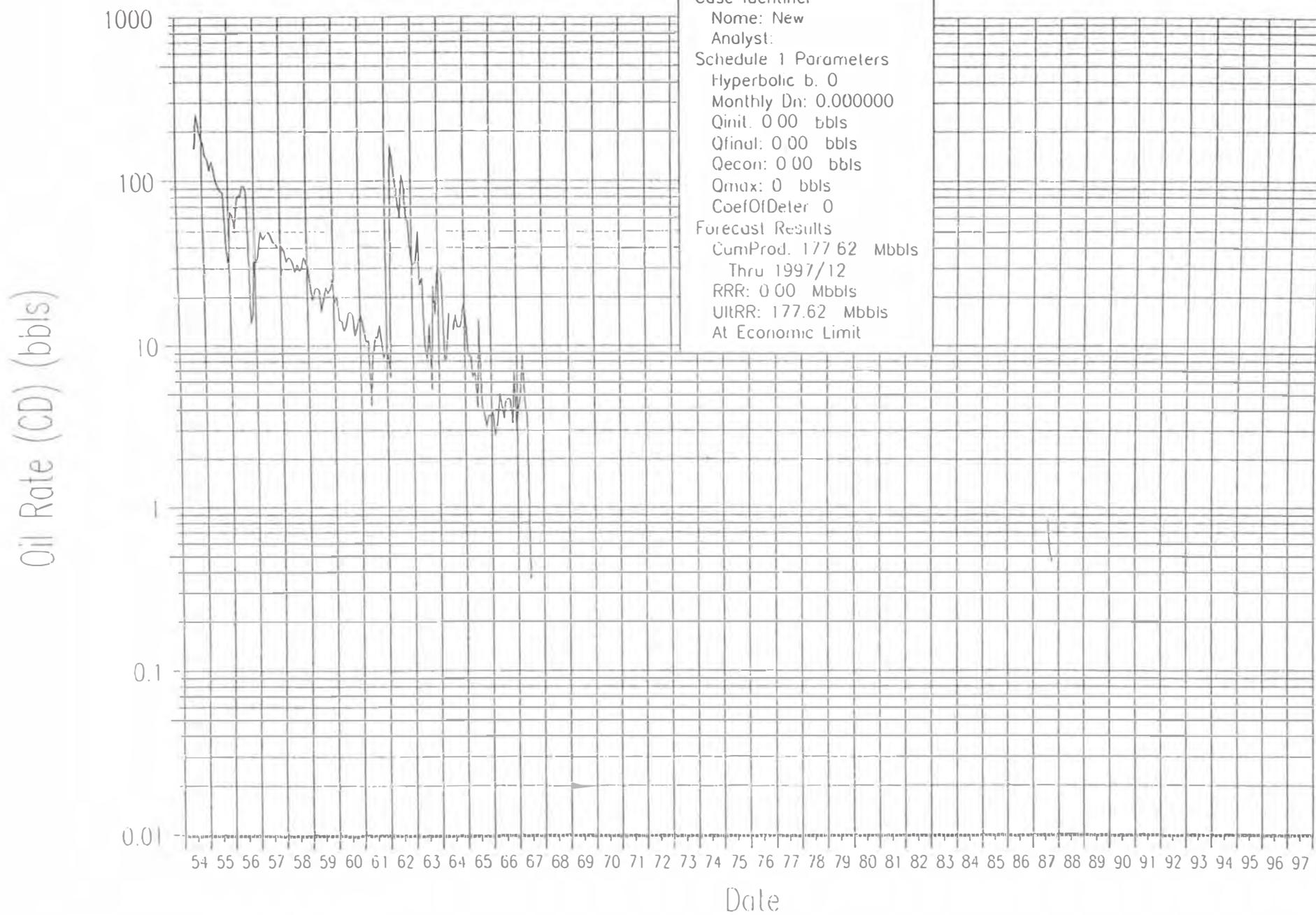
WELL: 4610



WELL: 4612

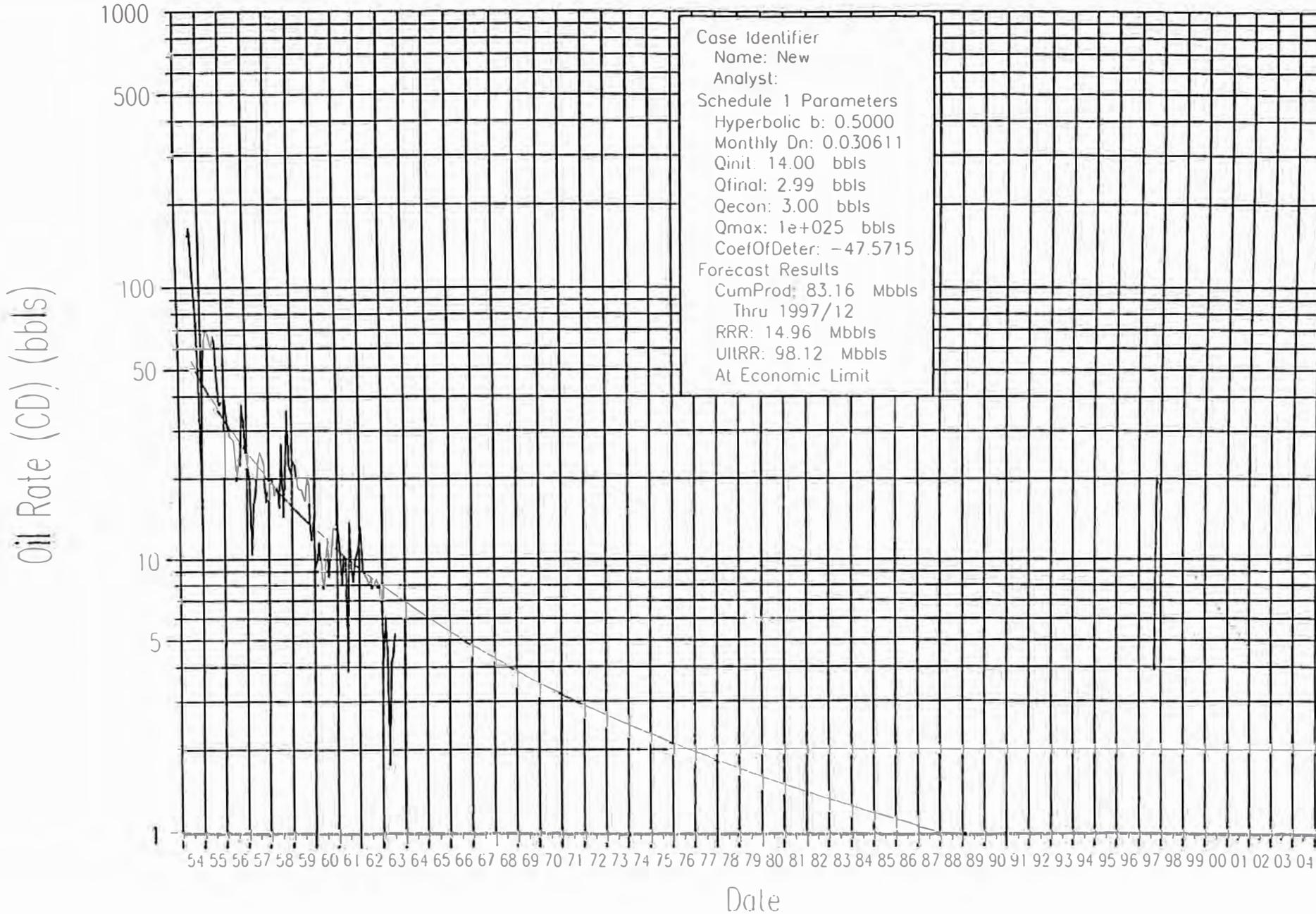


WELL: 4613

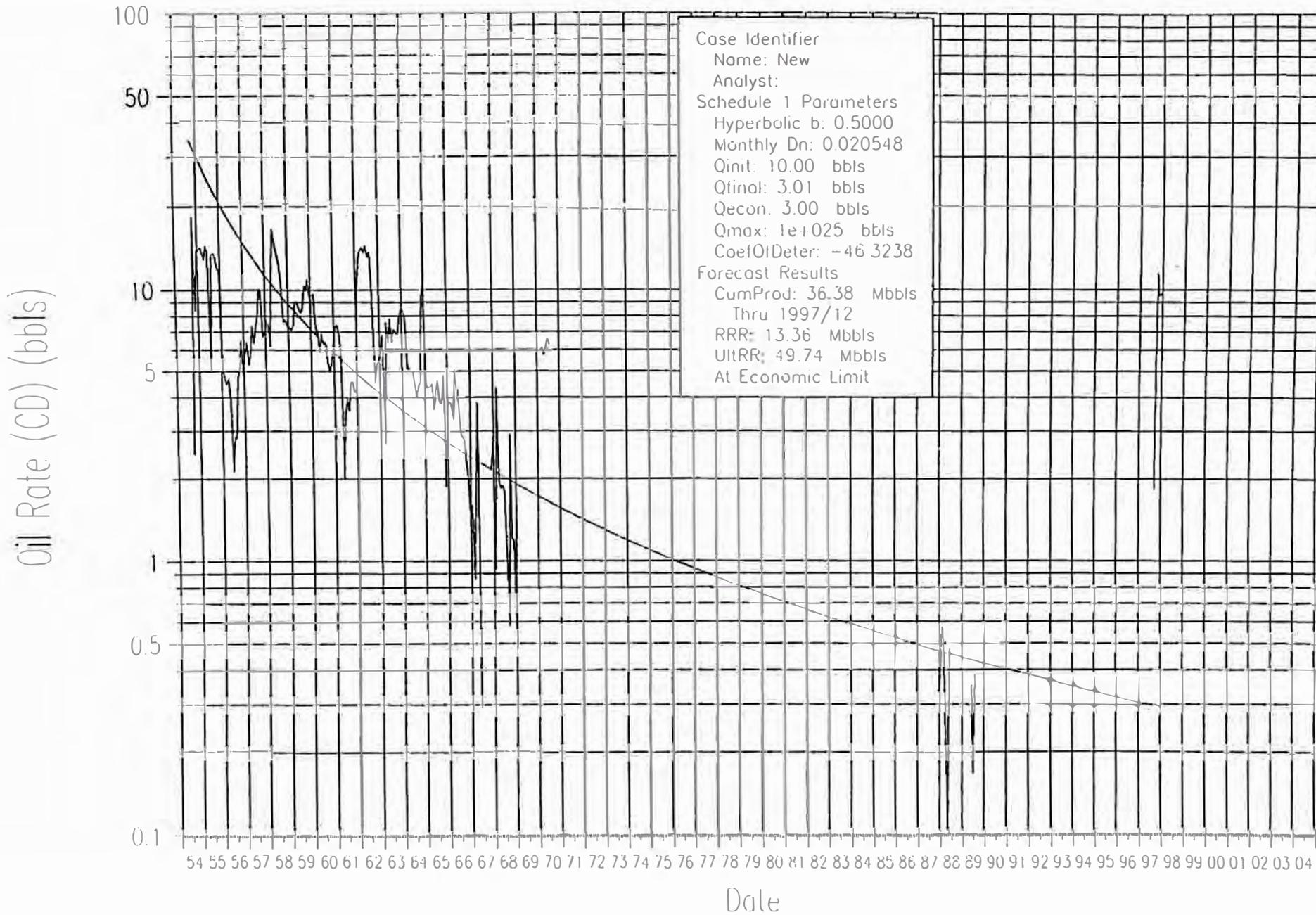


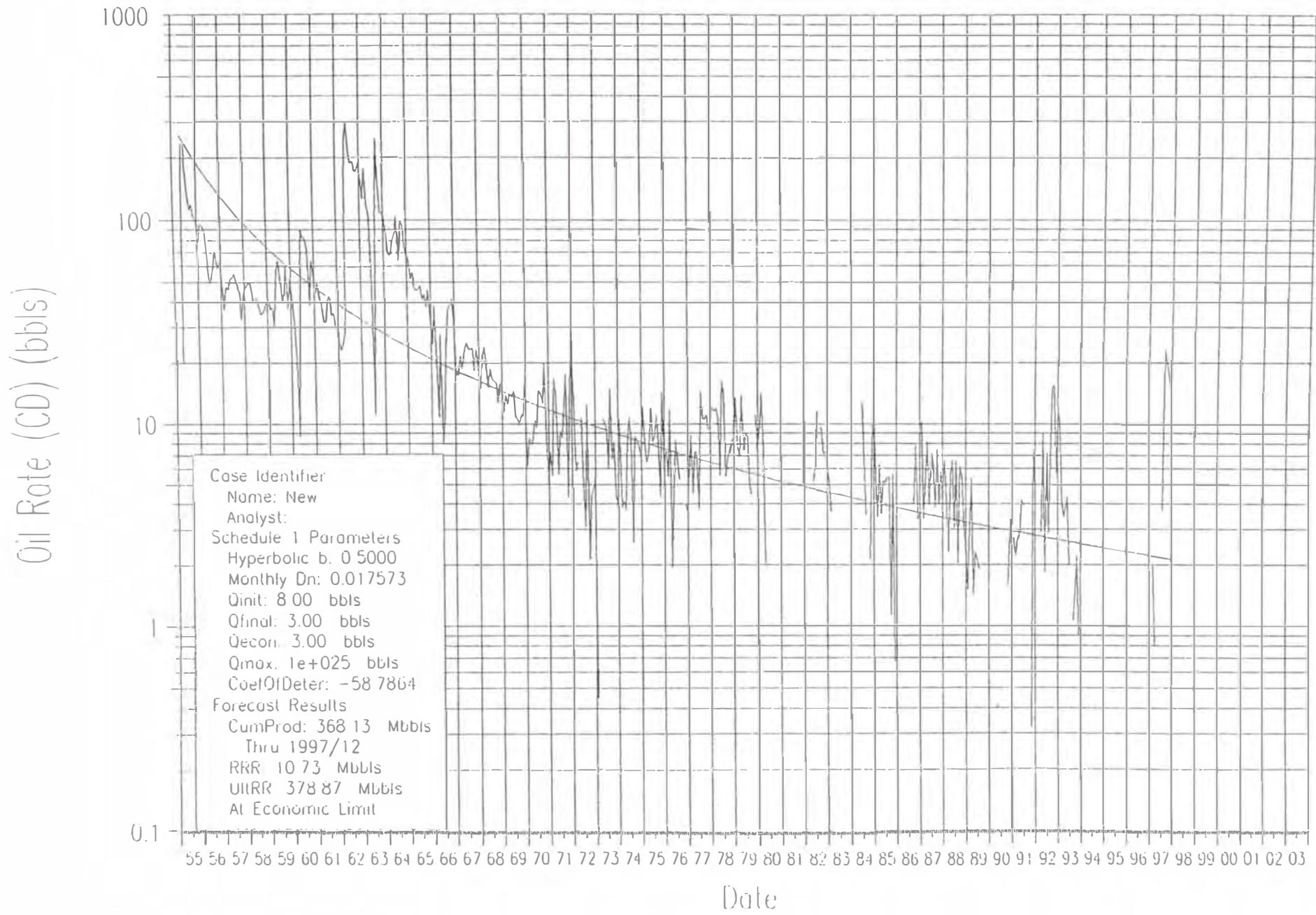
Case Identifier
Name: New
Analyst:
Schedule 1 Parameters
Hyperbolic b. 0
Monthly Dn: 0.000000
Qinit: 0.00 bbls
Qfinal: 0.00 bbls
Qecon: 0.00 bbls
Qmax: 0 bbls
CoefOfDeter 0
Forecast Results
CumProd: 177.62 Mbbbls
Thru 1997/12
RRR: 0.00 Mbbbls
UltRR: 177.62 Mbbbls
At Economic Limit

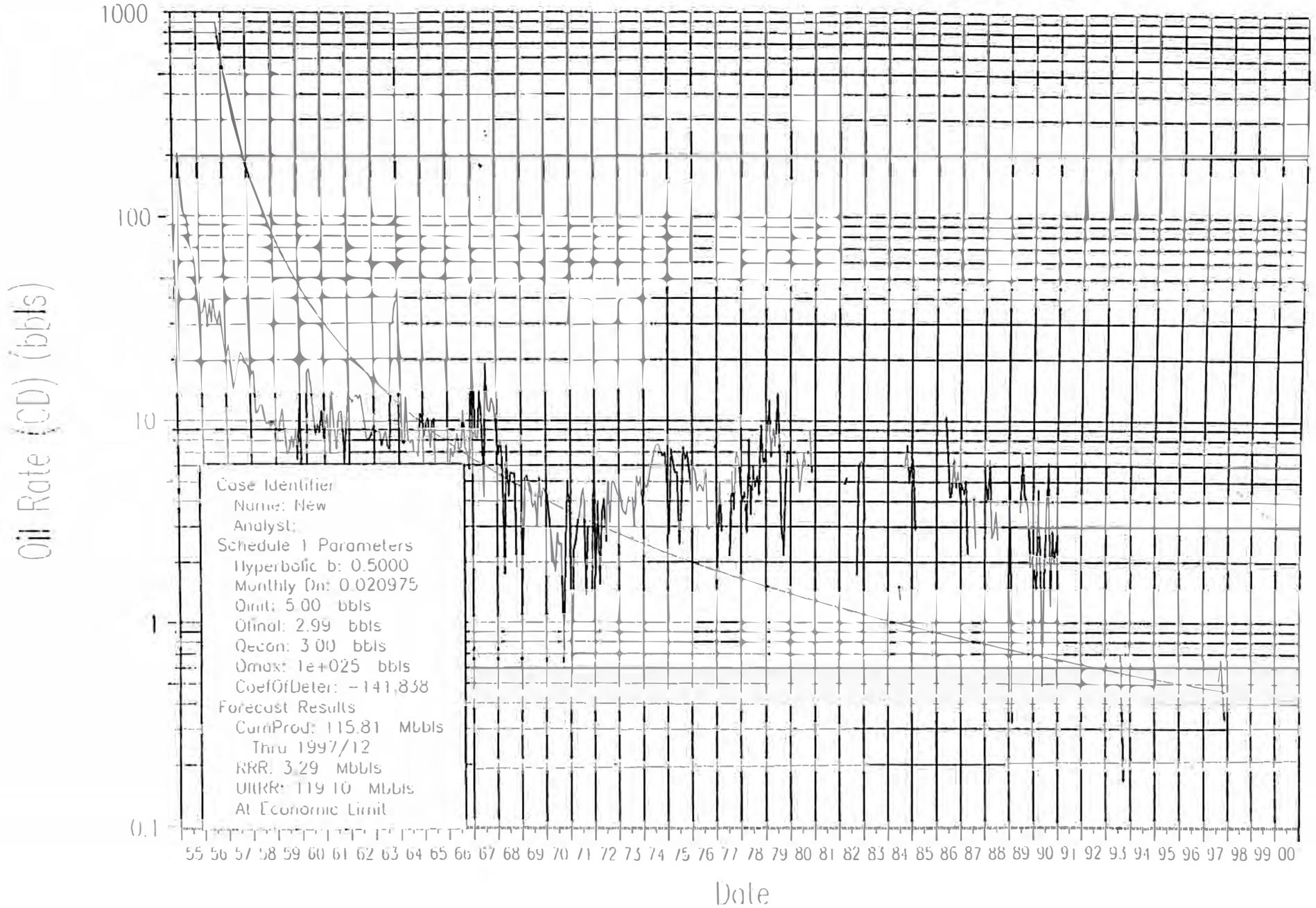
WELL: 4614



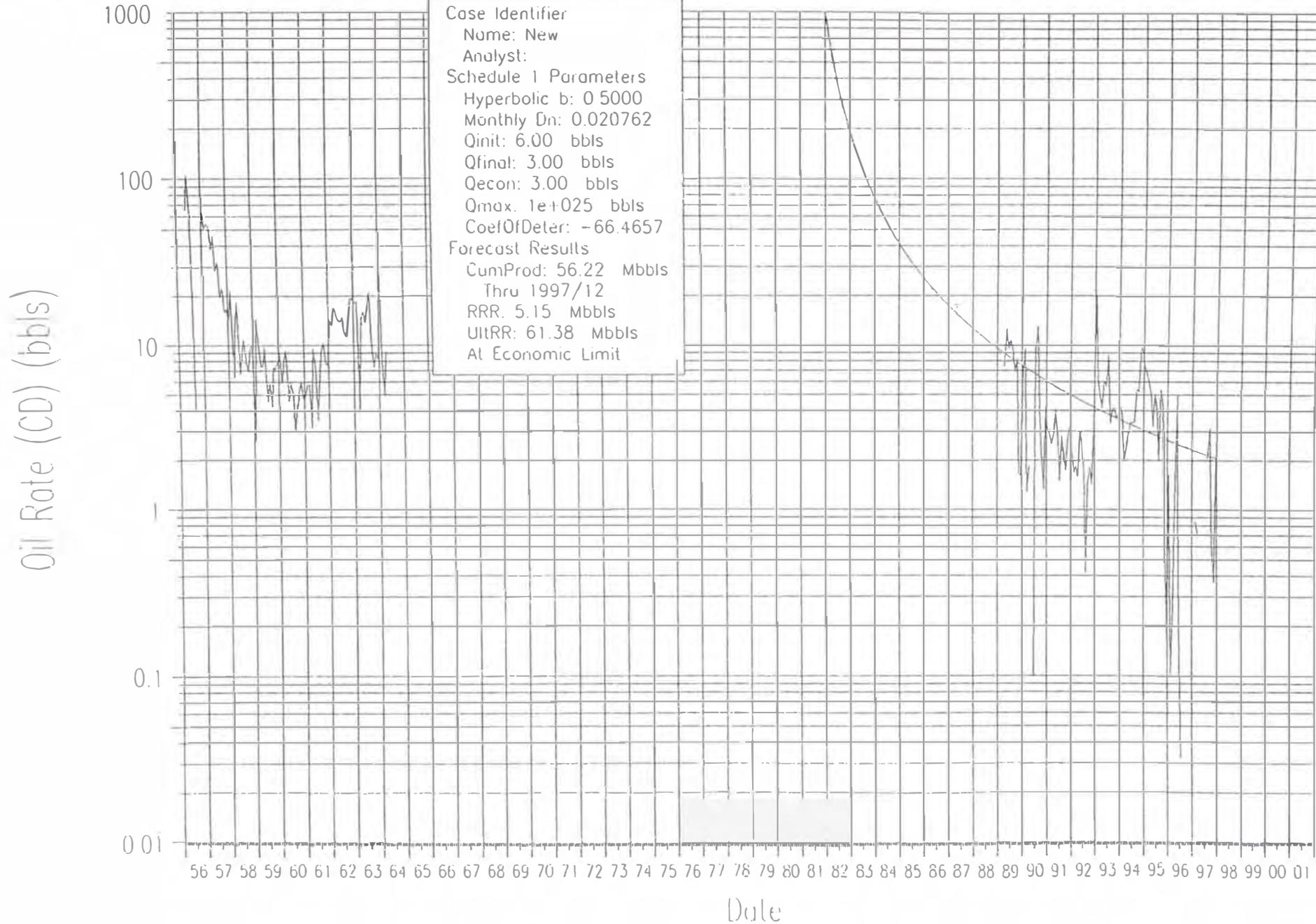
WELL: 4616



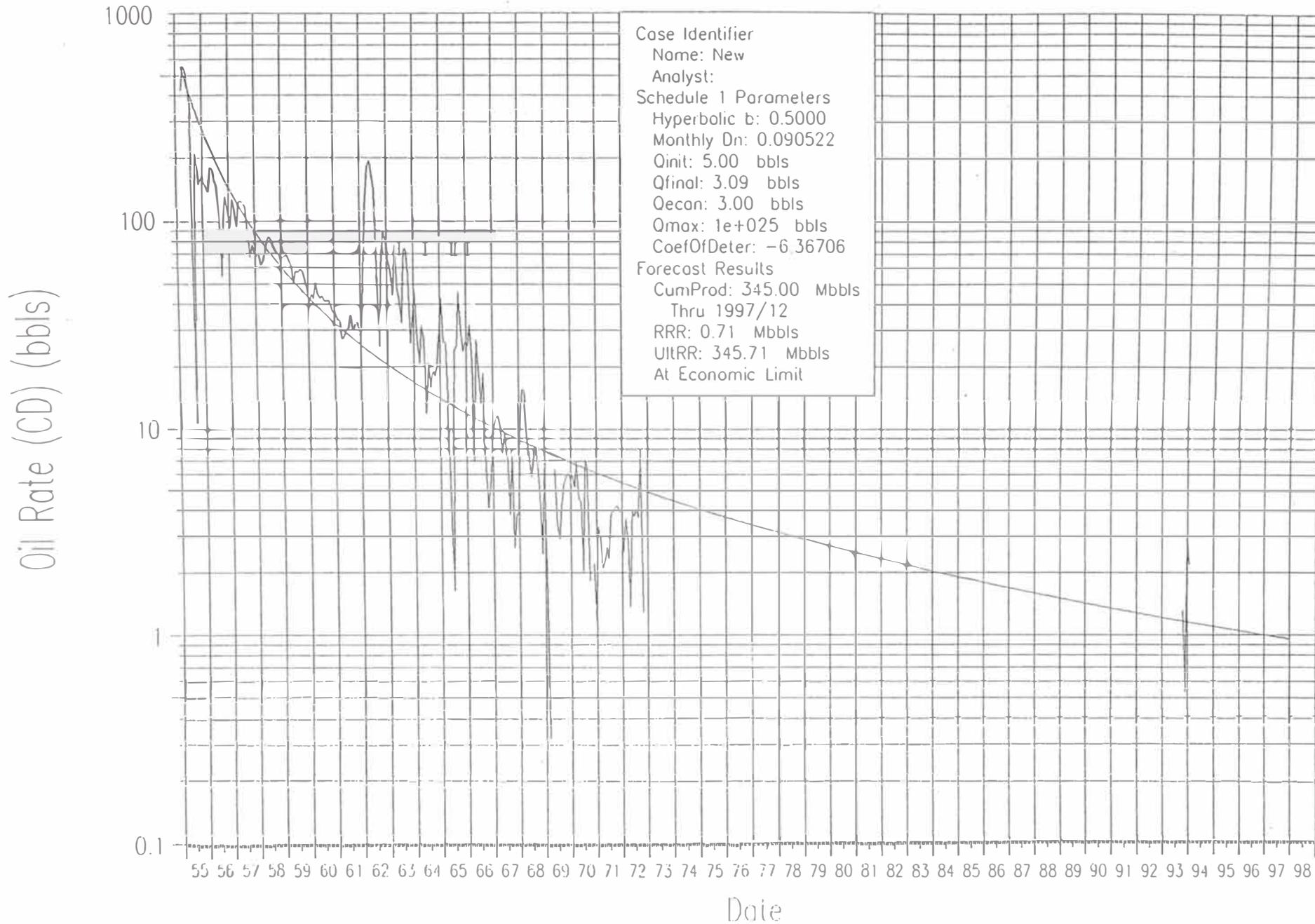


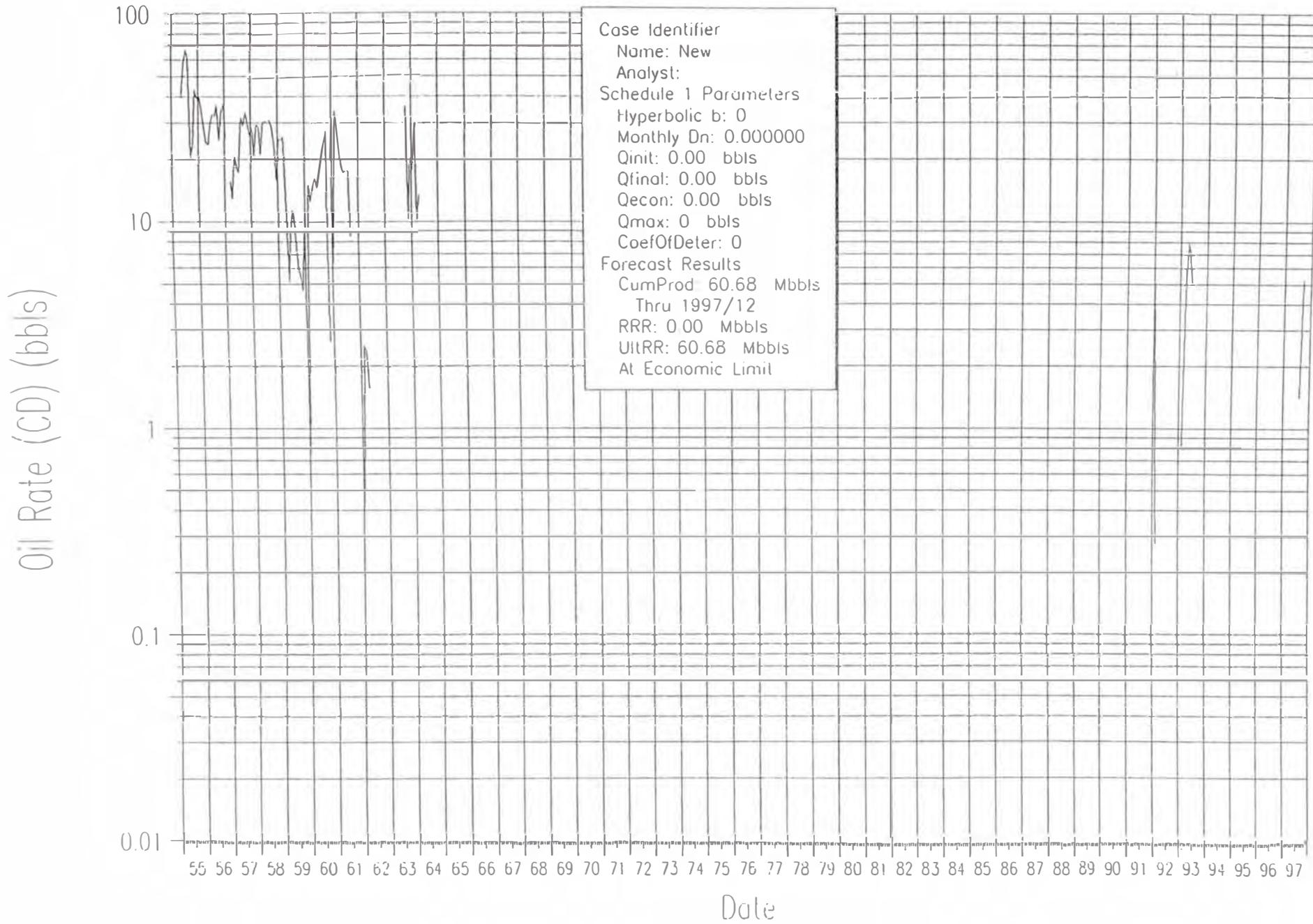


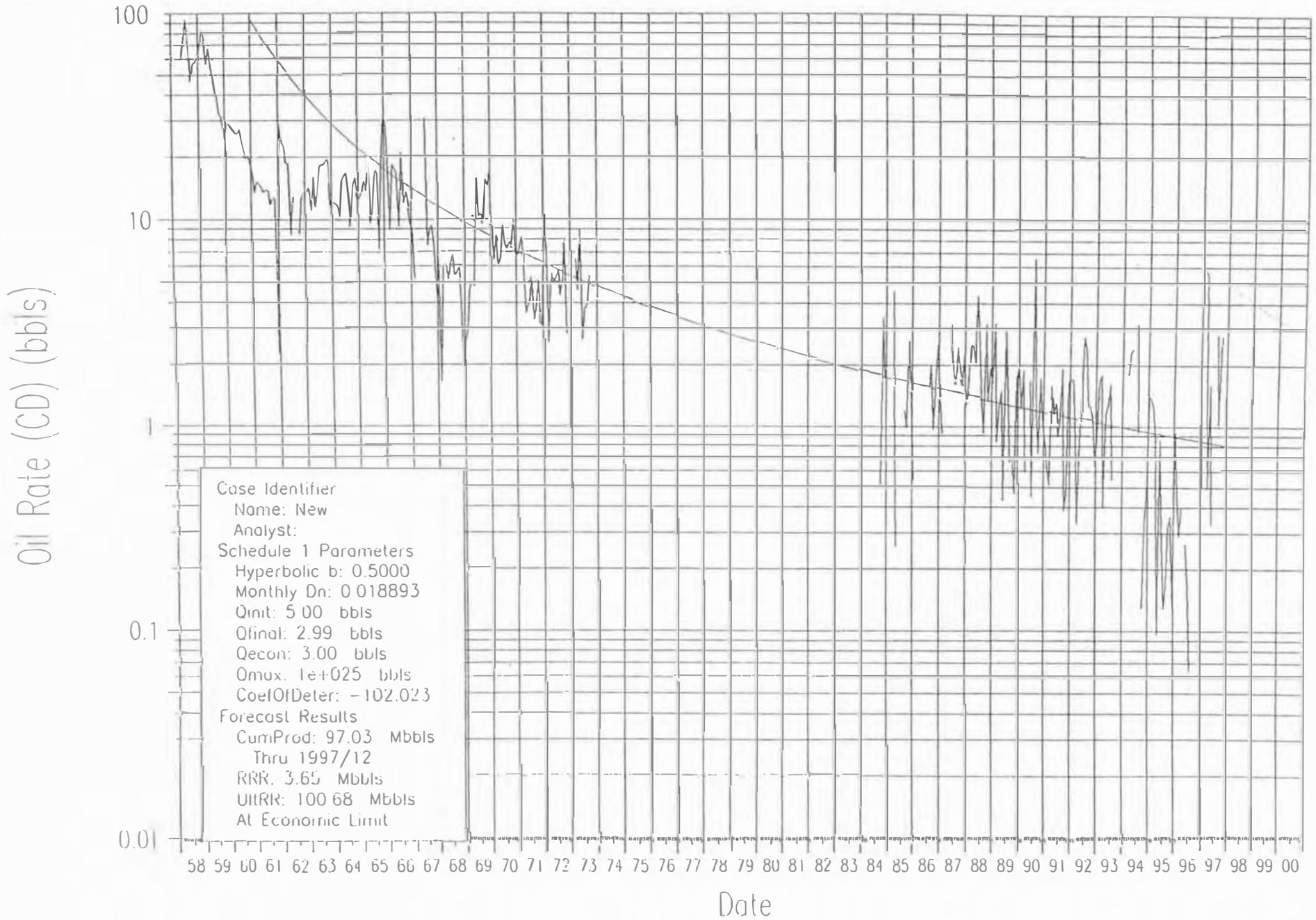
WELL: 4703



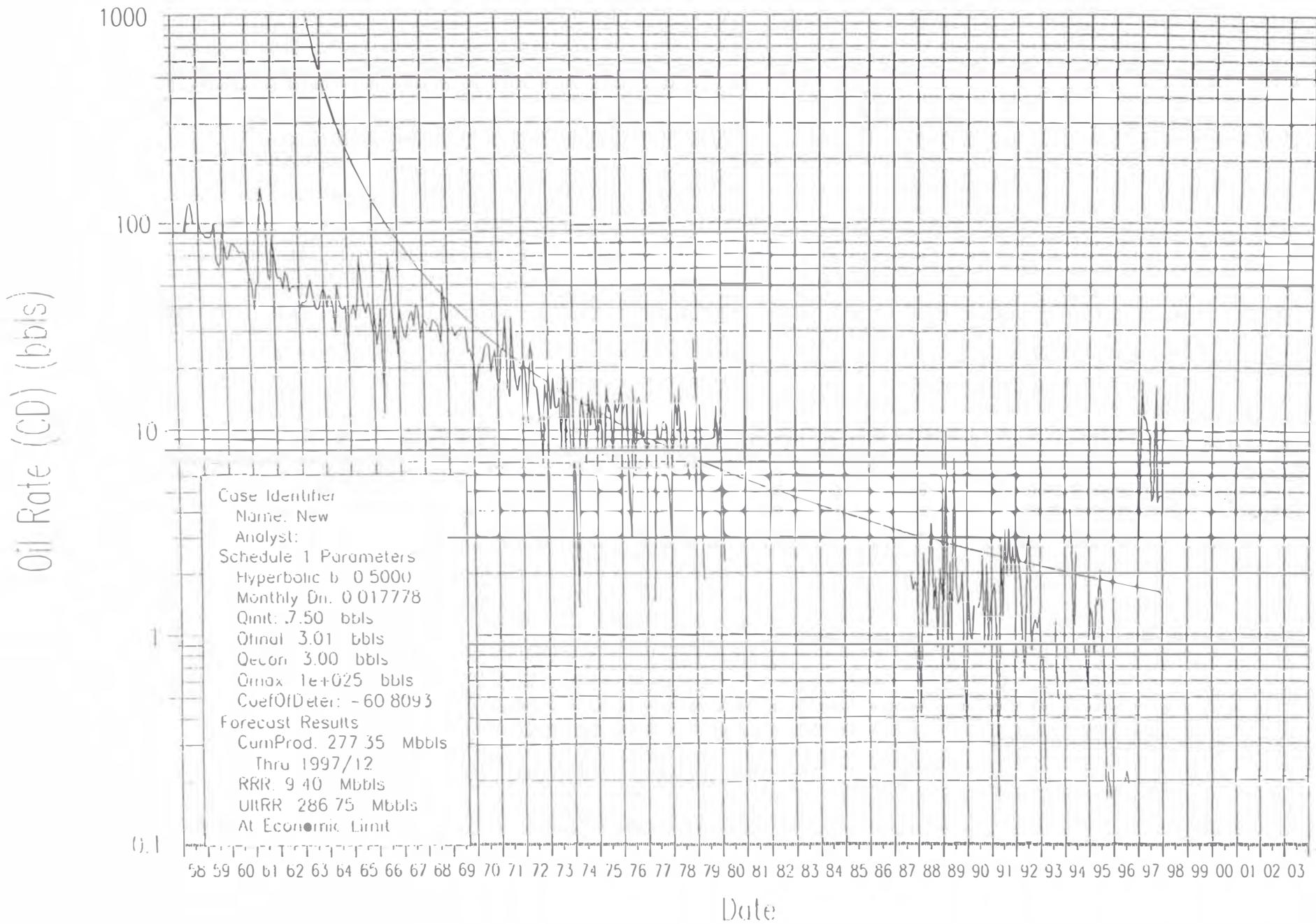
WELL: 4707

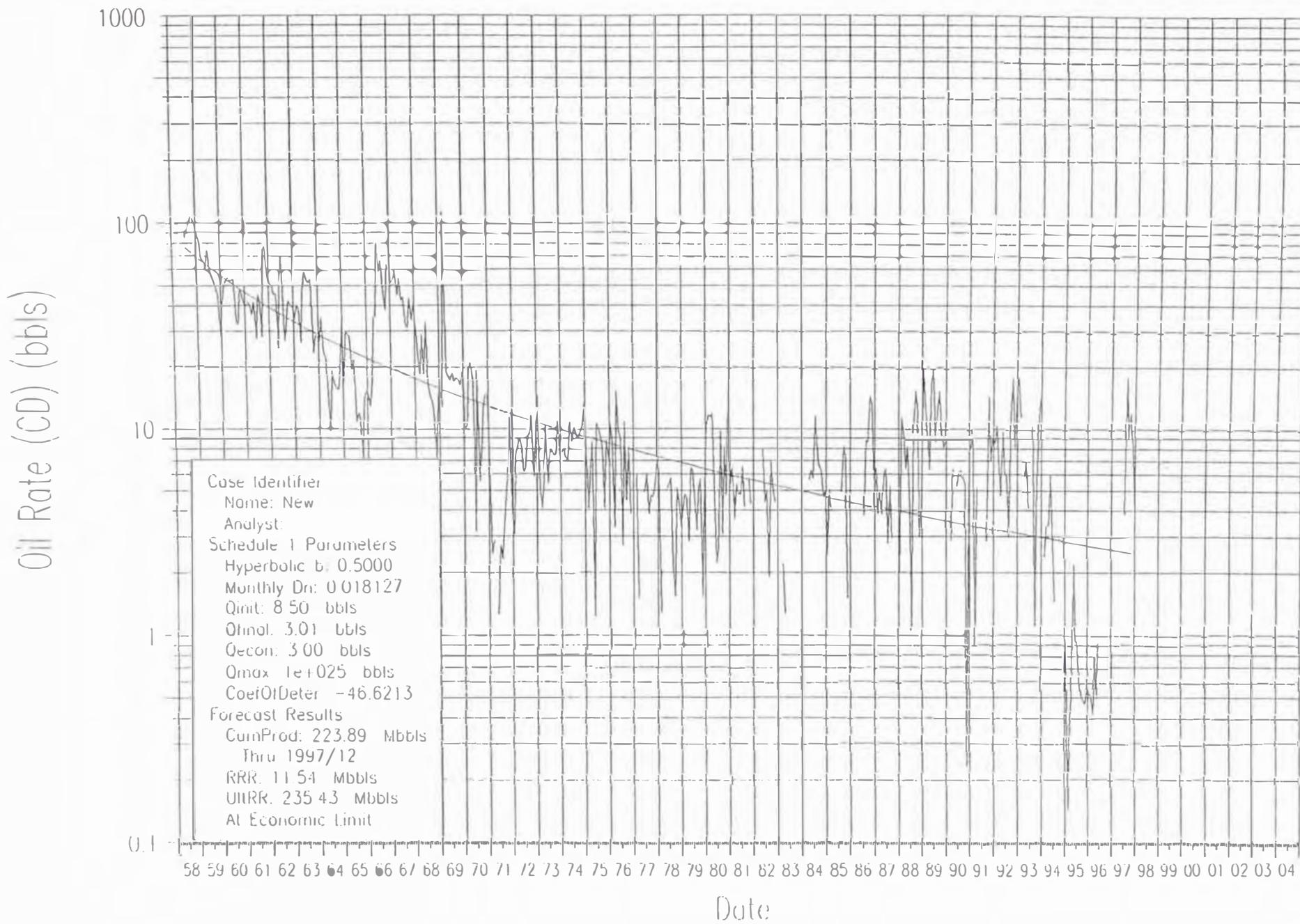




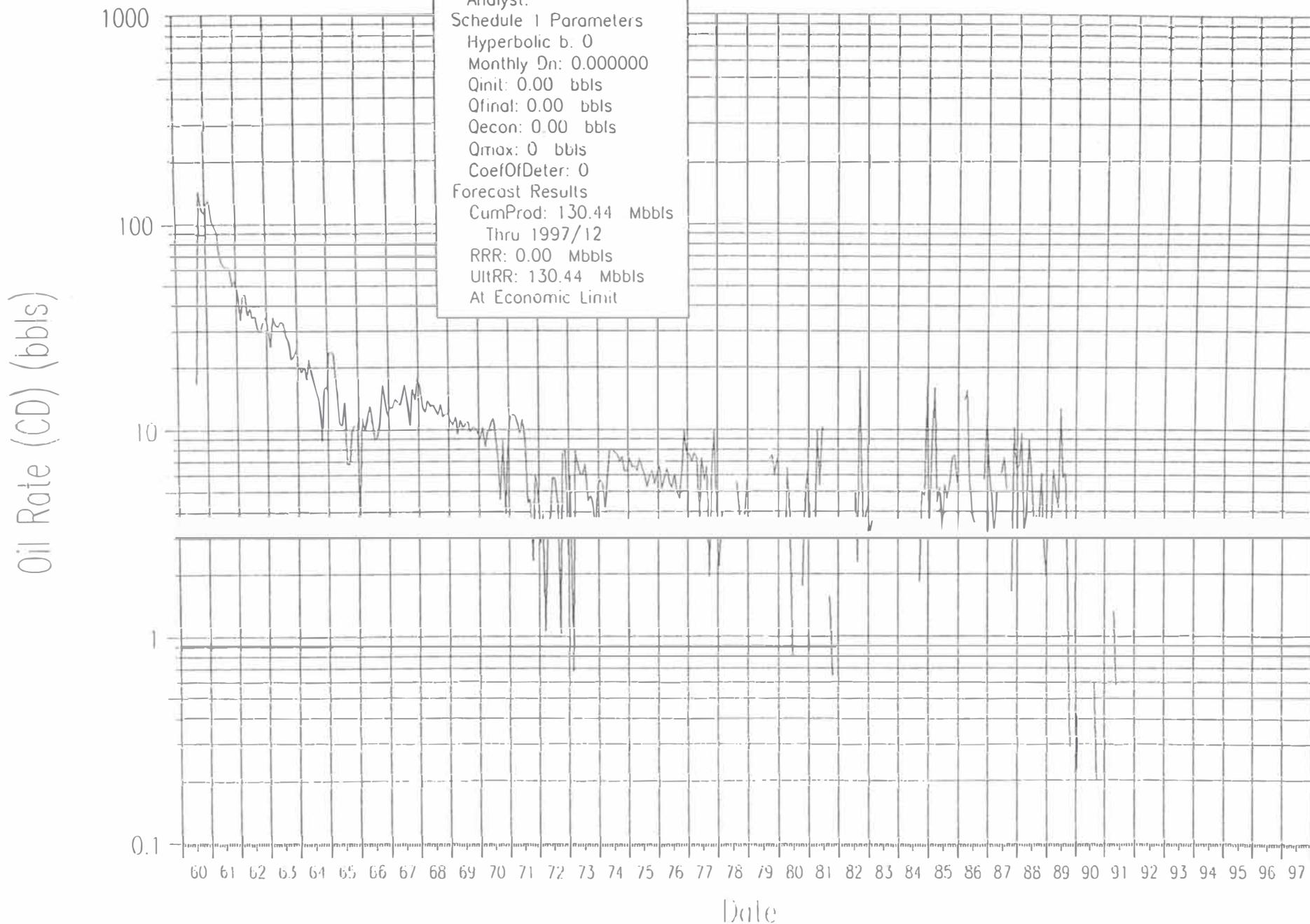


WELL: 4926



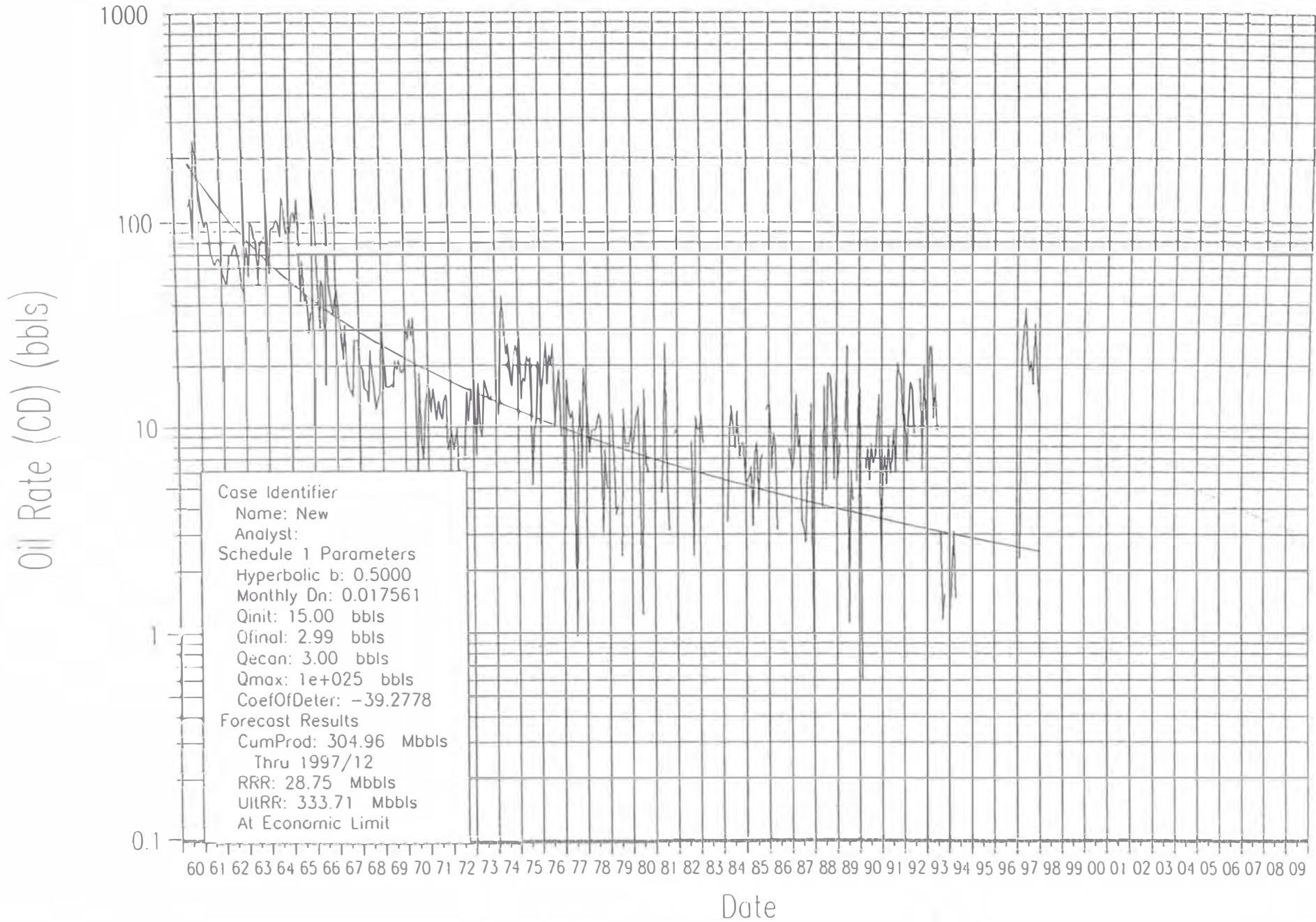


WELL: 5007

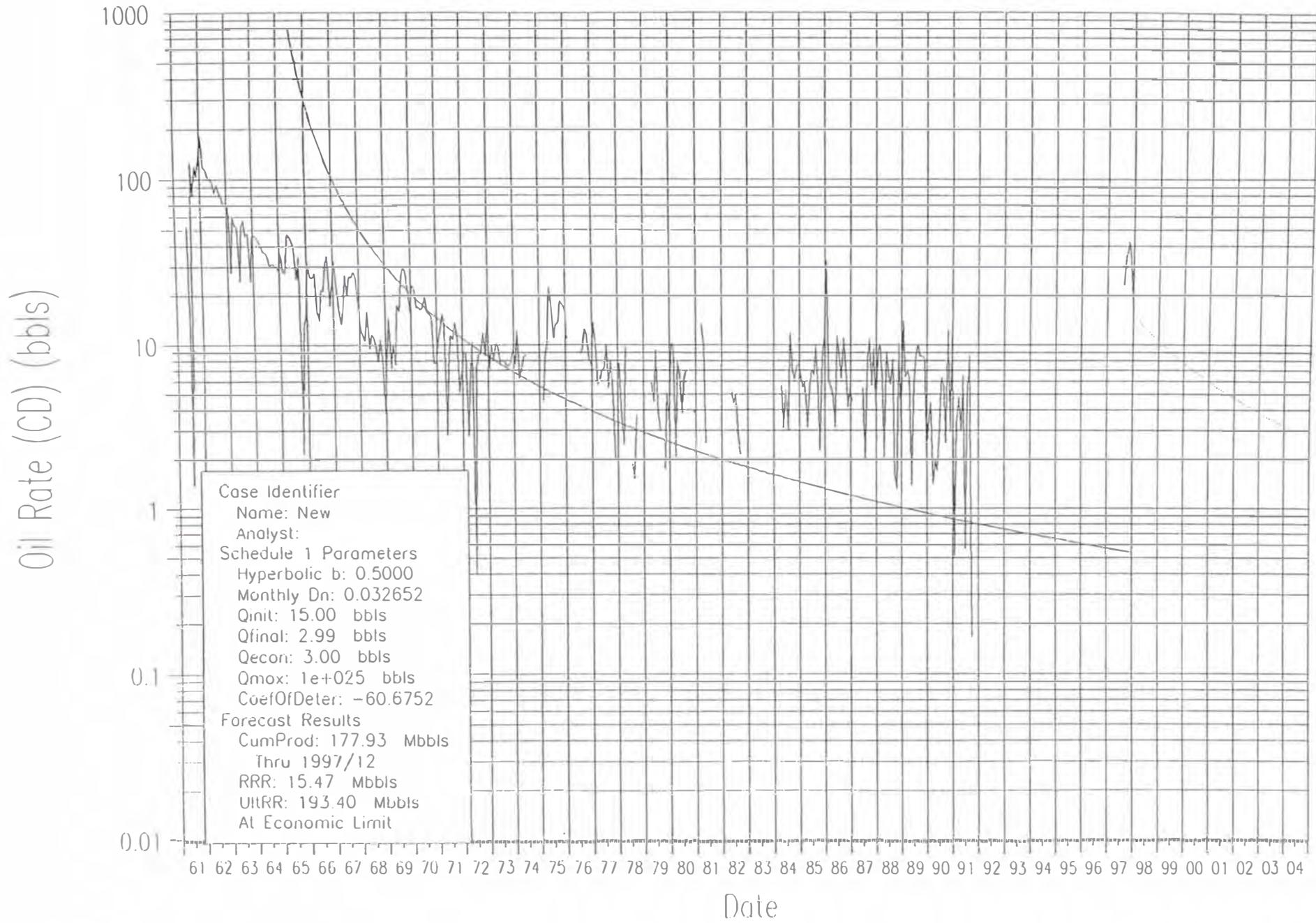


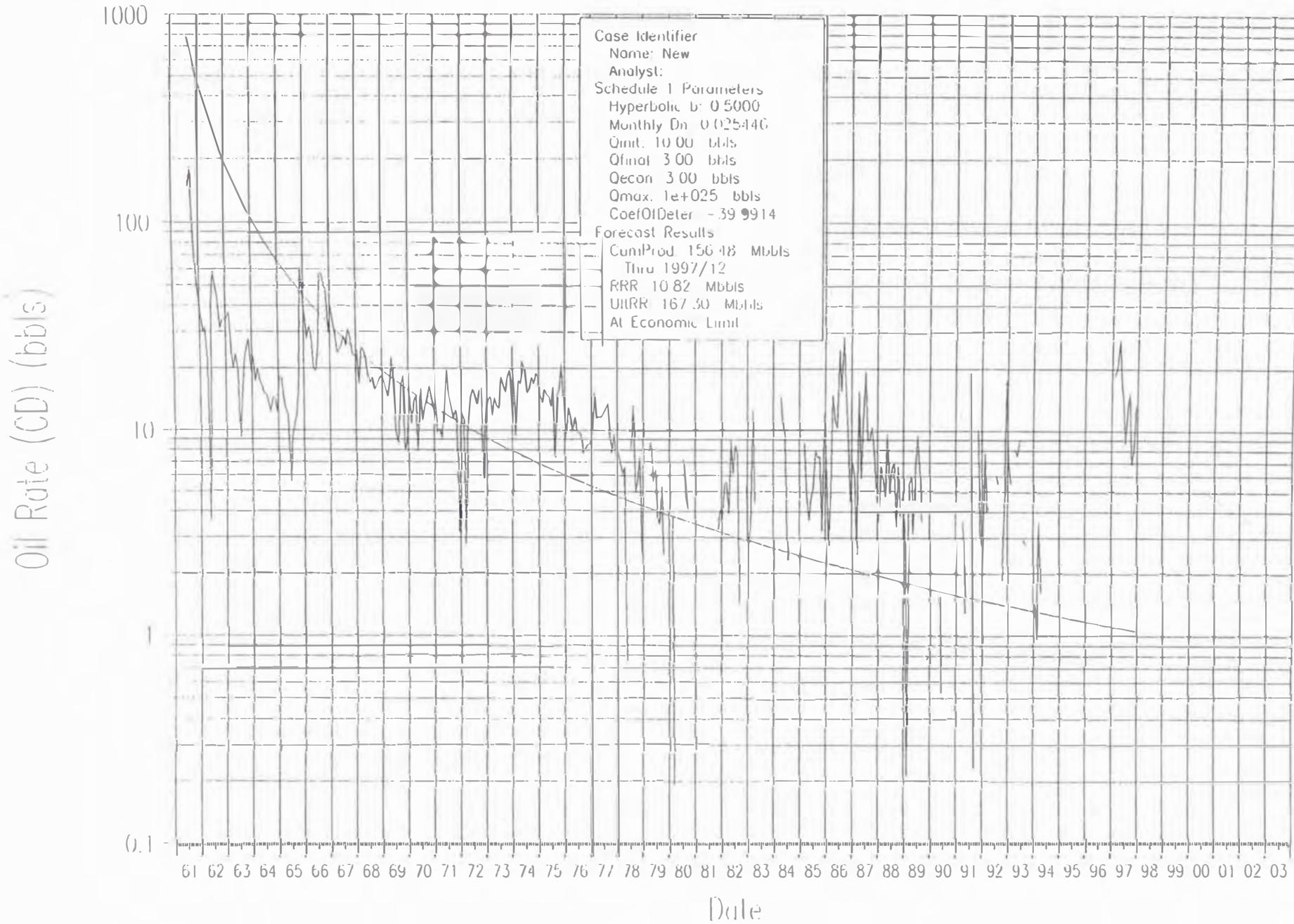
Case Identifier
Name: New
Analyst:
Schedule 1 Parameters
Hyperbolic b: 0
Monthly Q_n : 0.000000
 Q_{init} : 0.00 bbls
 Q_{final} : 0.00 bbls
 Q_{econ} : 0.00 bbls
 Q_{max} : 0 bbls
CoefOfDeter: 0
Forecast Results
CumProd: 130.44 Mbbbls
Thru 1997/12
RRR: 0.00 Mbbbls
UltRR: 130.44 Mbbbls
At Economic Limit

WELL: 5008

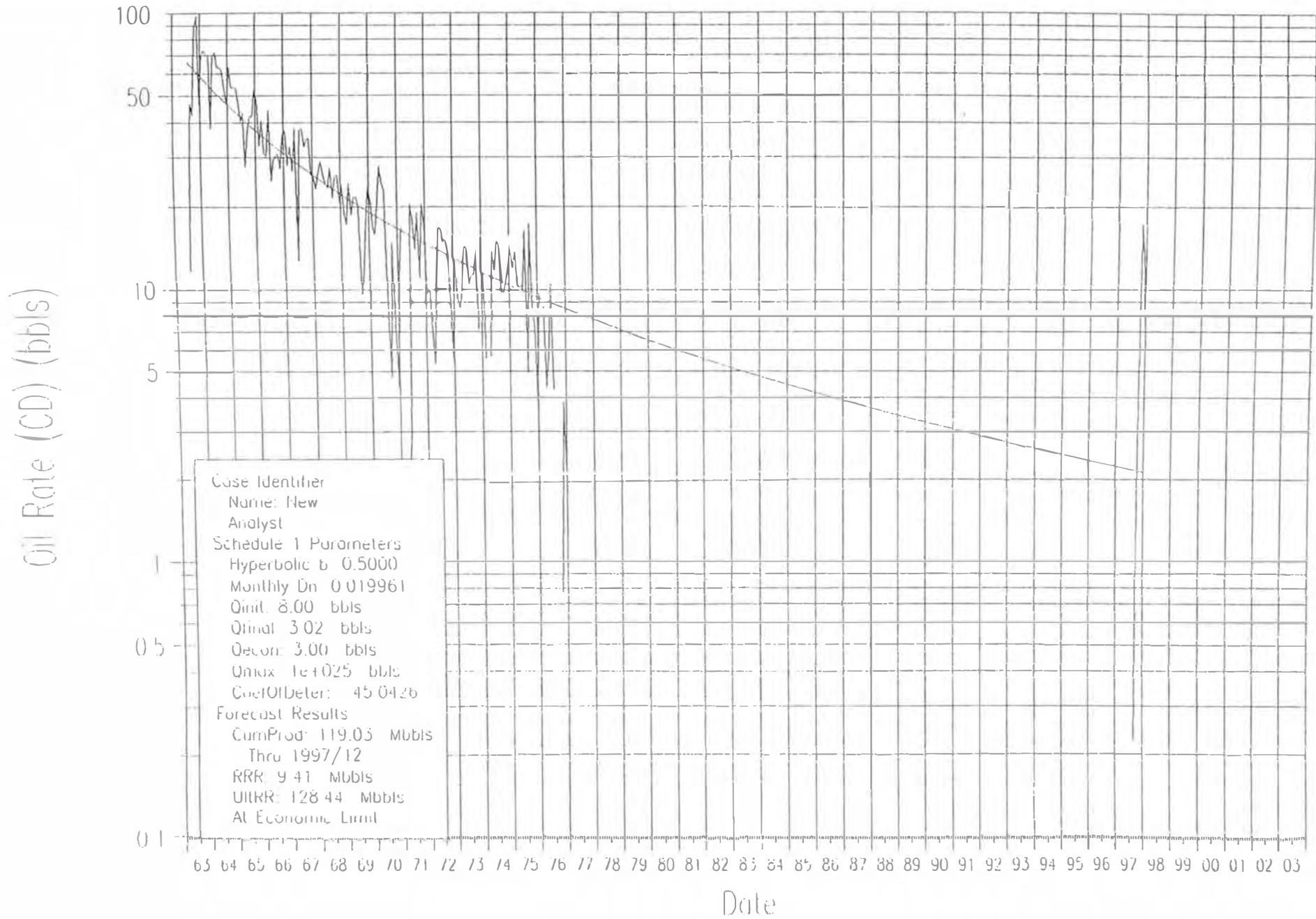


WELL: 5037

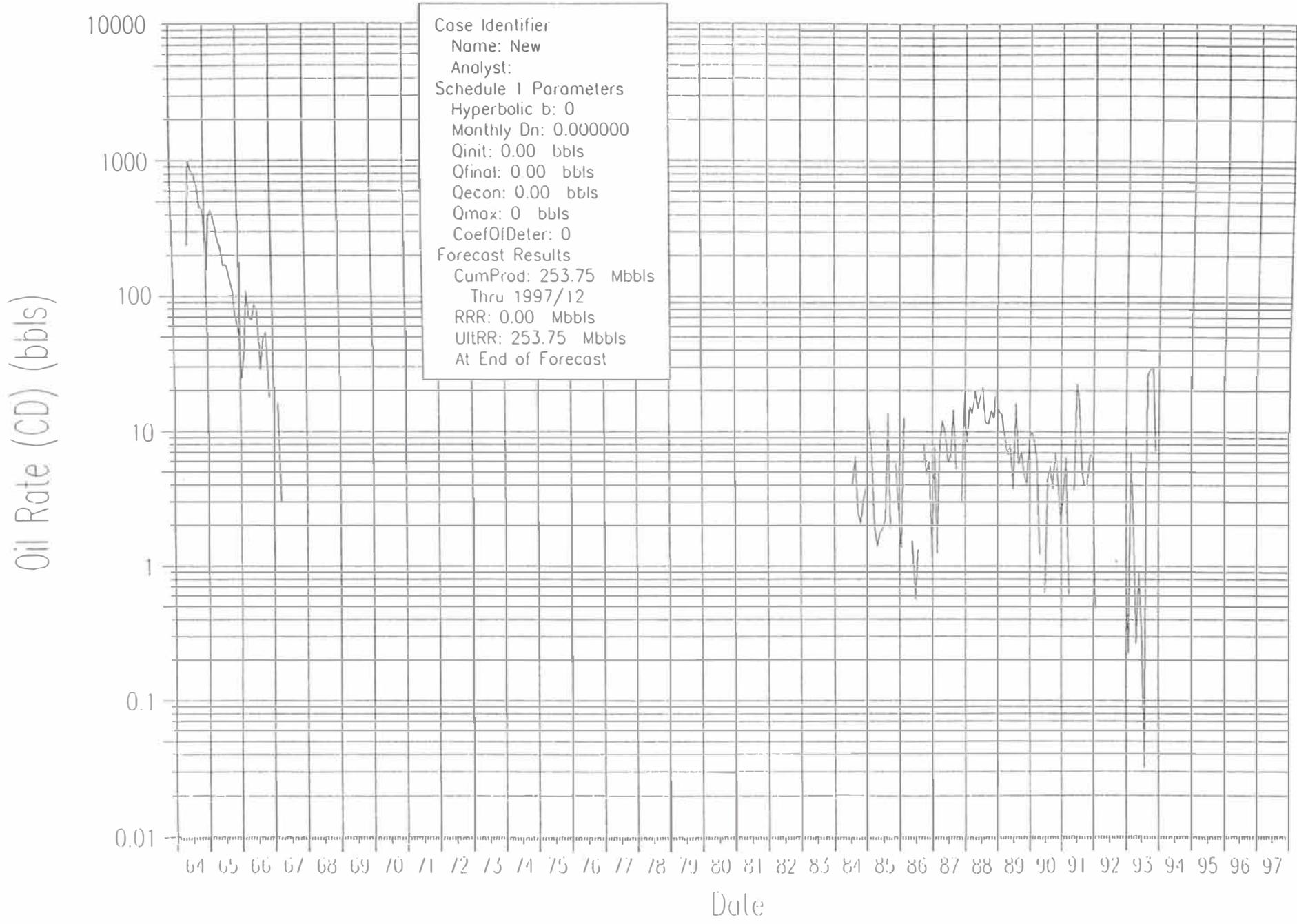




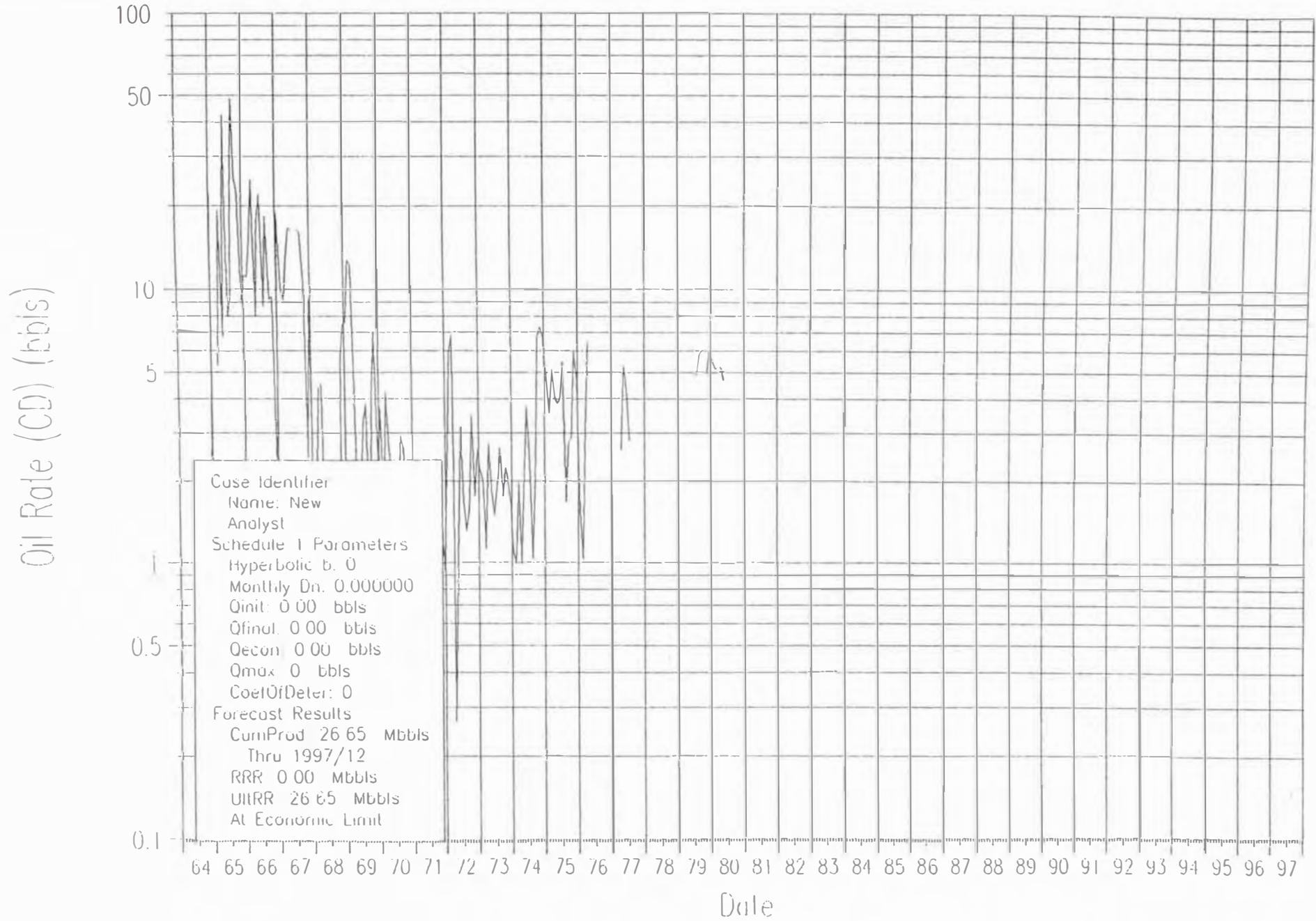
WELL: 5189



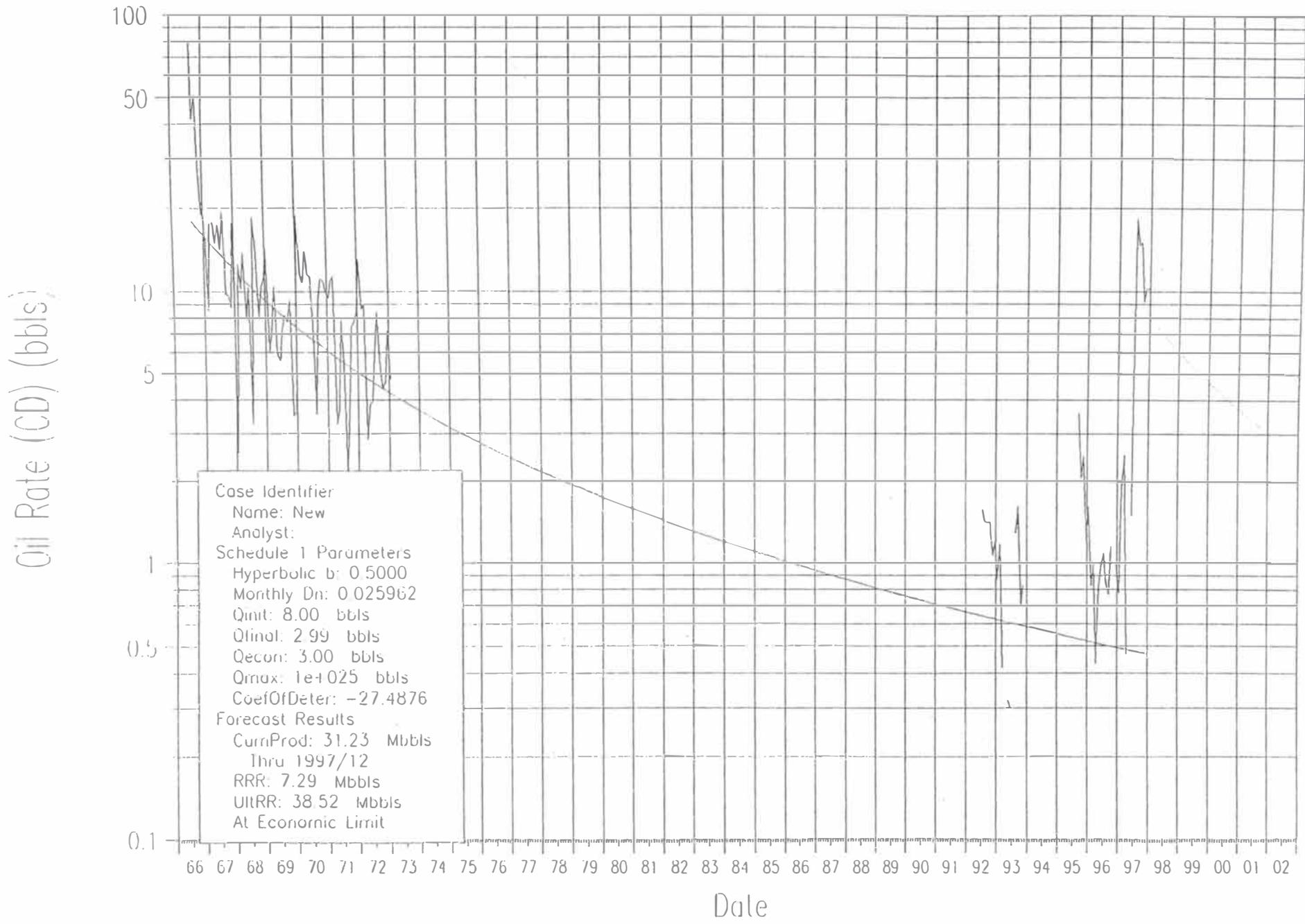
WELL: 5232



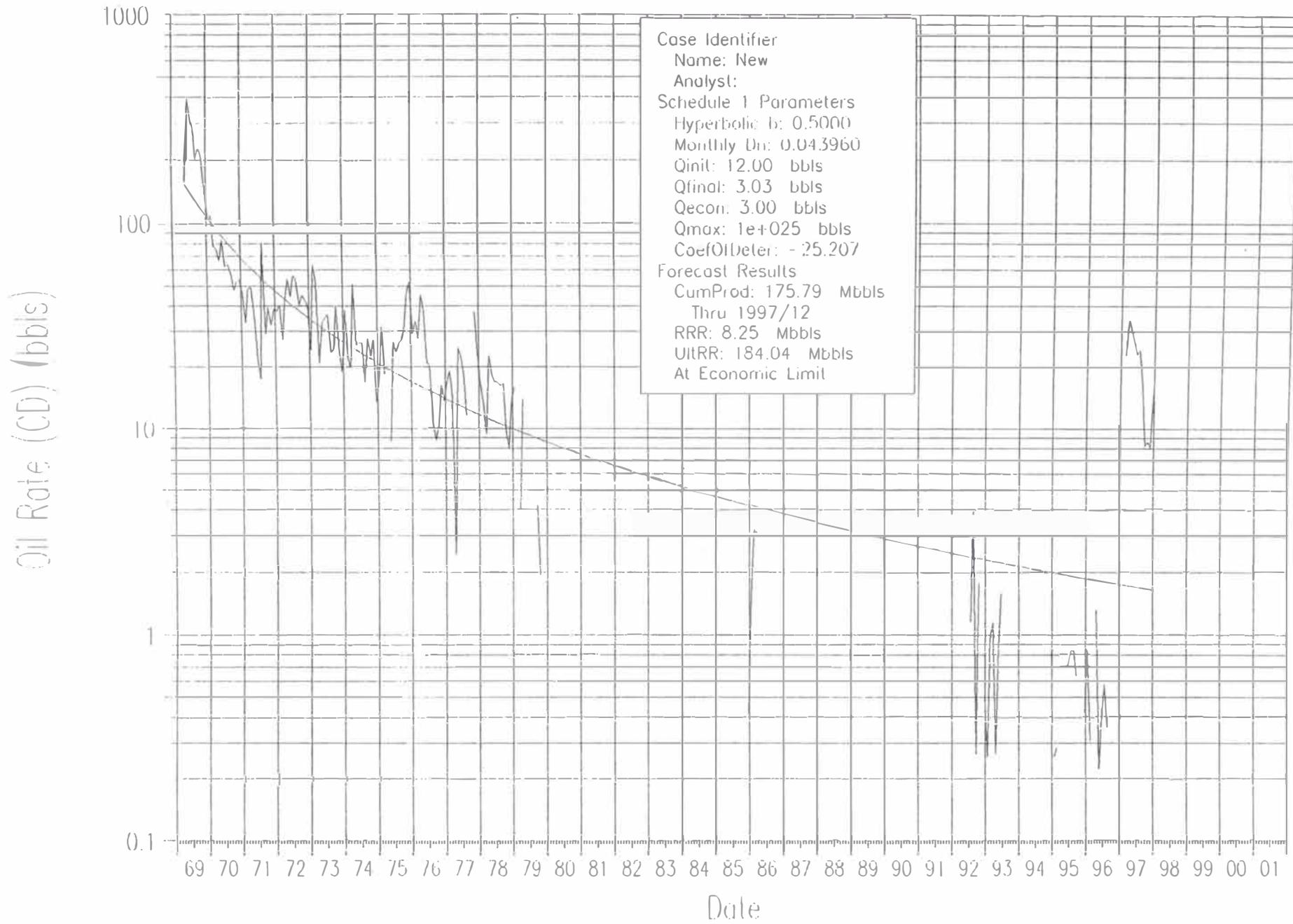
Case Identifier
Name: New
Analyst:
Schedule 1 Parameters
Hyperbolic b: 0
Monthly Dn: 0.000000
Qinit: 0.00 bbls
Qfinal: 0.00 bbls
Qecon: 0.00 bbls
Qmax: 0 bbls
CoefOfDeter: 0
Forecast Results
CumProd: 253.75 Mbbbls
Thru 1997/12
RRR: 0.00 Mbbbls
UITRR: 253.75 Mbbbls
At End of Forecast



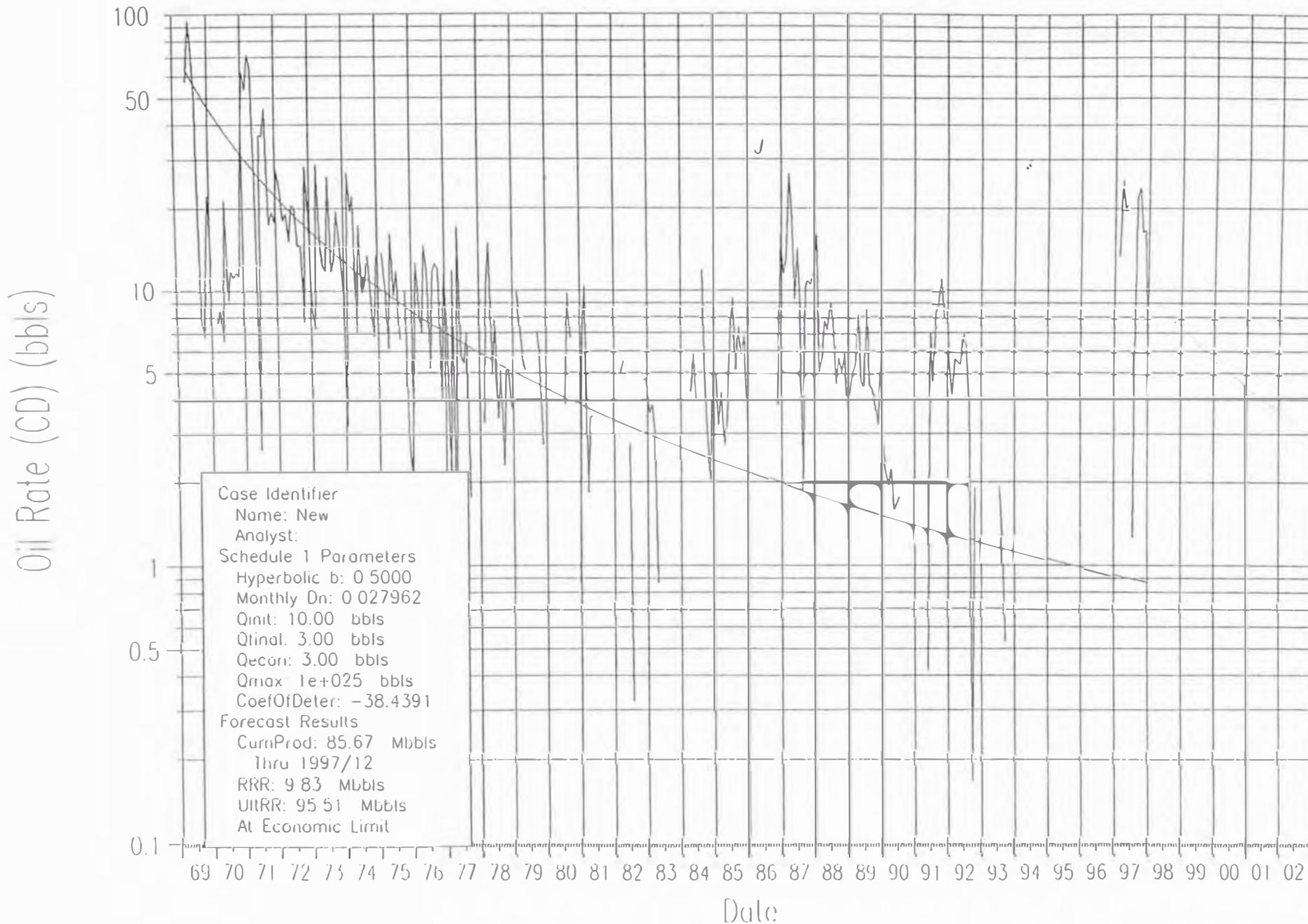
WELL: 5289



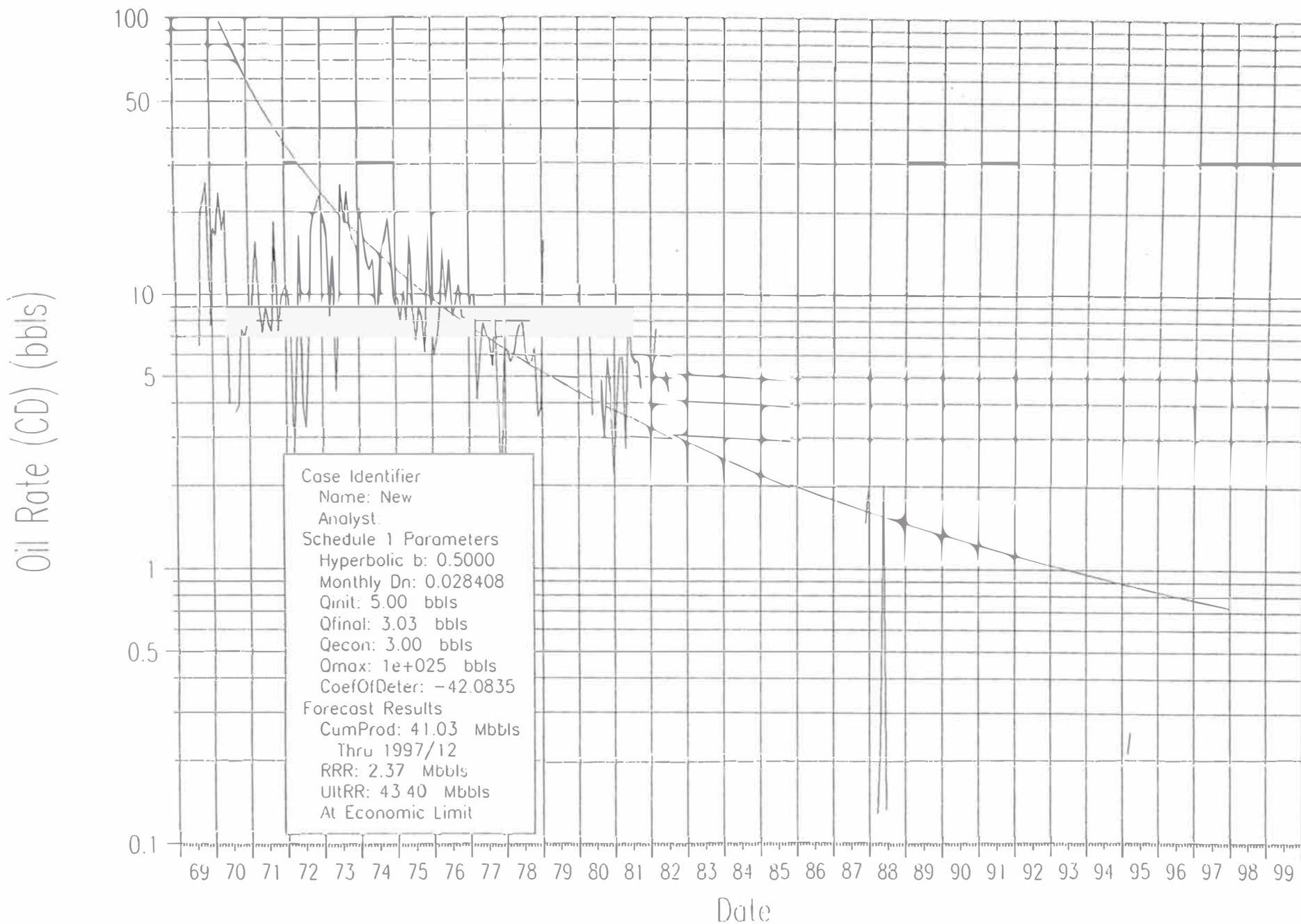
WELL: 5366



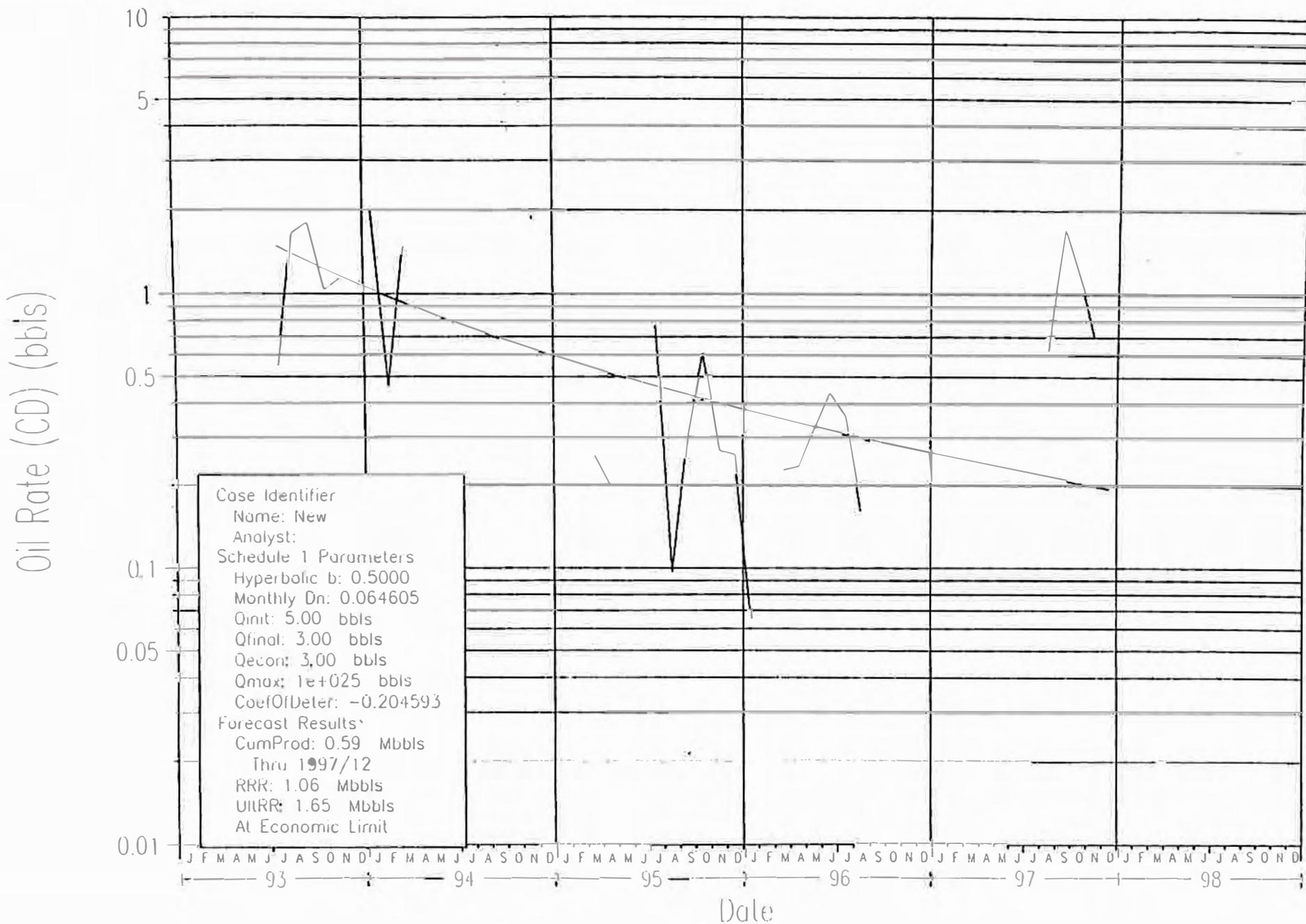
WELL: 5372

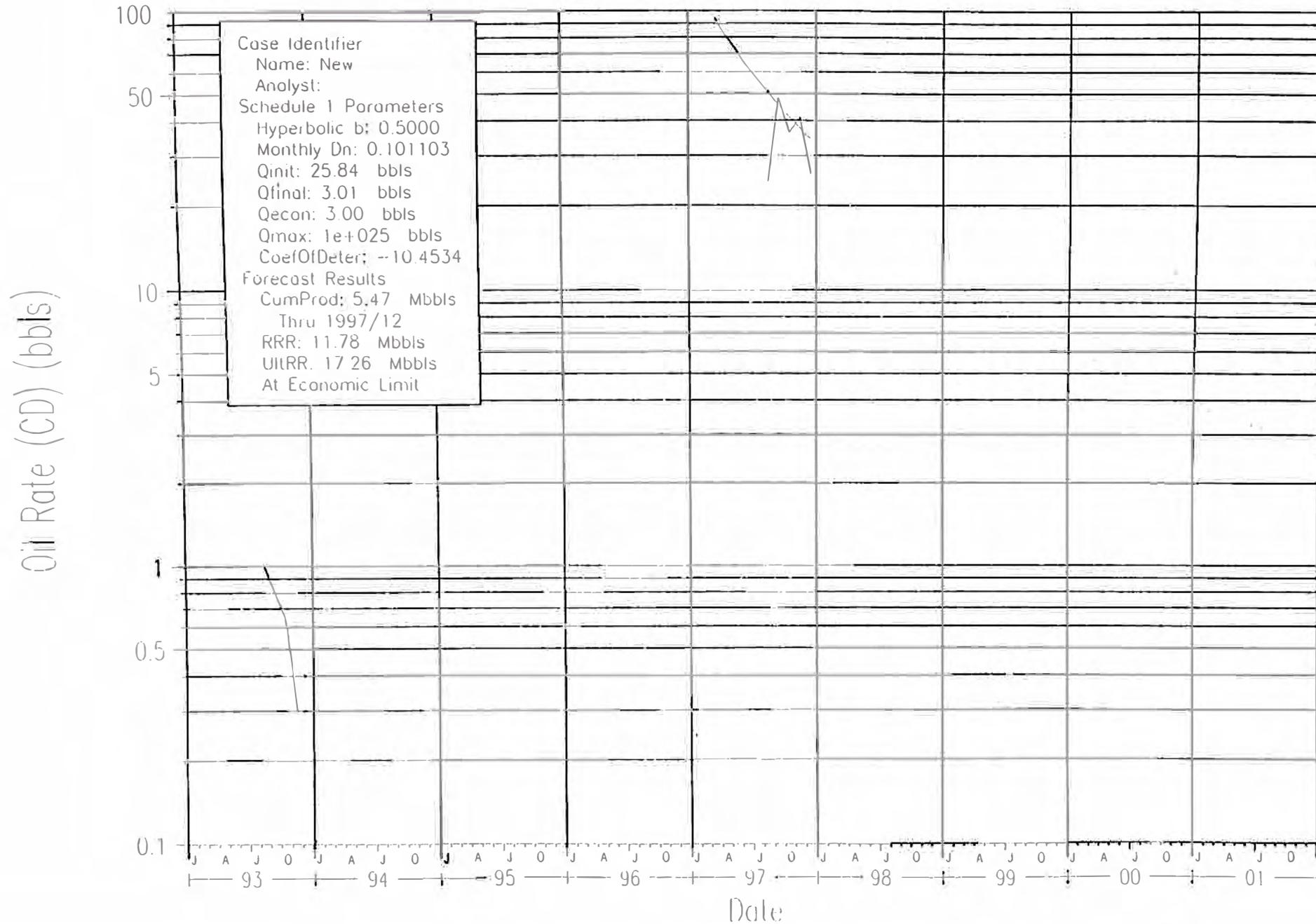


WELL: 5374

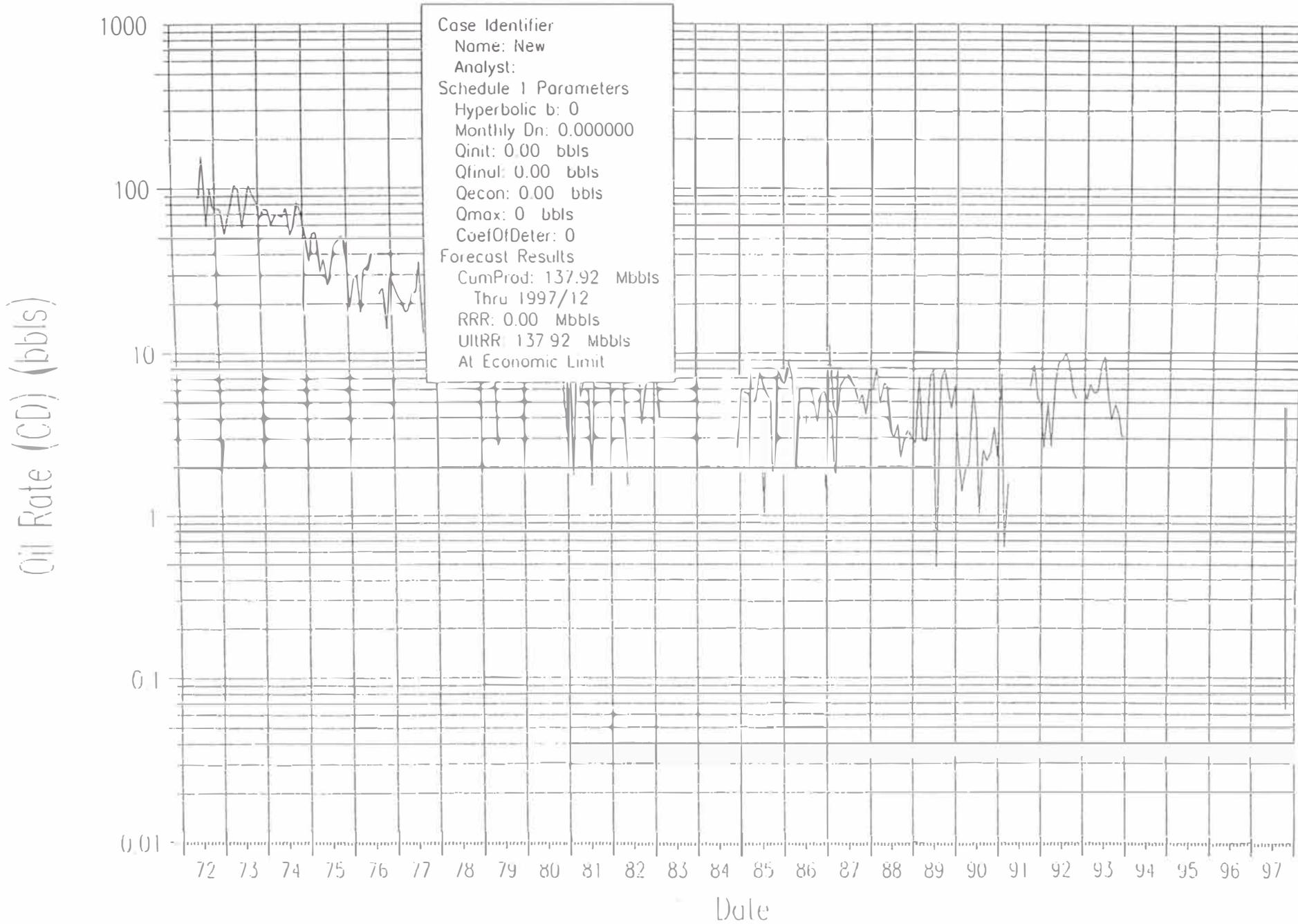


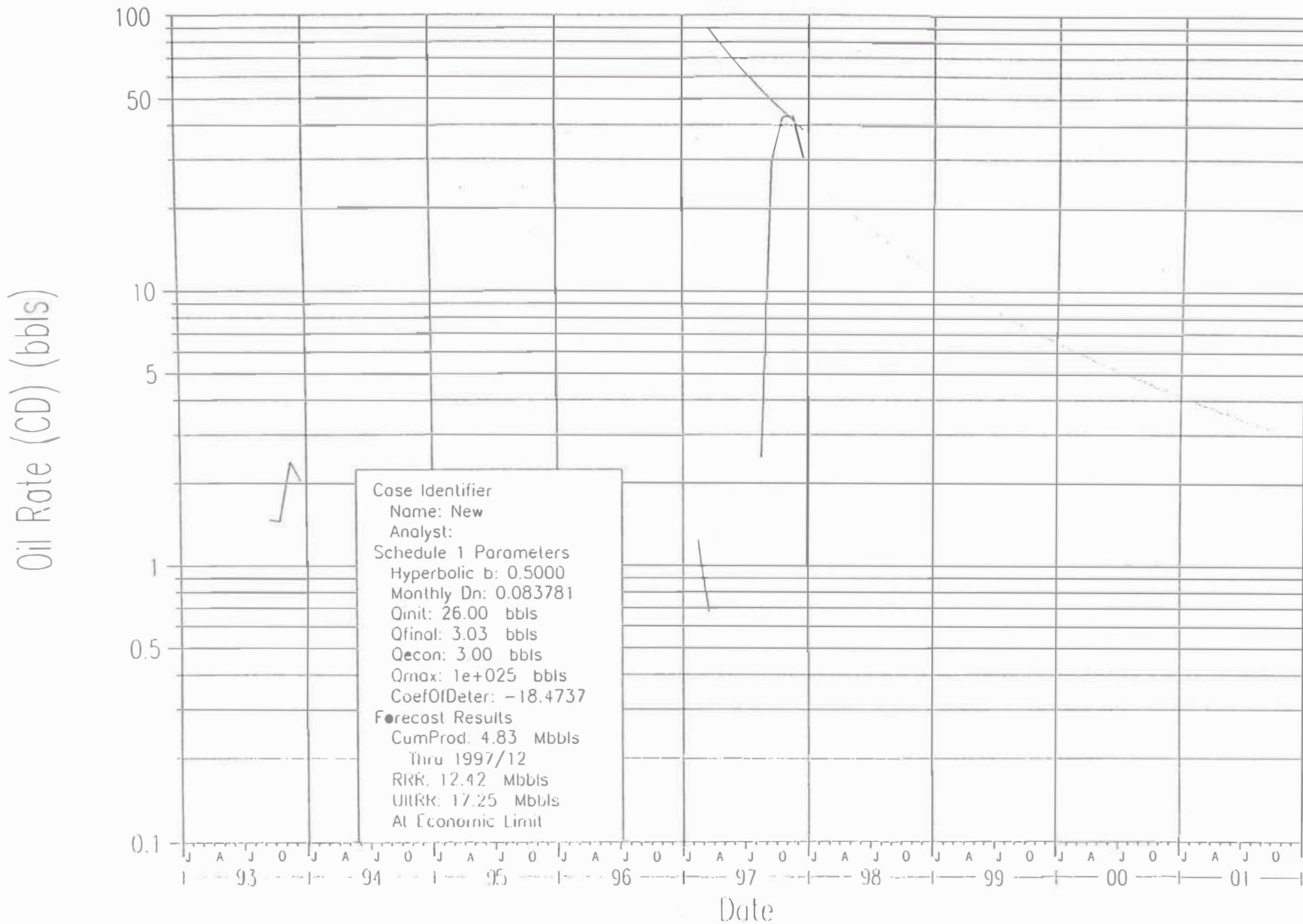
WELL: 5376

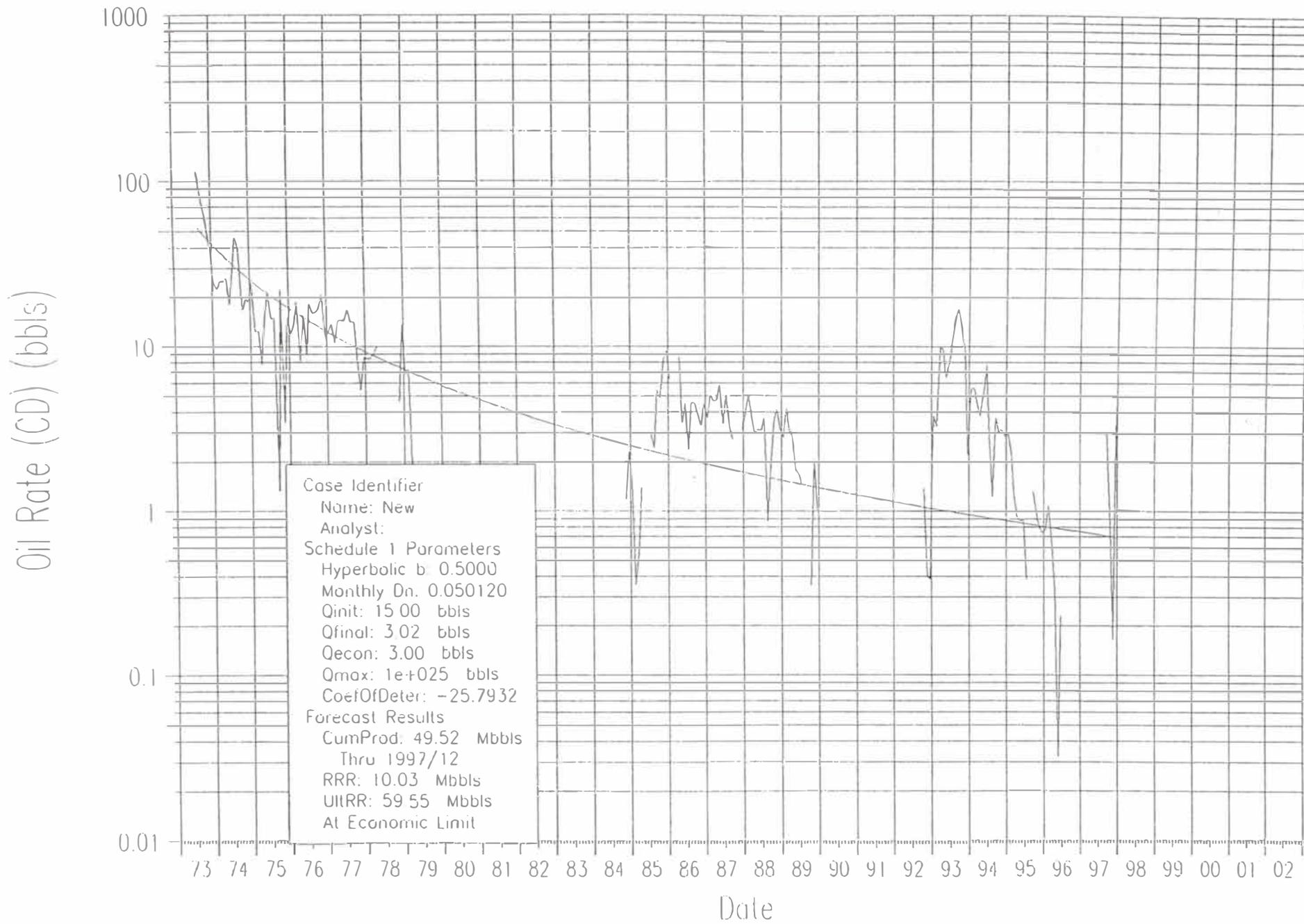




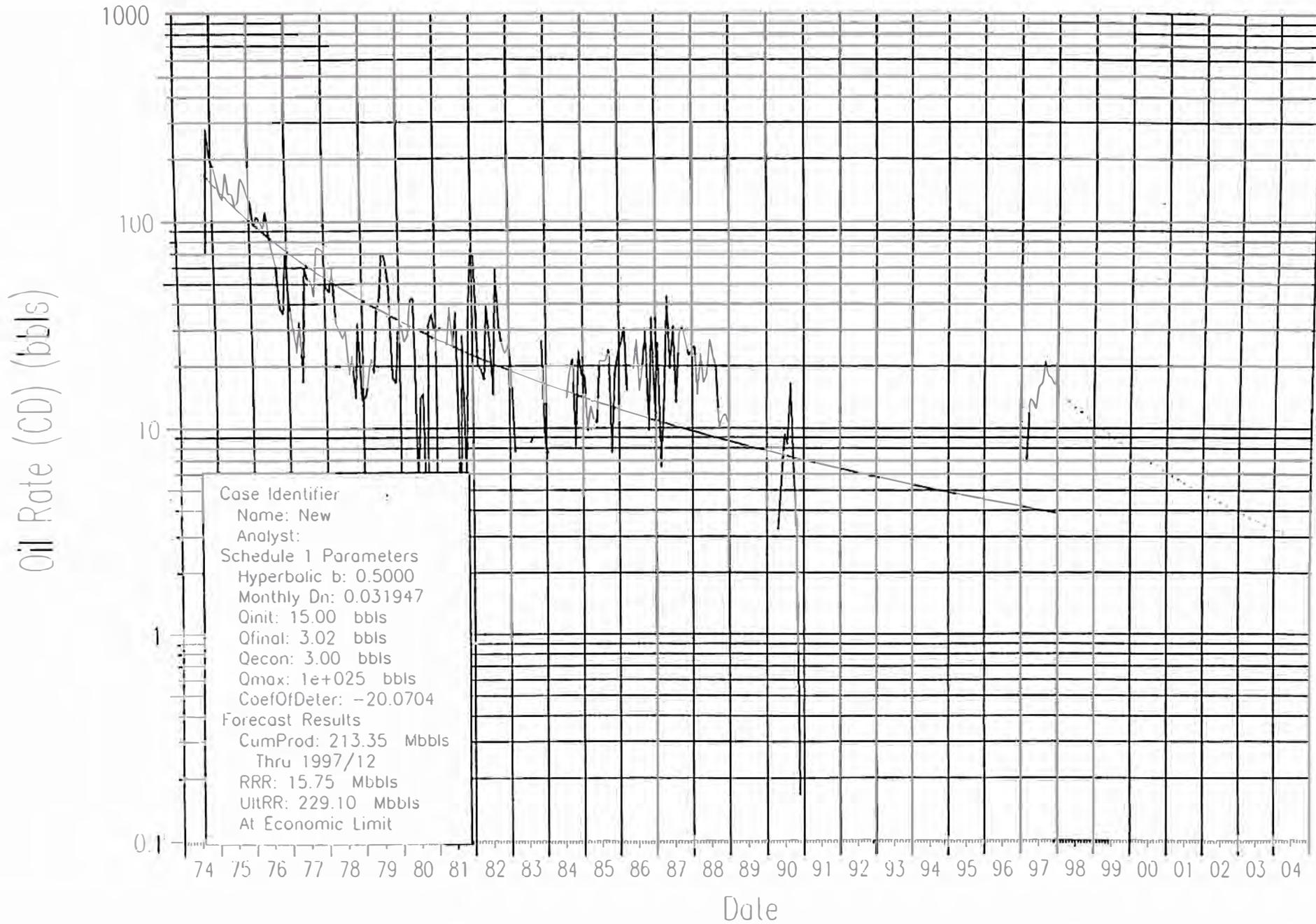
WELL: 5527



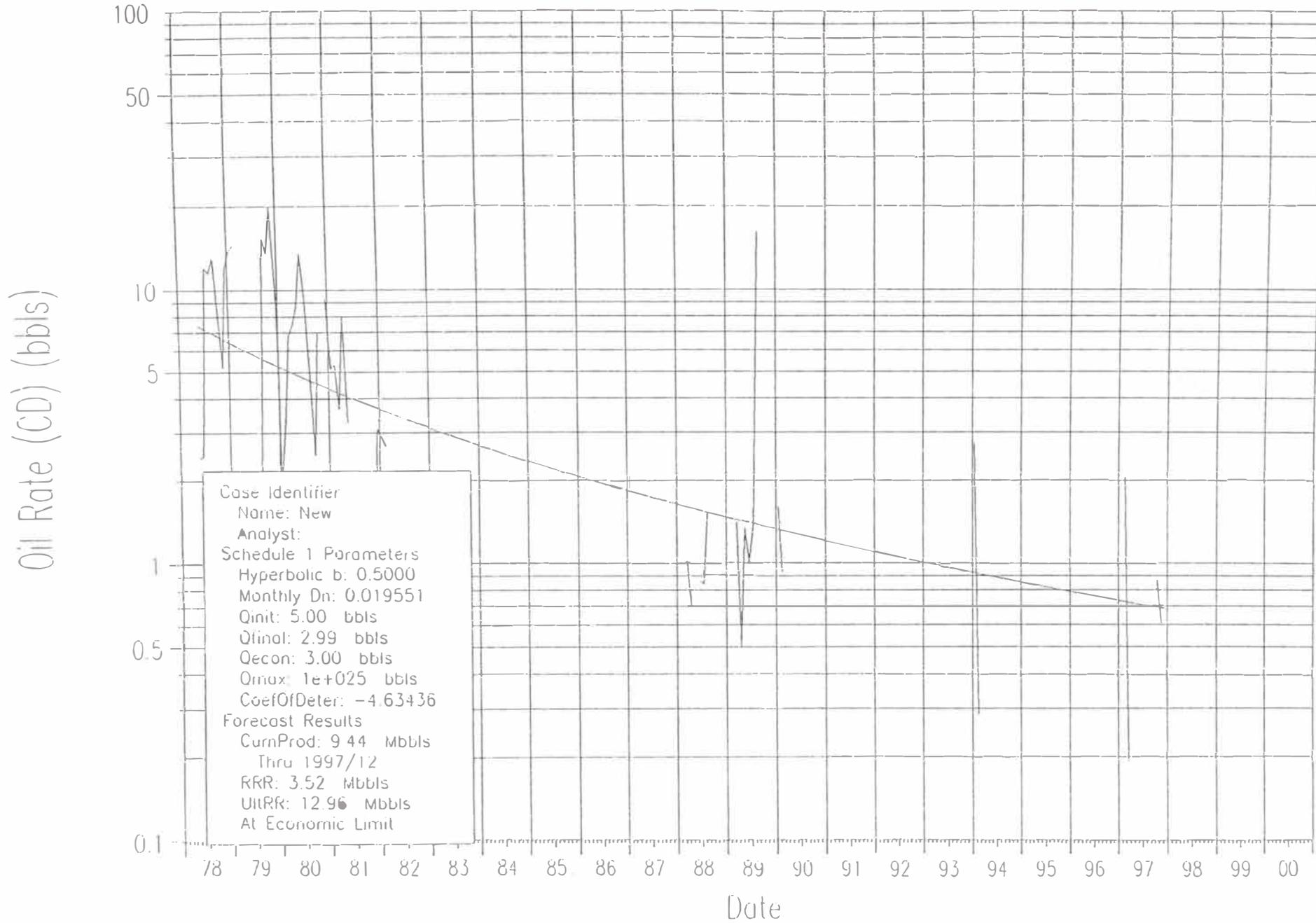




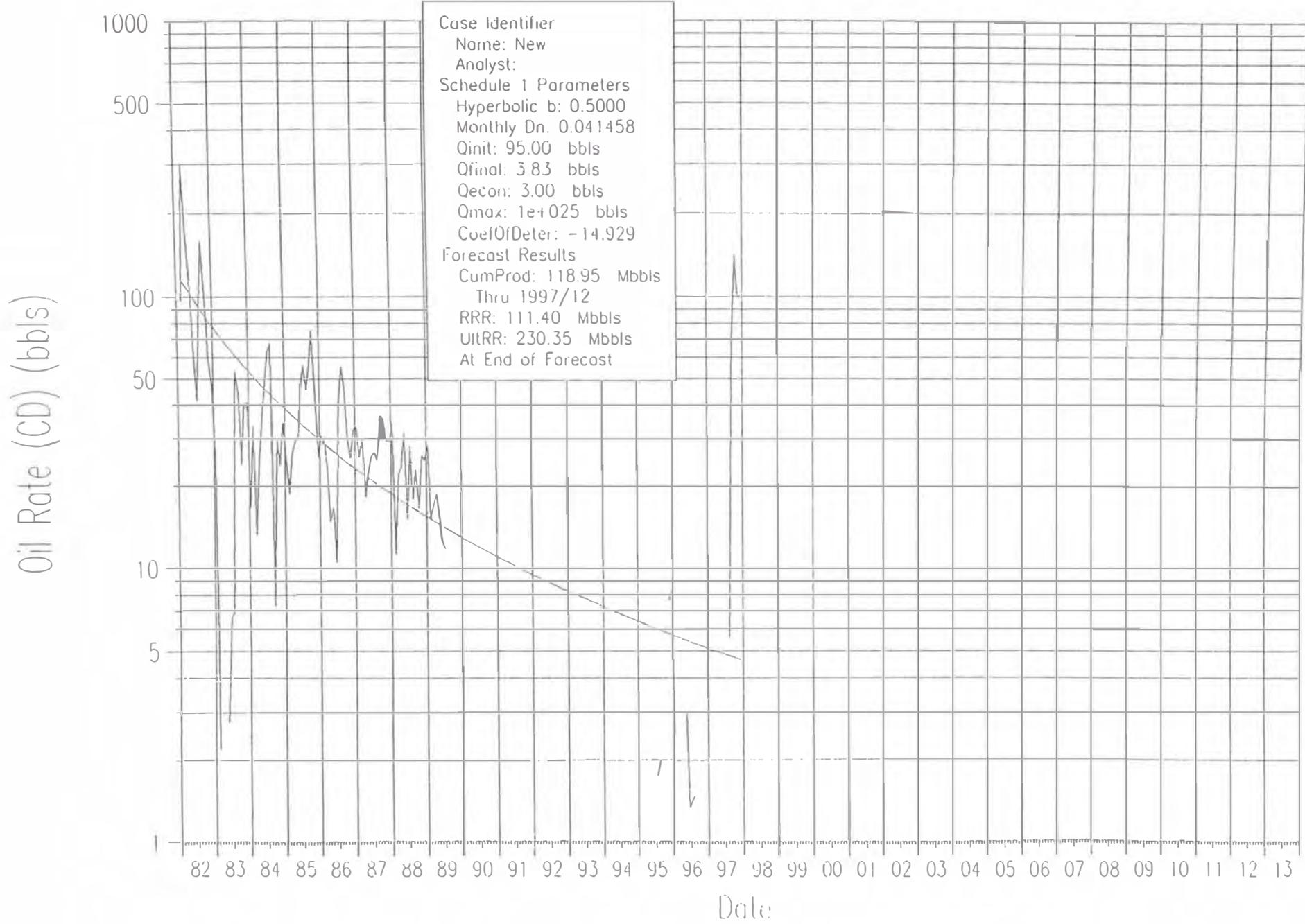
WELL: 5663



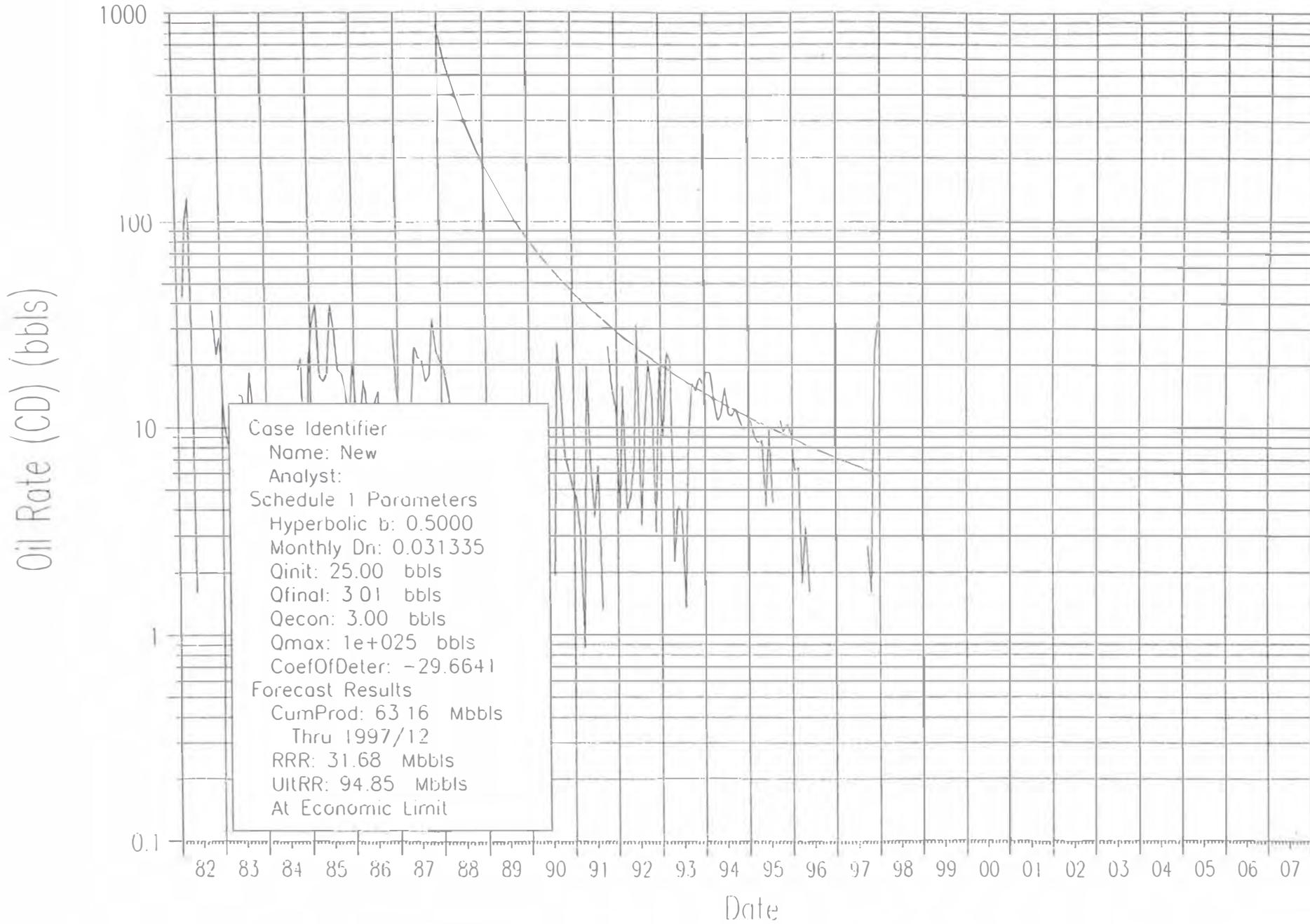
WELL: 5988



WELL: 6388

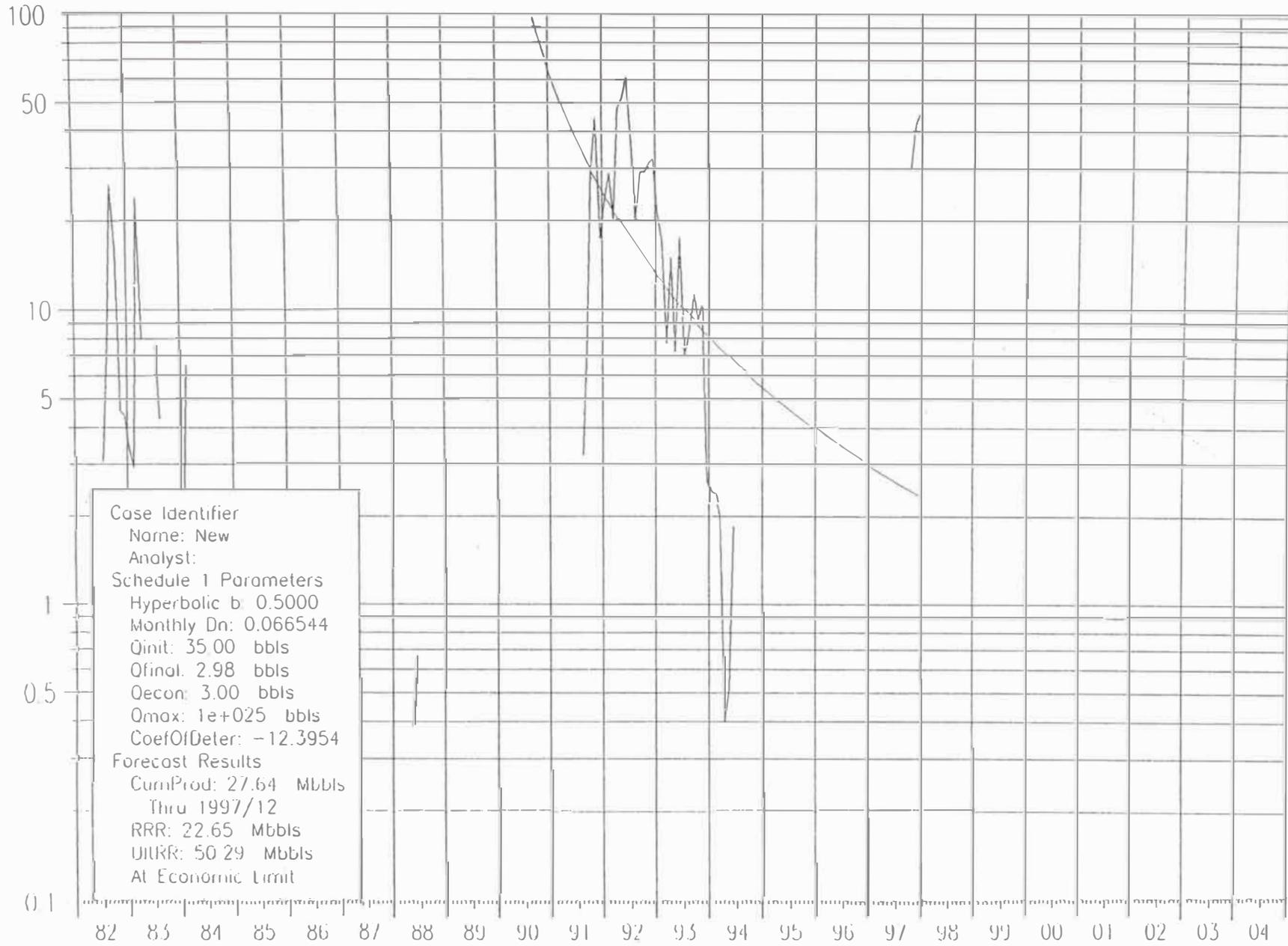


WELL: 6389



WELL: 6443

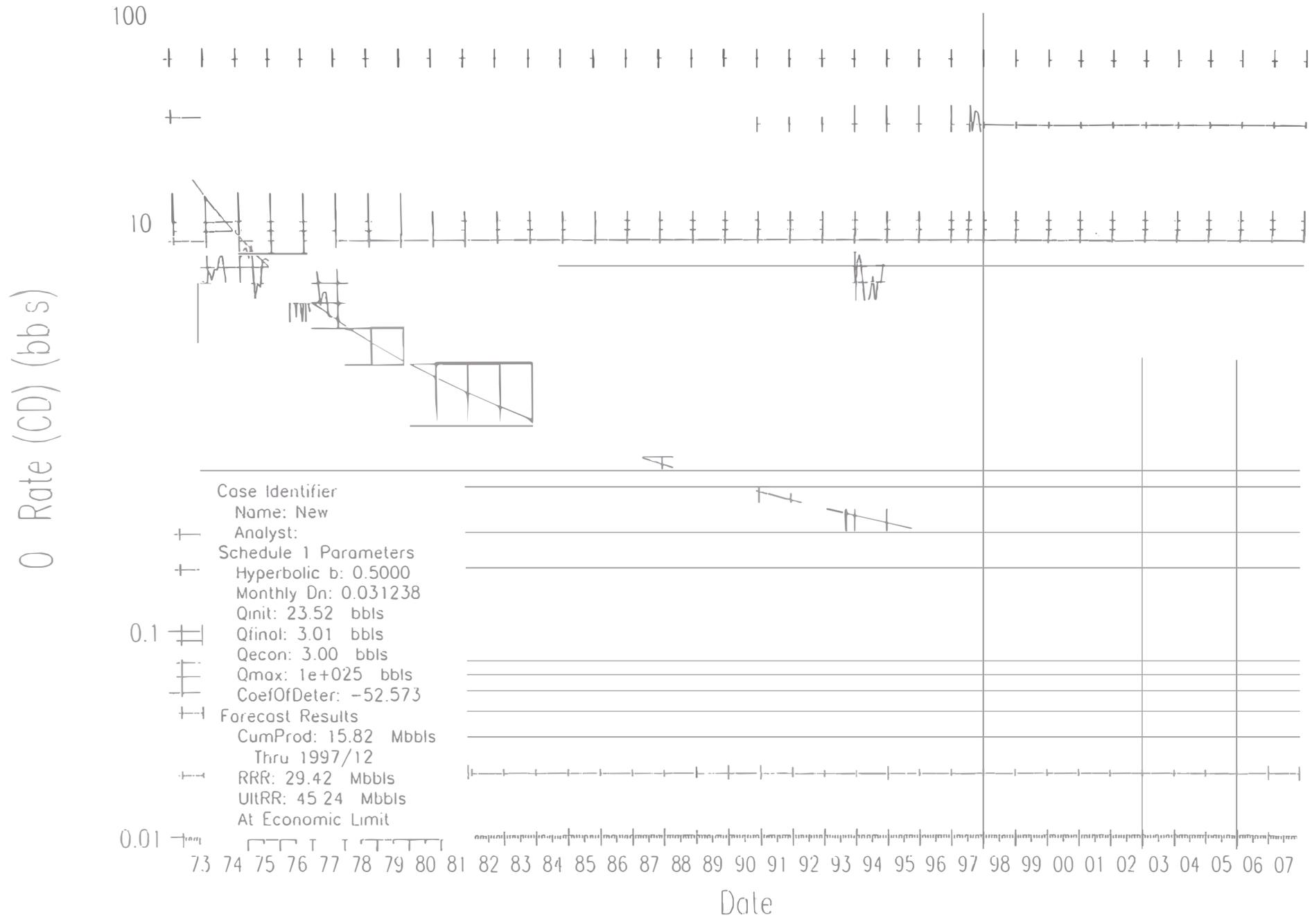
Oil Rate (CD) (bbls)



Case Identifier
Name: New
Analyst:
Schedule 1 Parameters
Hyperbolic b: 0.5000
Monthly Dn: 0.066544
Qinit: 35.00 bbls
Ofinal: 2.98 bbls
Oecon: 3.00 bbls
Omax: 1e+025 bbls
CoefOfDeter: -12.3954
Forecast Results
CumProd: 27.64 Mbbbls
Thru 1997/12
RRR: 22.65 Mbbbls
UIRR: 50.29 Mbbbls
At Economic Limit

Date

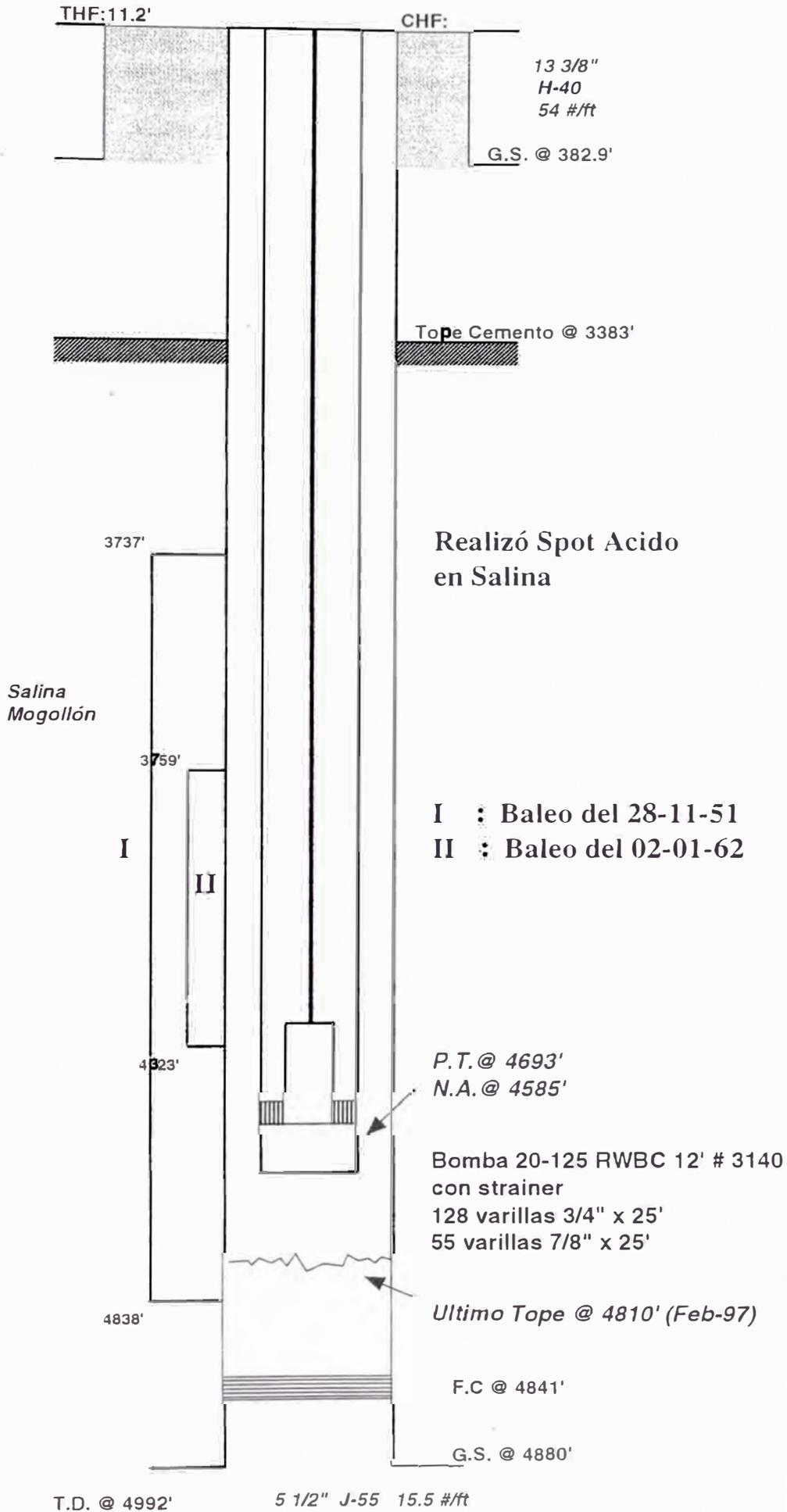
WELL : 8001



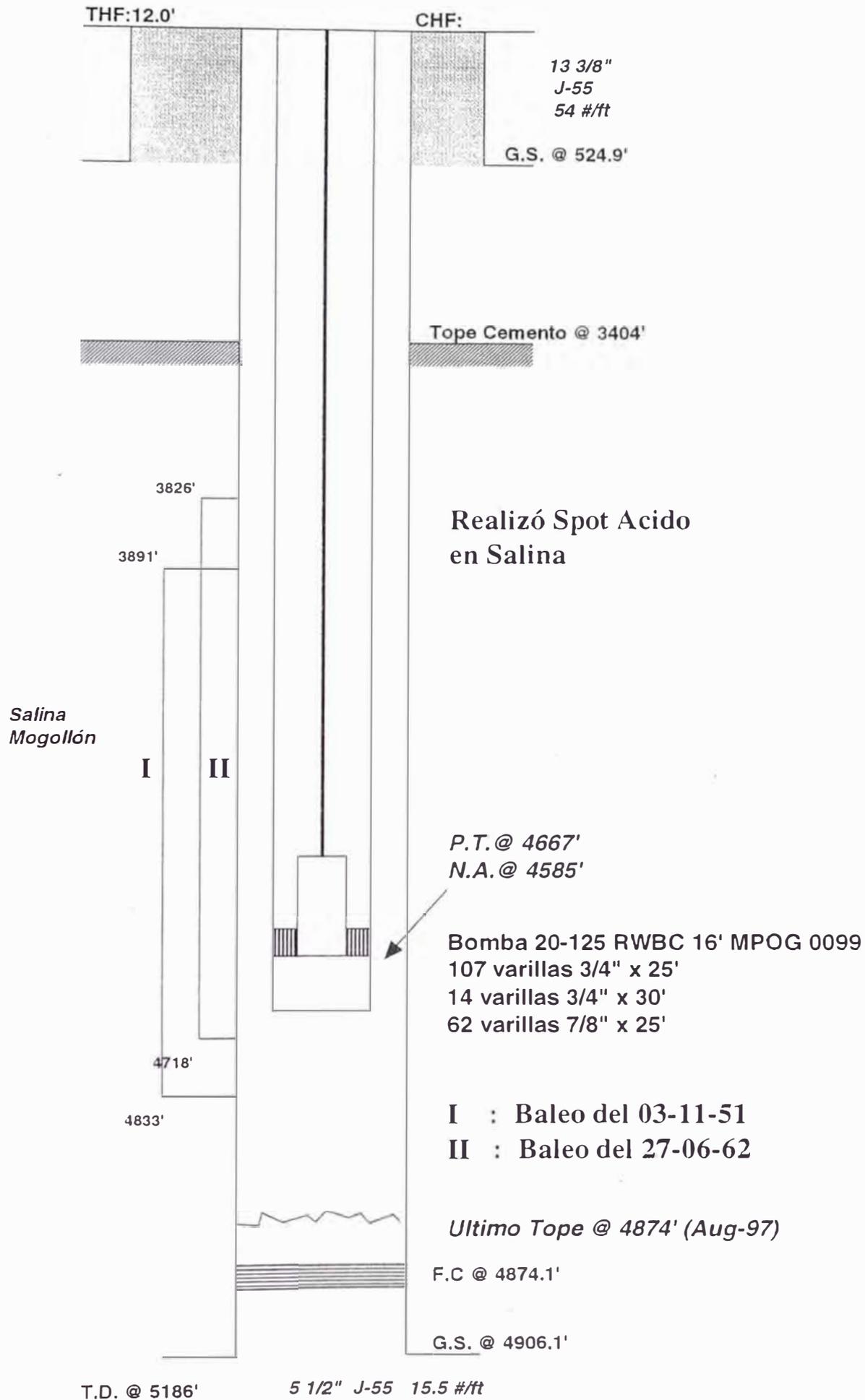
Case Identifier
 Name: New
 Analyst:
 Schedule 1 Parameters
 Hyperbolic b: 0.5000
 Monthly Dn: 0.031238
 Qinit: 23.52 bbls
 Qfinal: 3.01 bbls
 Qecon: 3.00 bbls
 Qmax: 1e+025 bbls
 CoefOfDeter: -52.573
 Forecast Results
 CumProd: 15.82 Mbbls
 Thru 1997/12
 RRR: 29.42 Mbbls
 UIRR: 45.24 Mbbls
 At Economic Limit

ANEXO 3

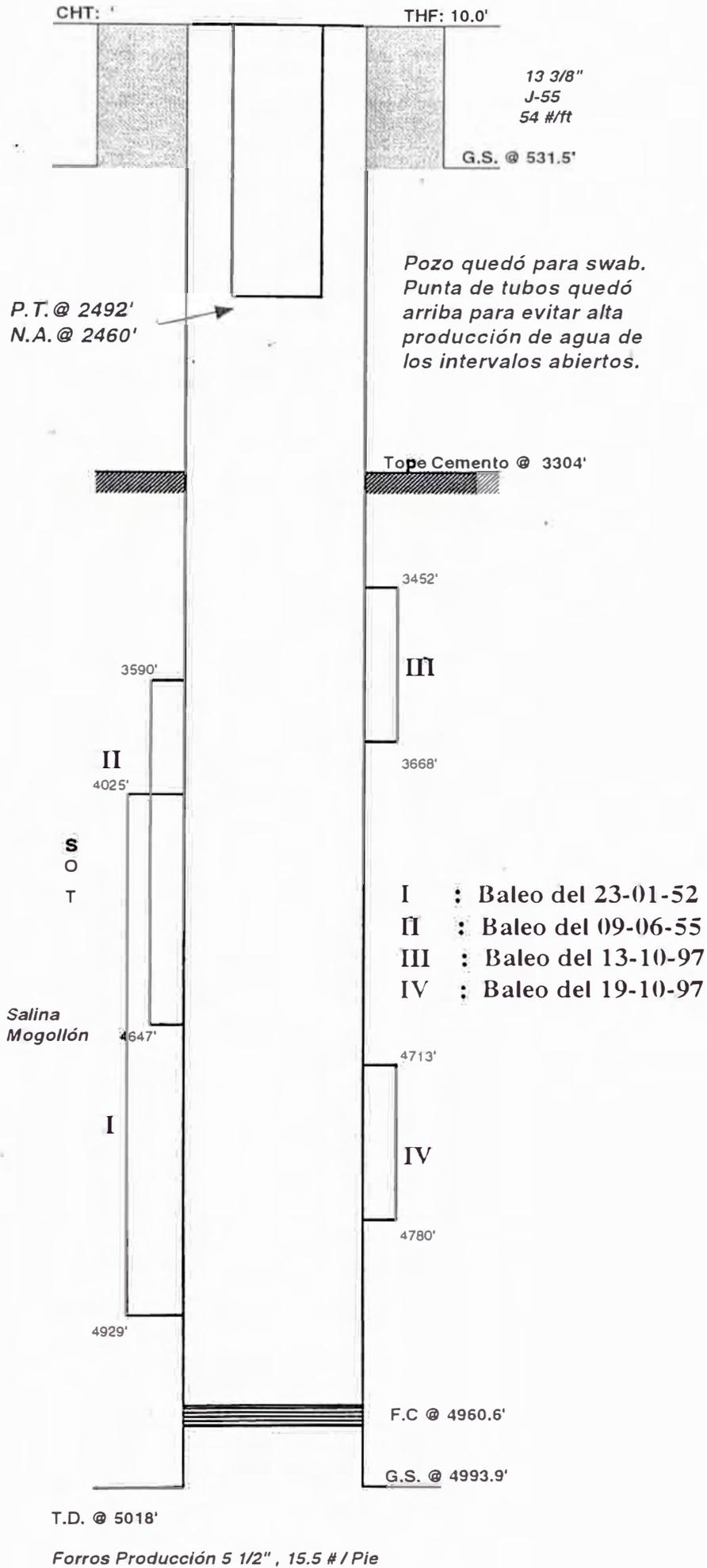
Pozo 4271



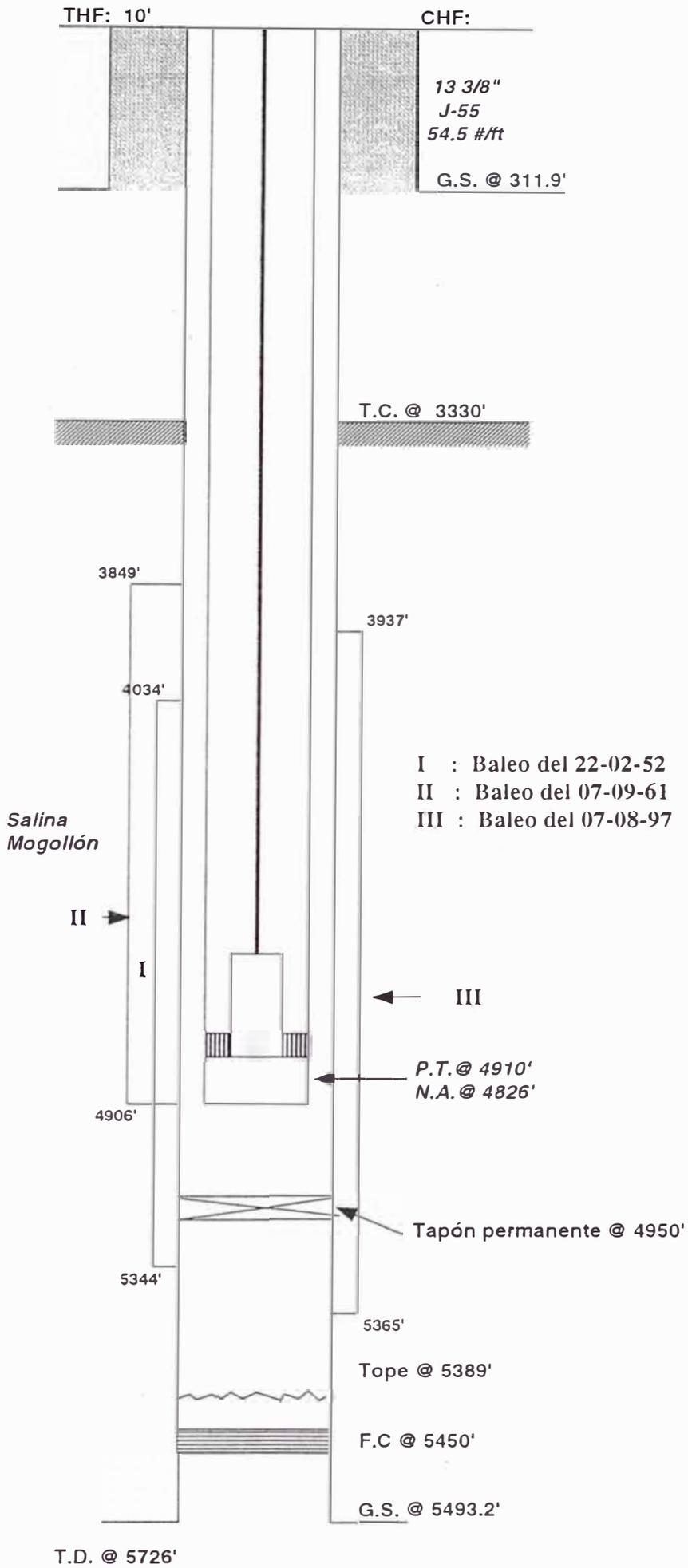
Pozo 4286



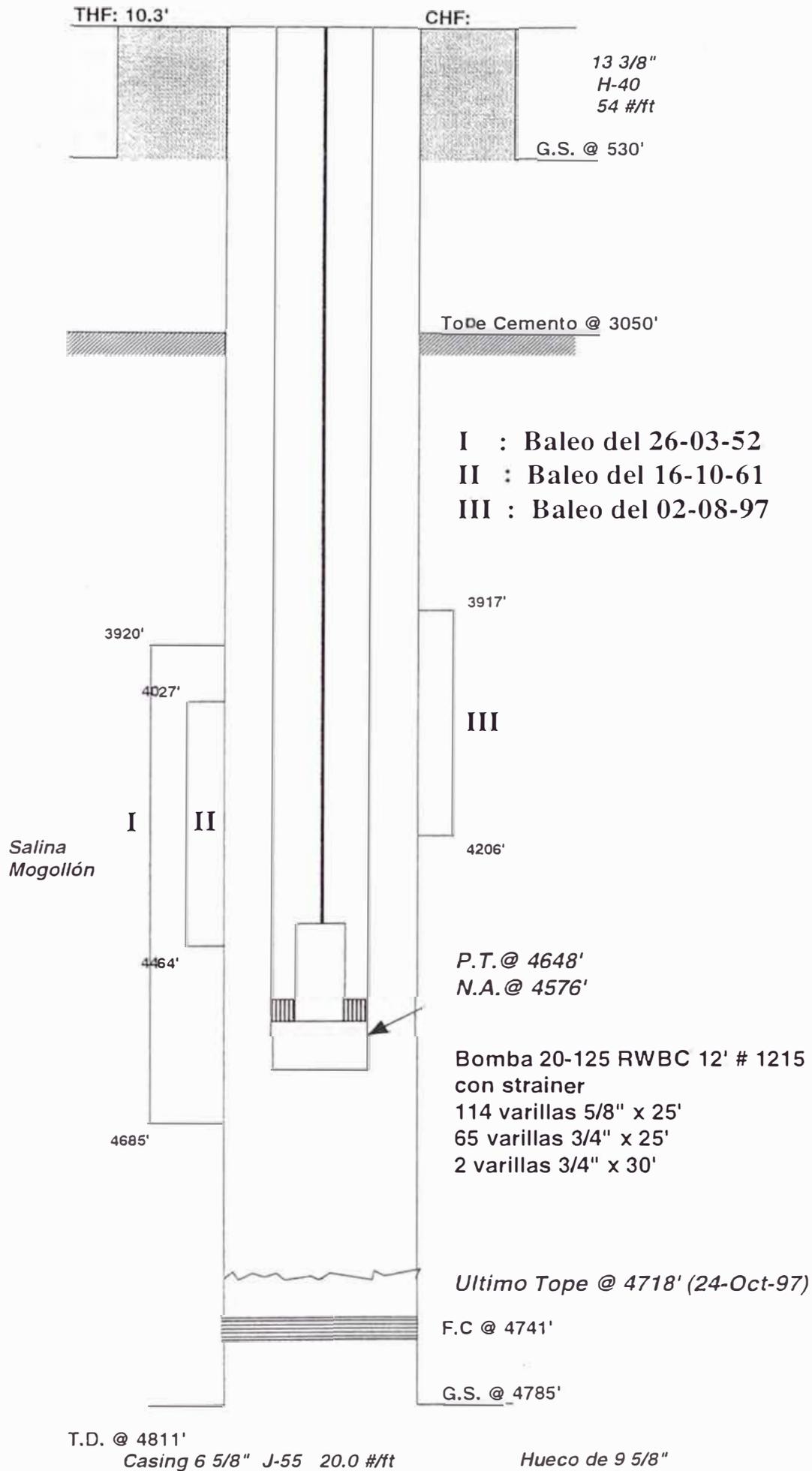
Pozo 4291



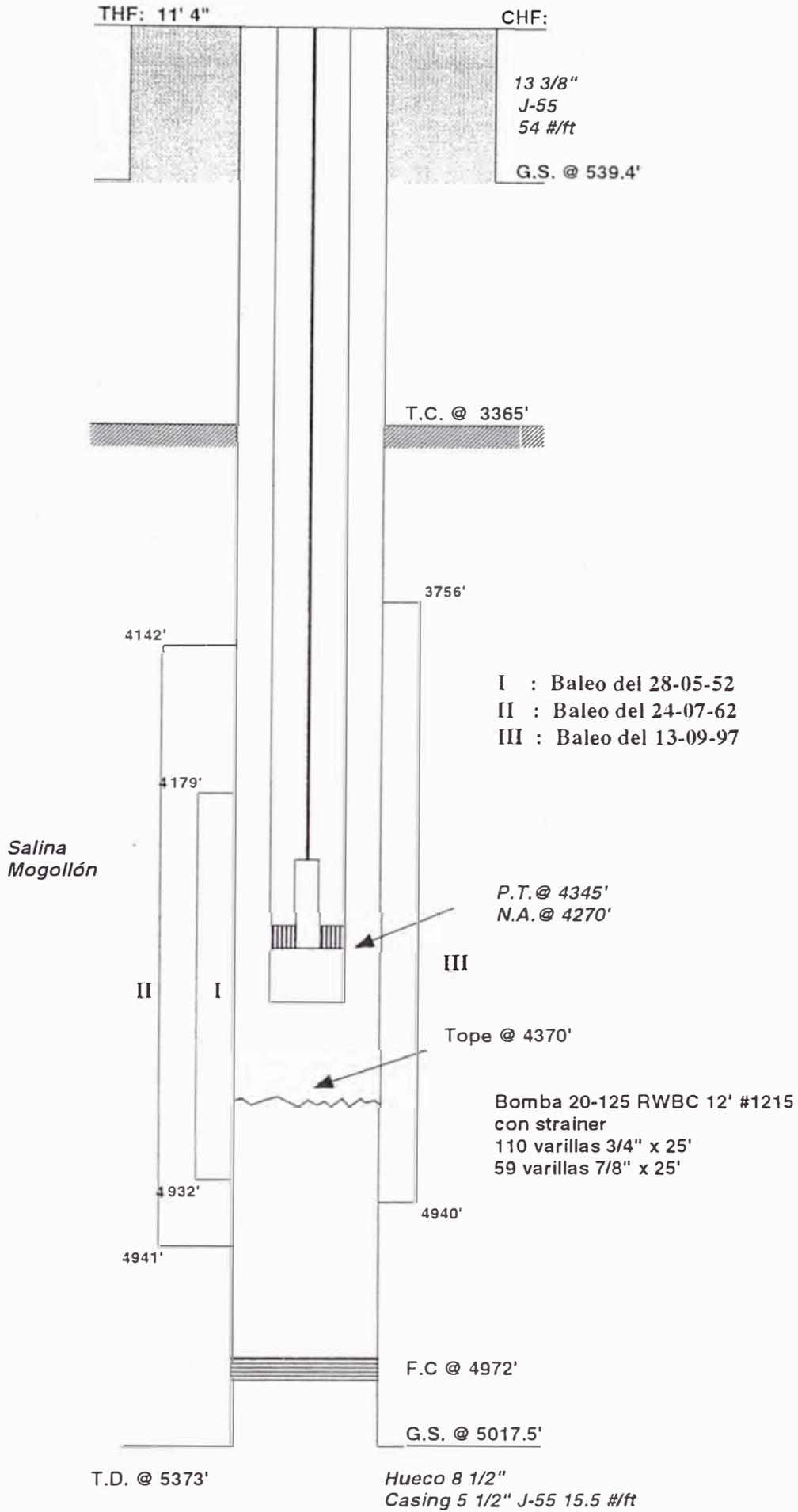
Pozo 4292



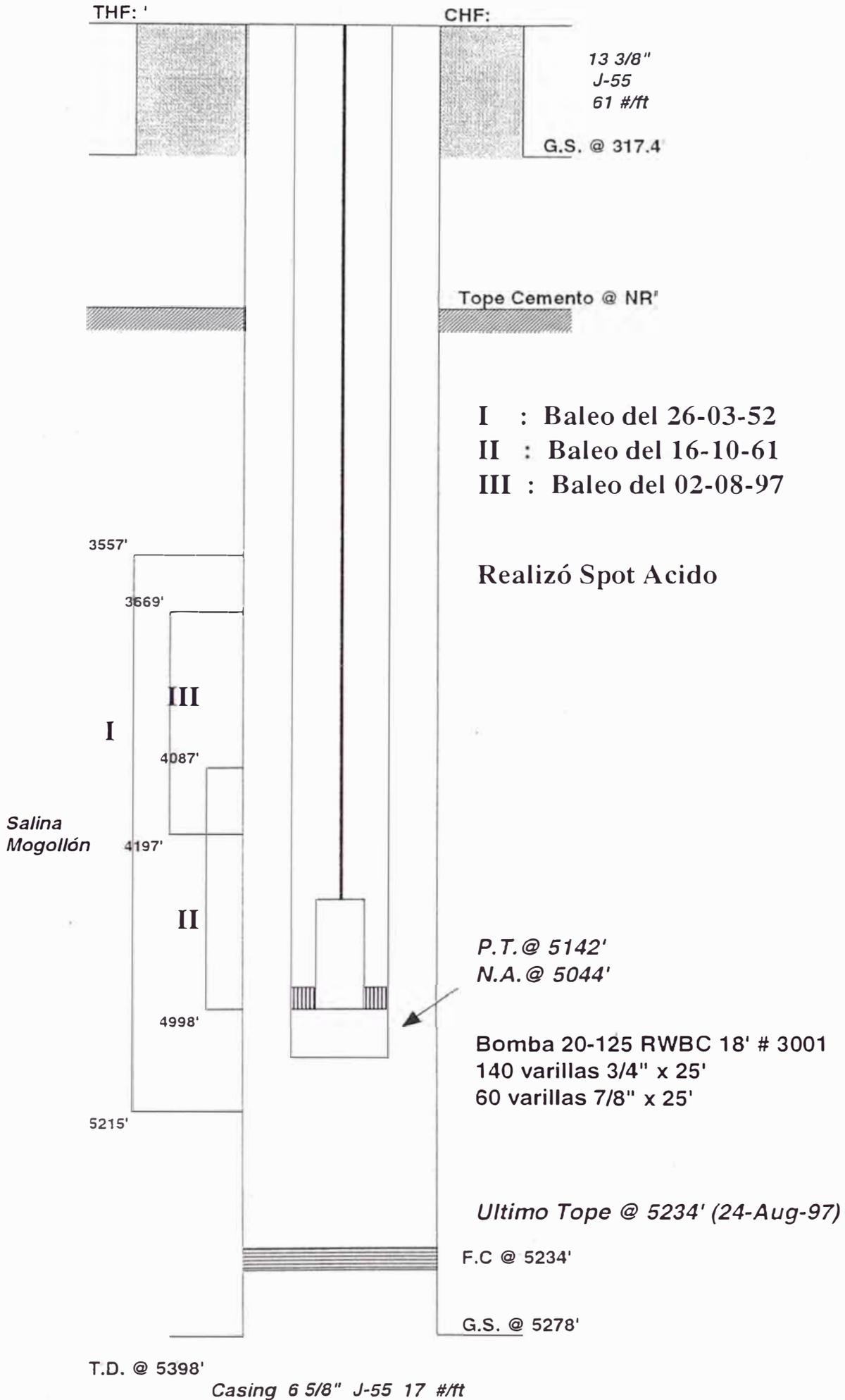
Pozo 4351



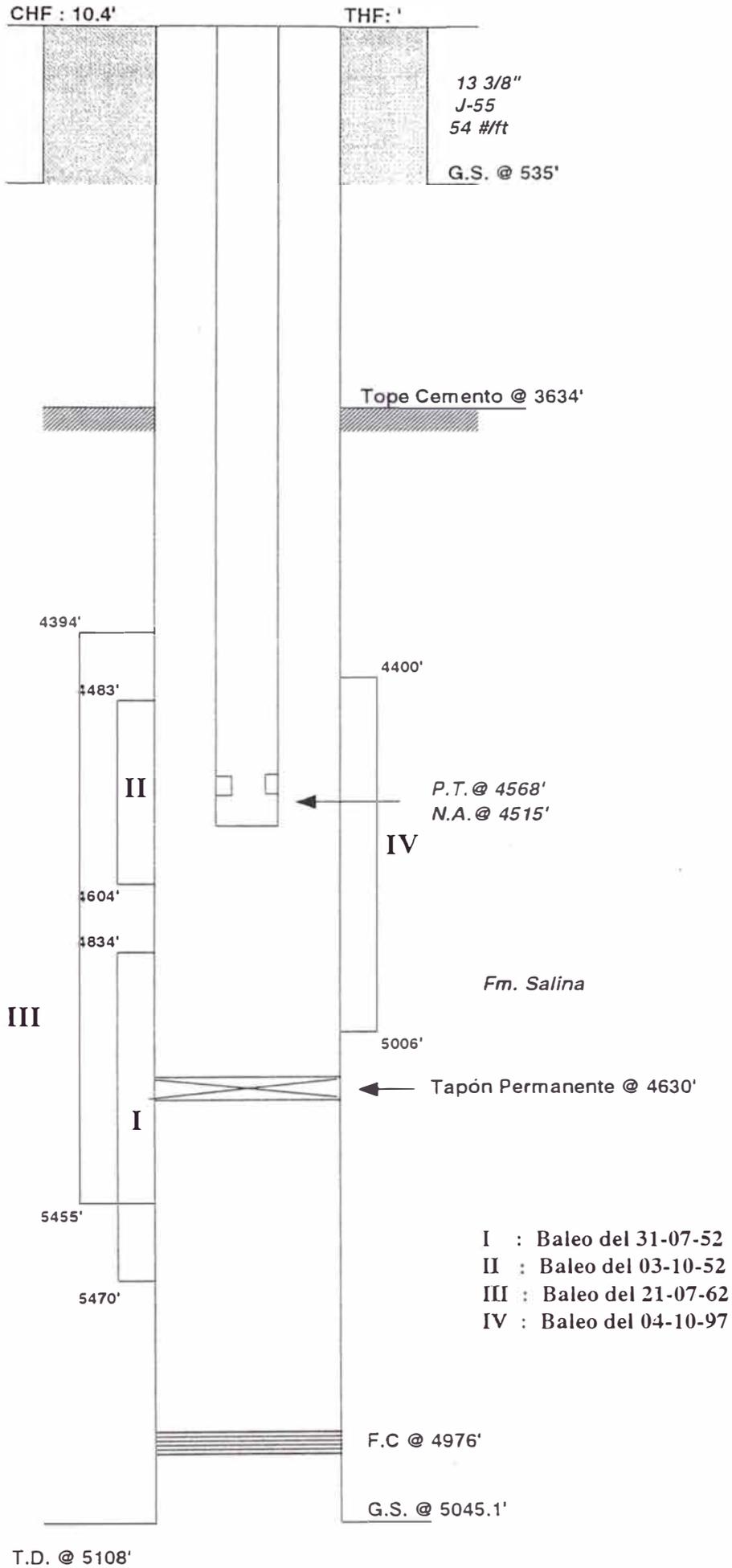
Pozo 4373



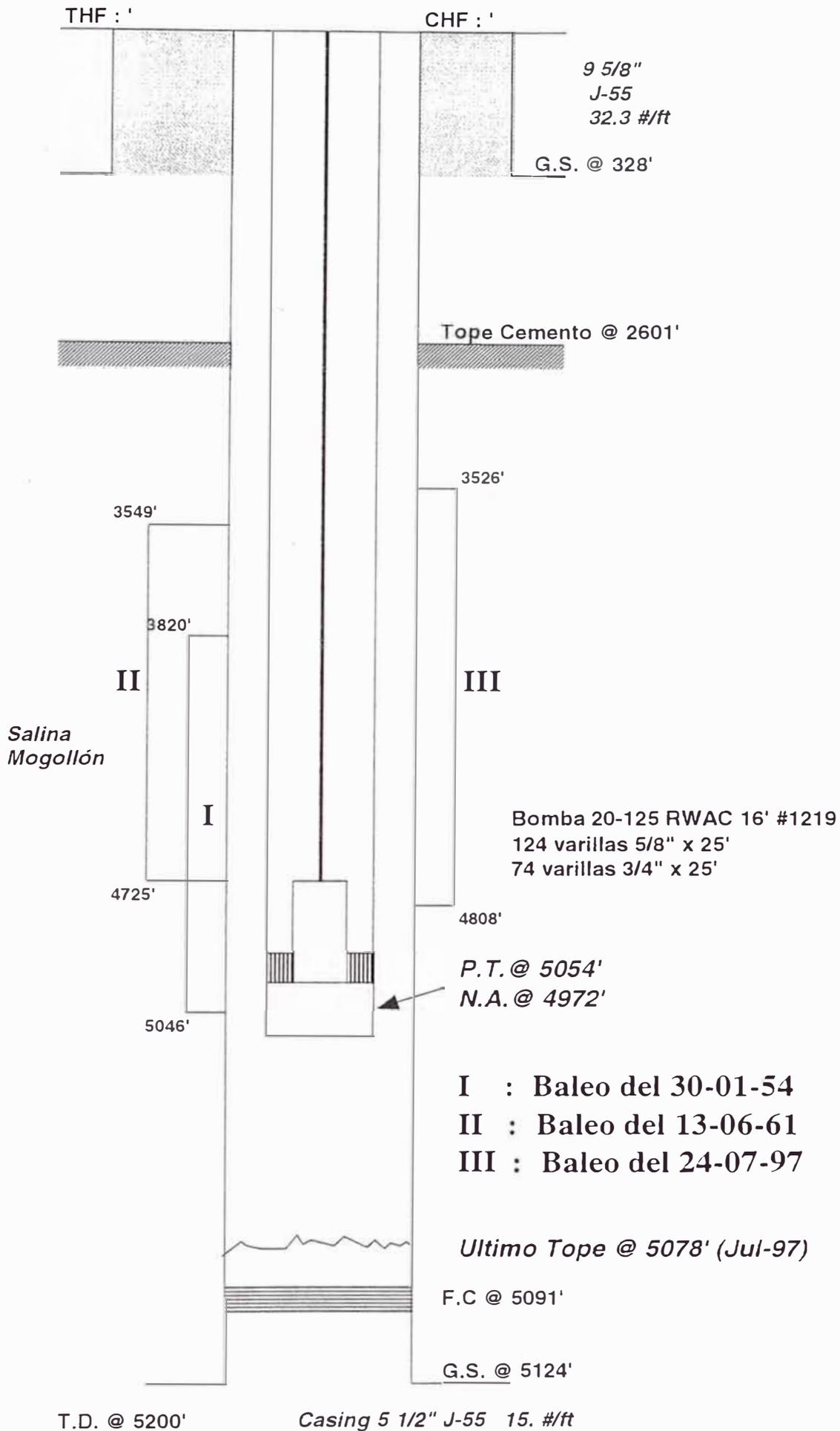
Pozo 4374



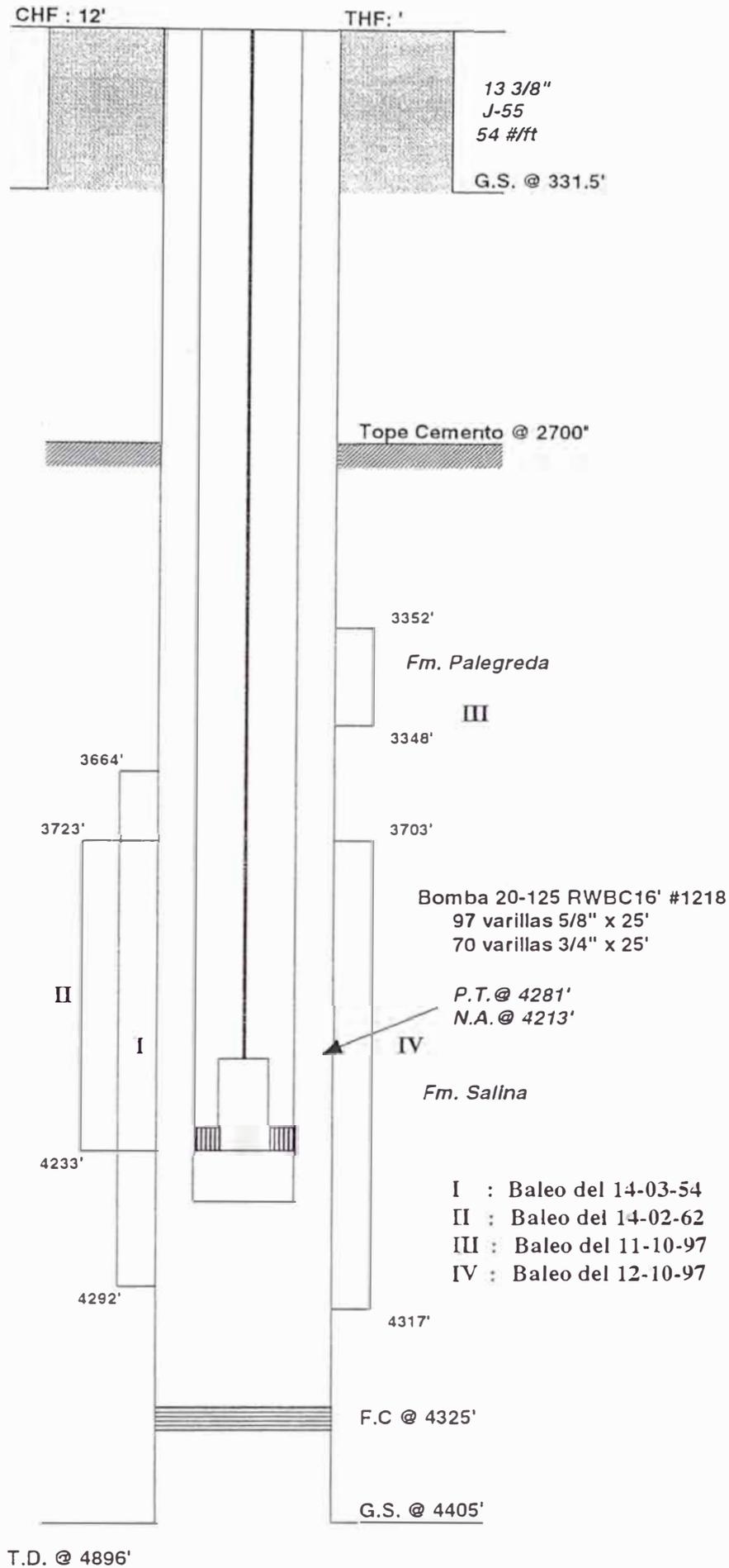
Pozo 4392



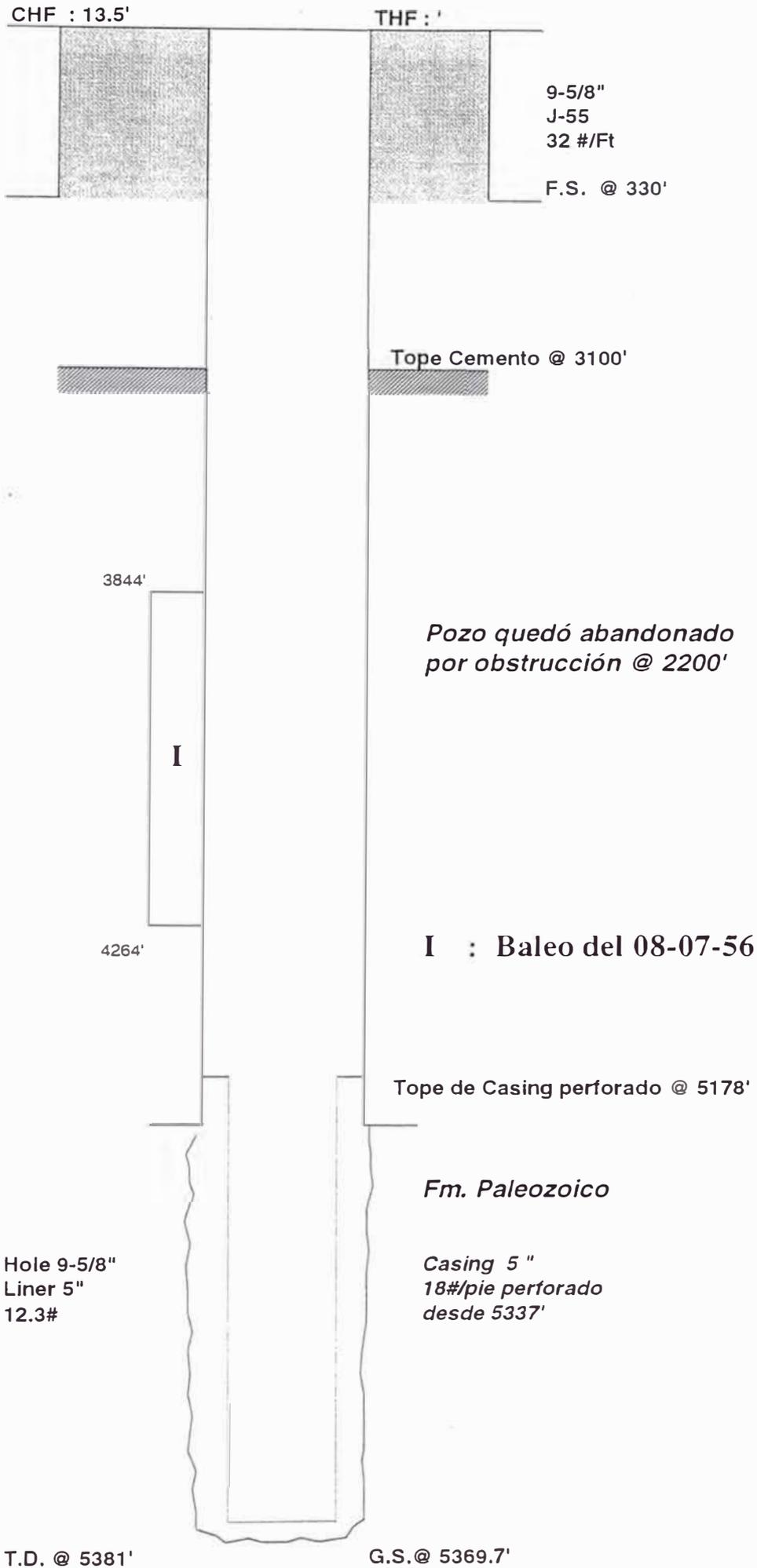
Pozo 4426



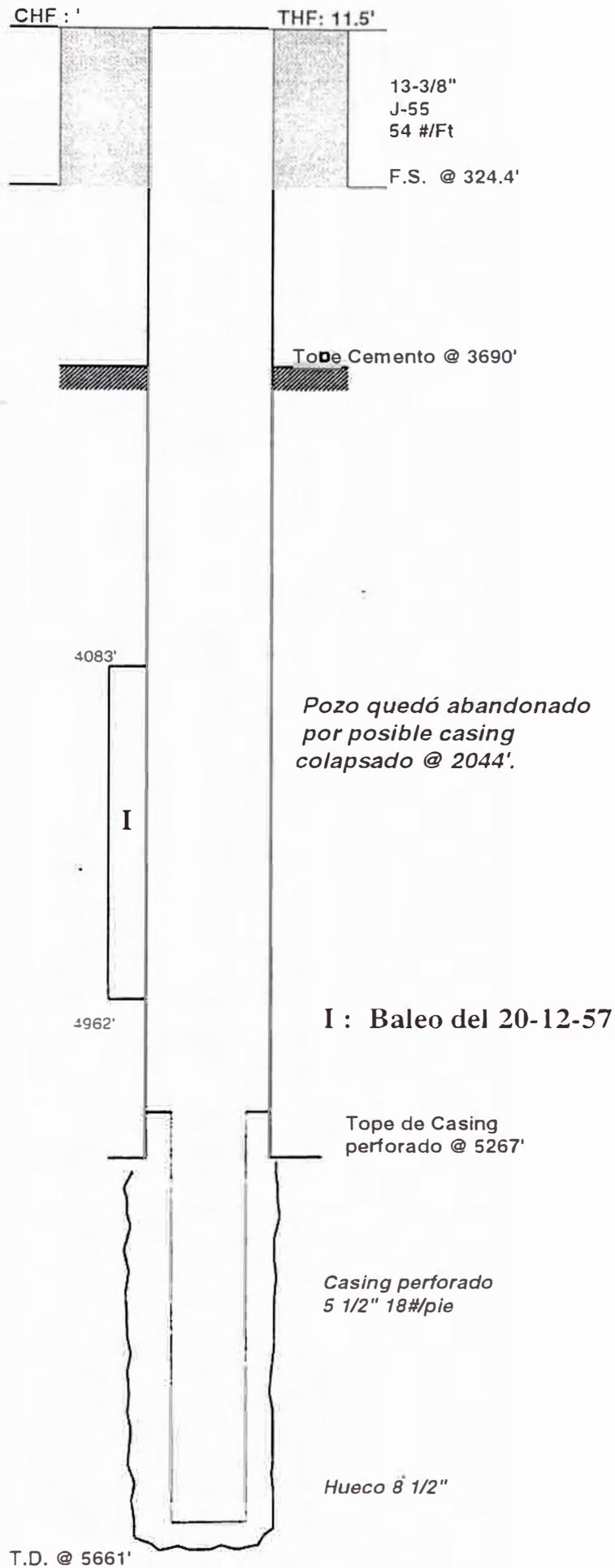
Pozo 4569



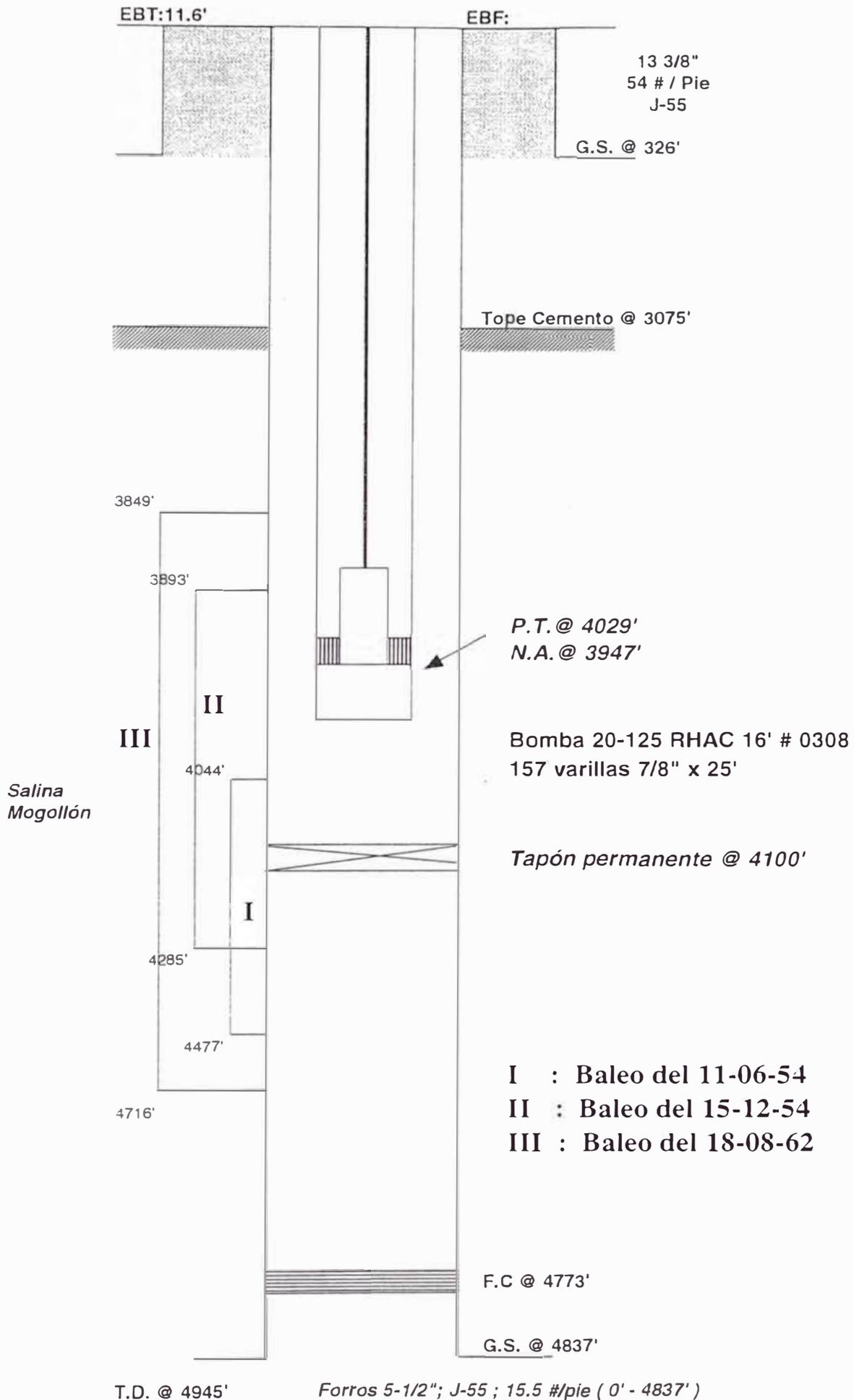
Pozo 4601



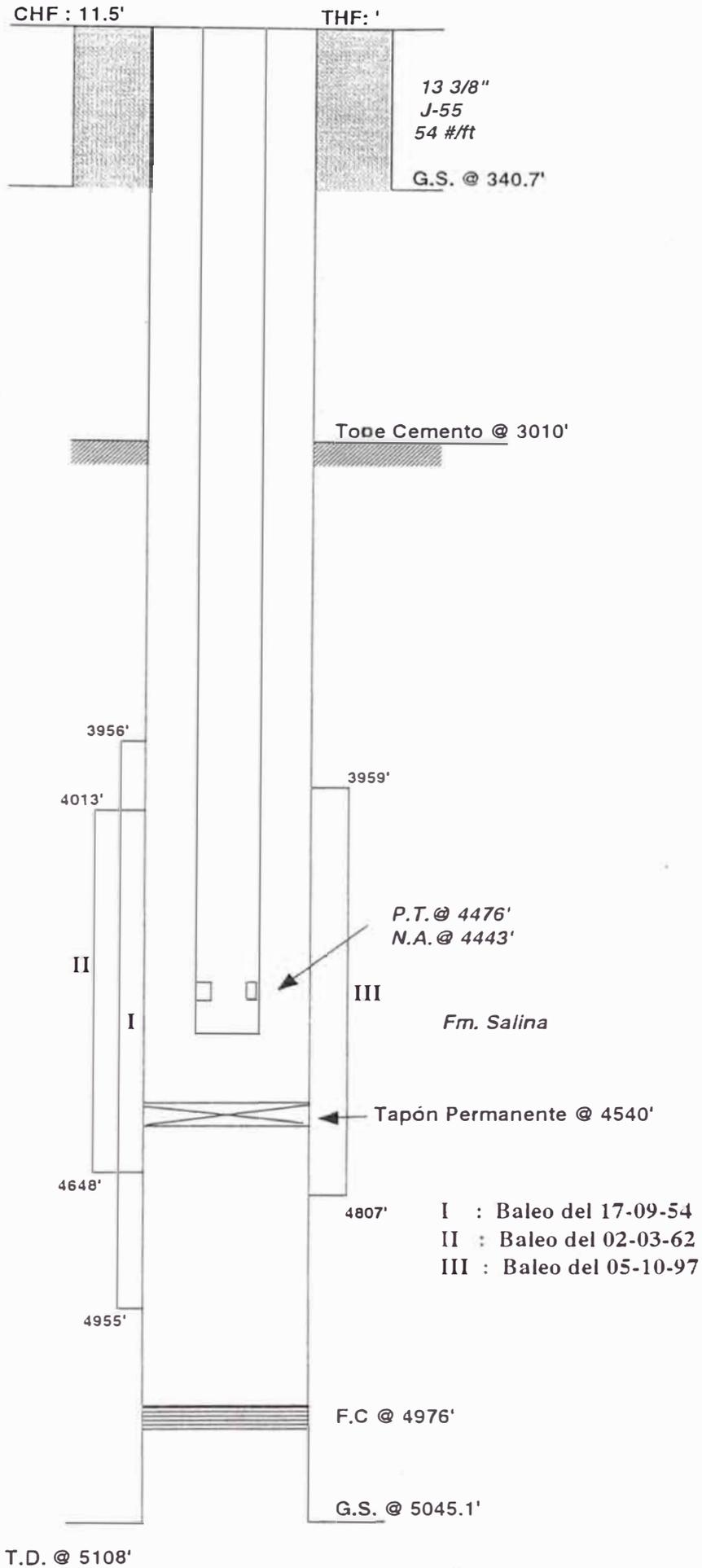
Pozo 4610



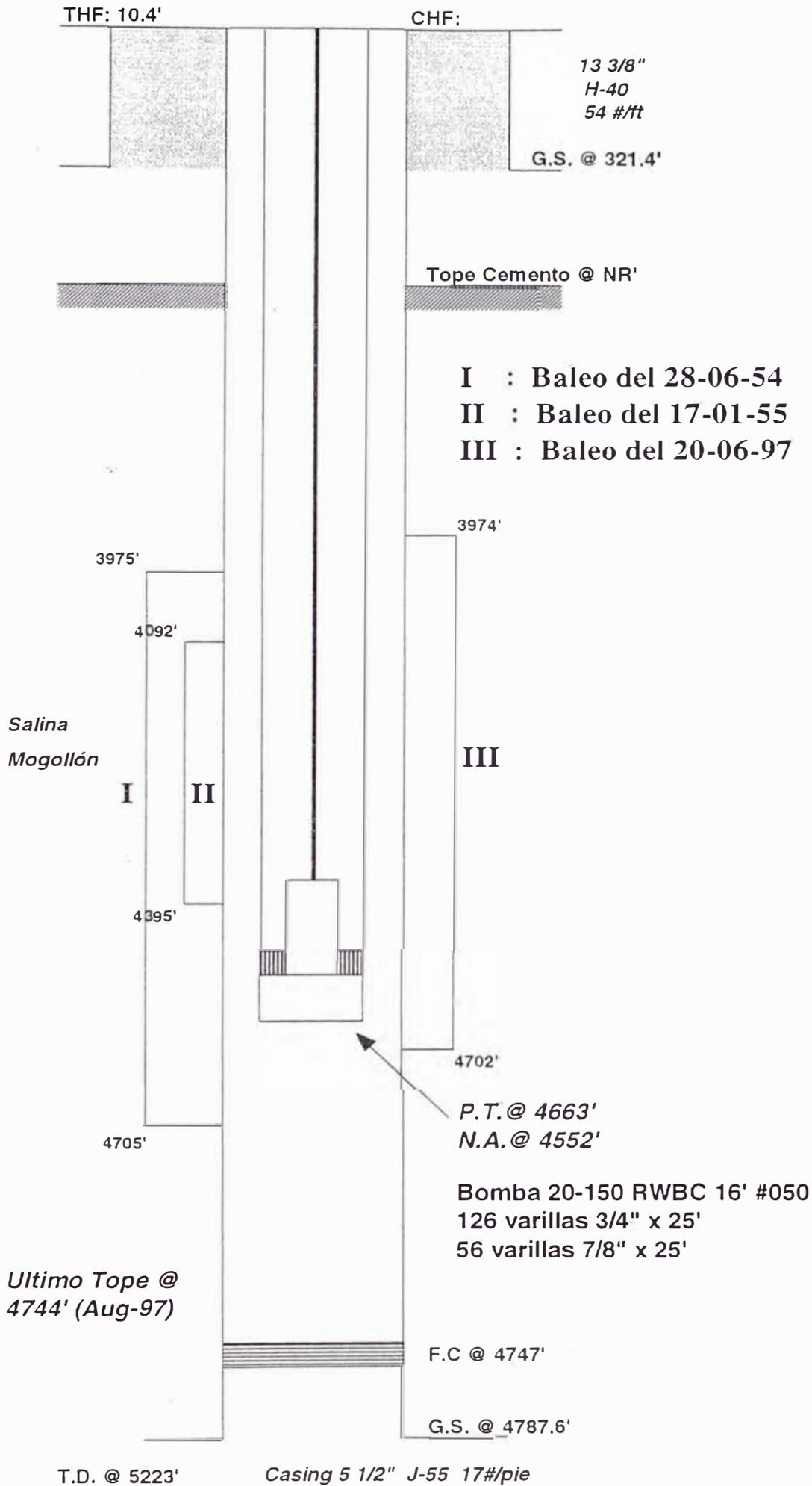
Pozo 4612



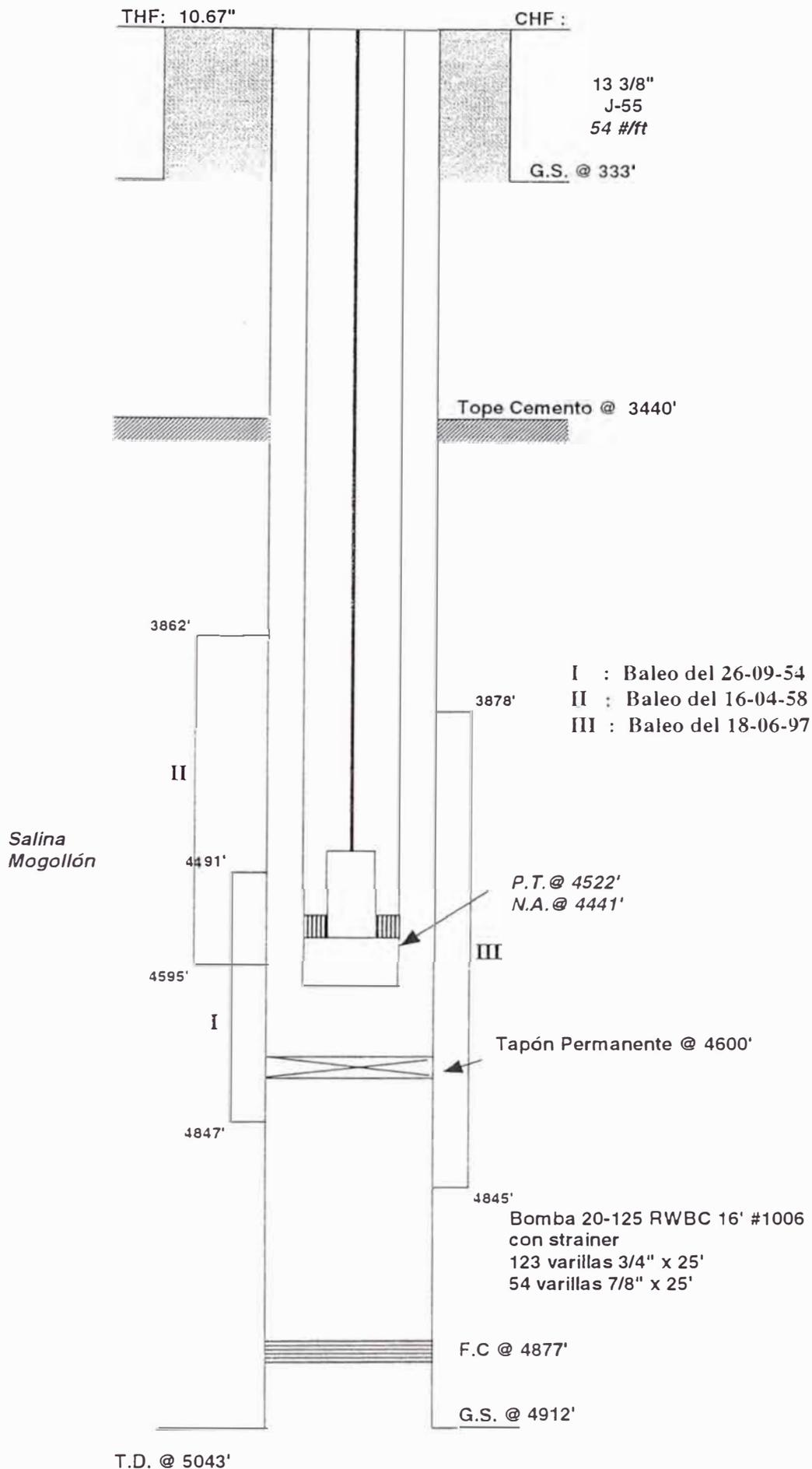
Pozo 4613



Pozo 4614

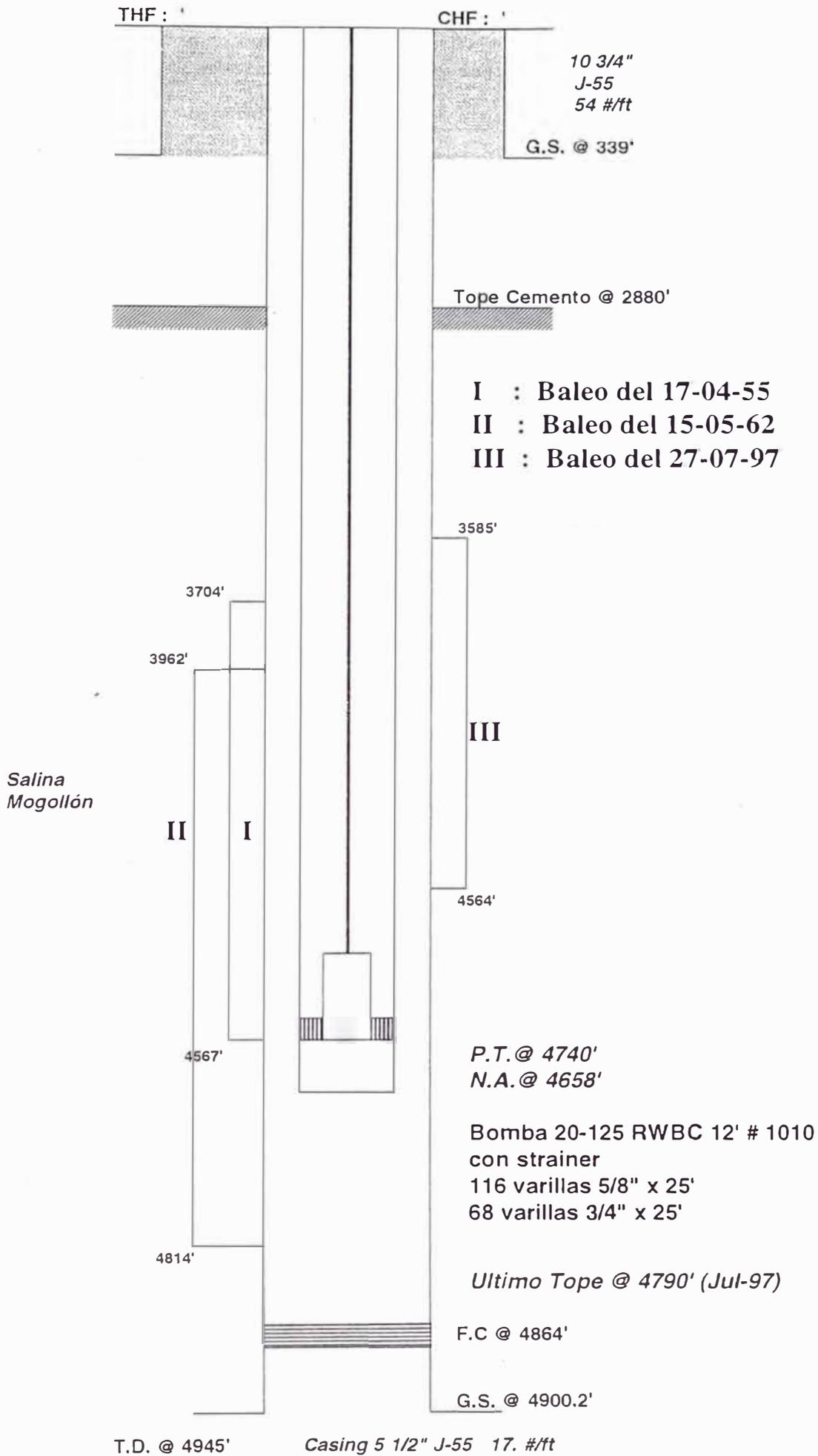


Pozo 4616

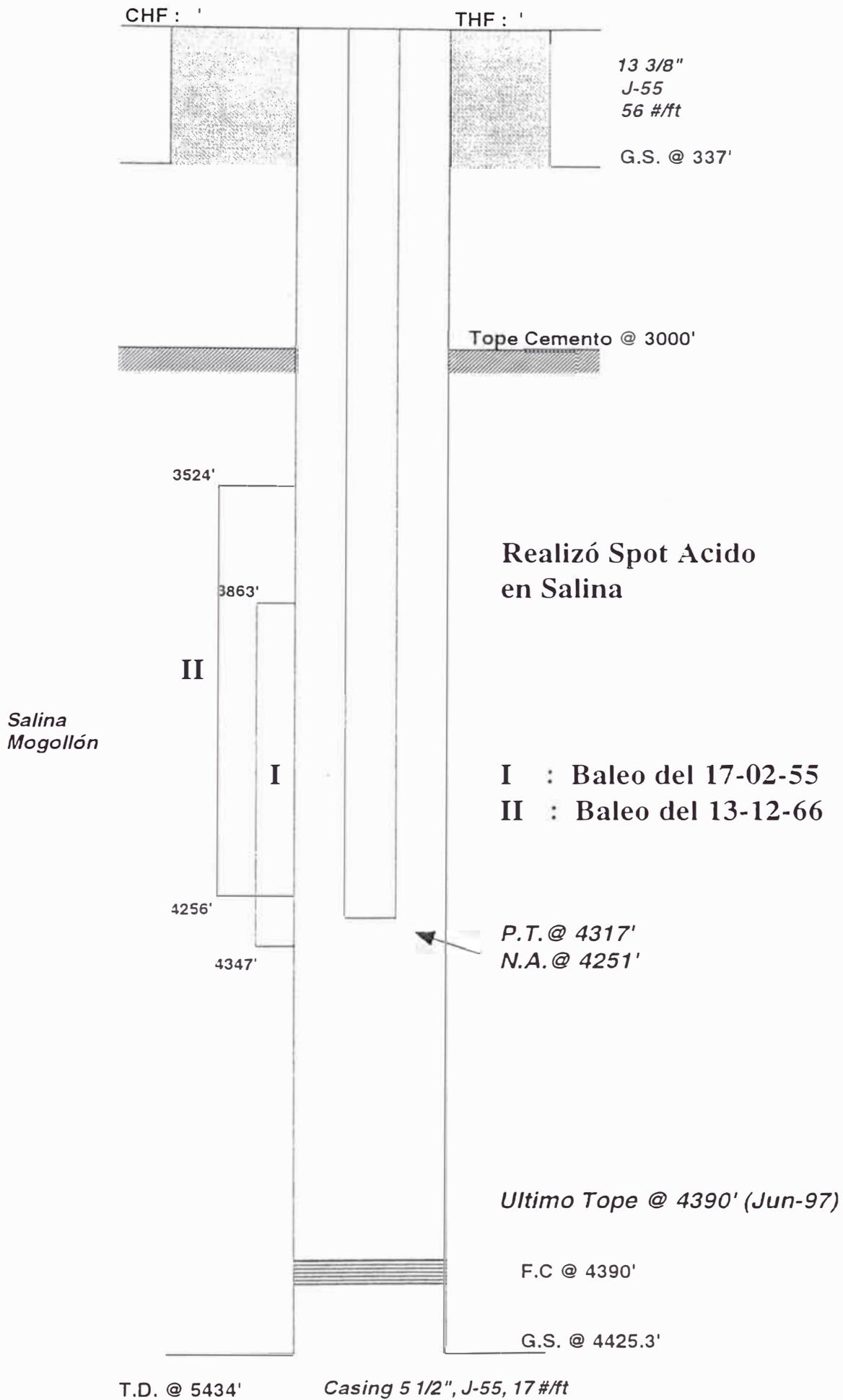


Forros 5-1/2"; J-55 ; 17.0 #/pie (0' - 4912')

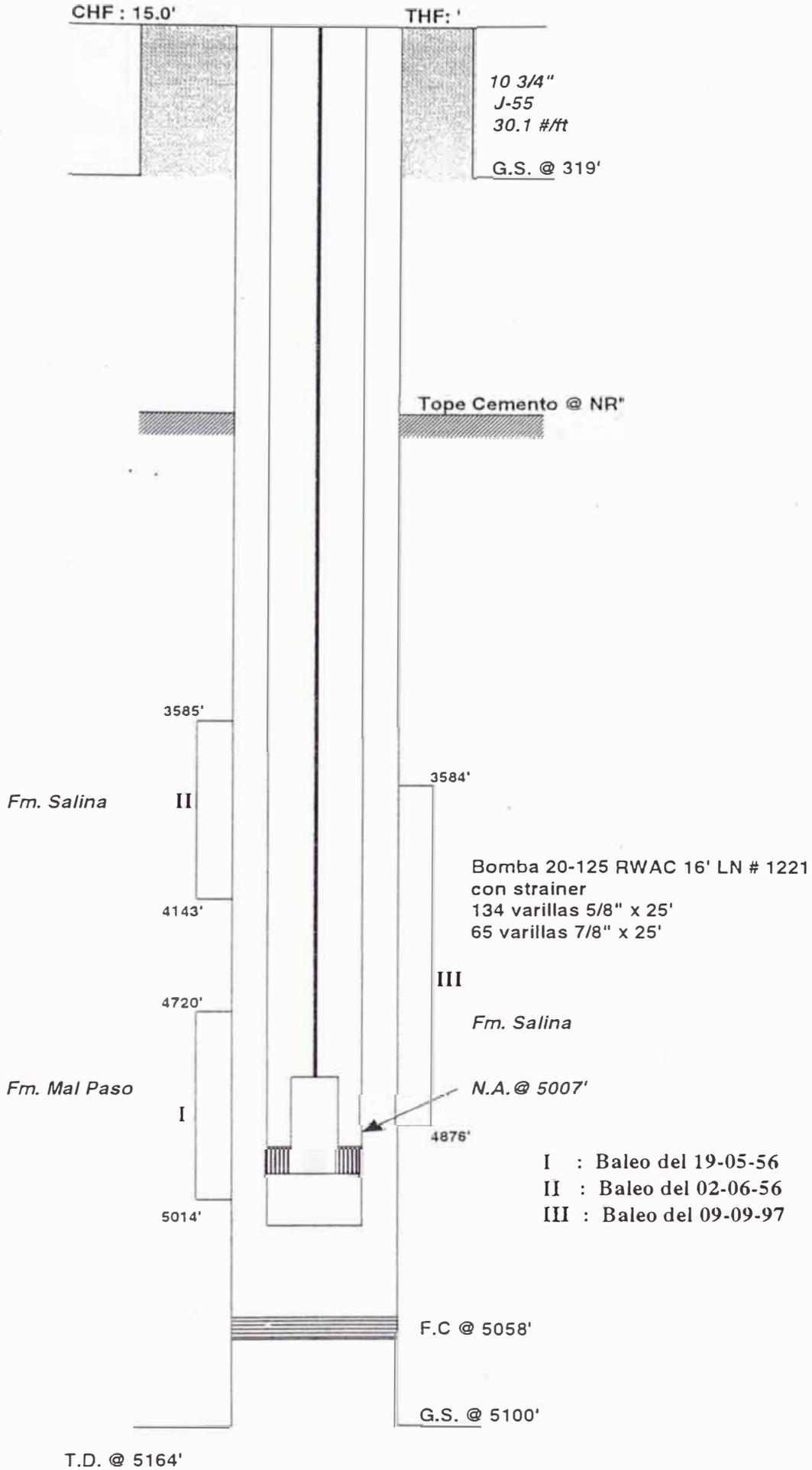
Pozo 4621



Pozo 4699

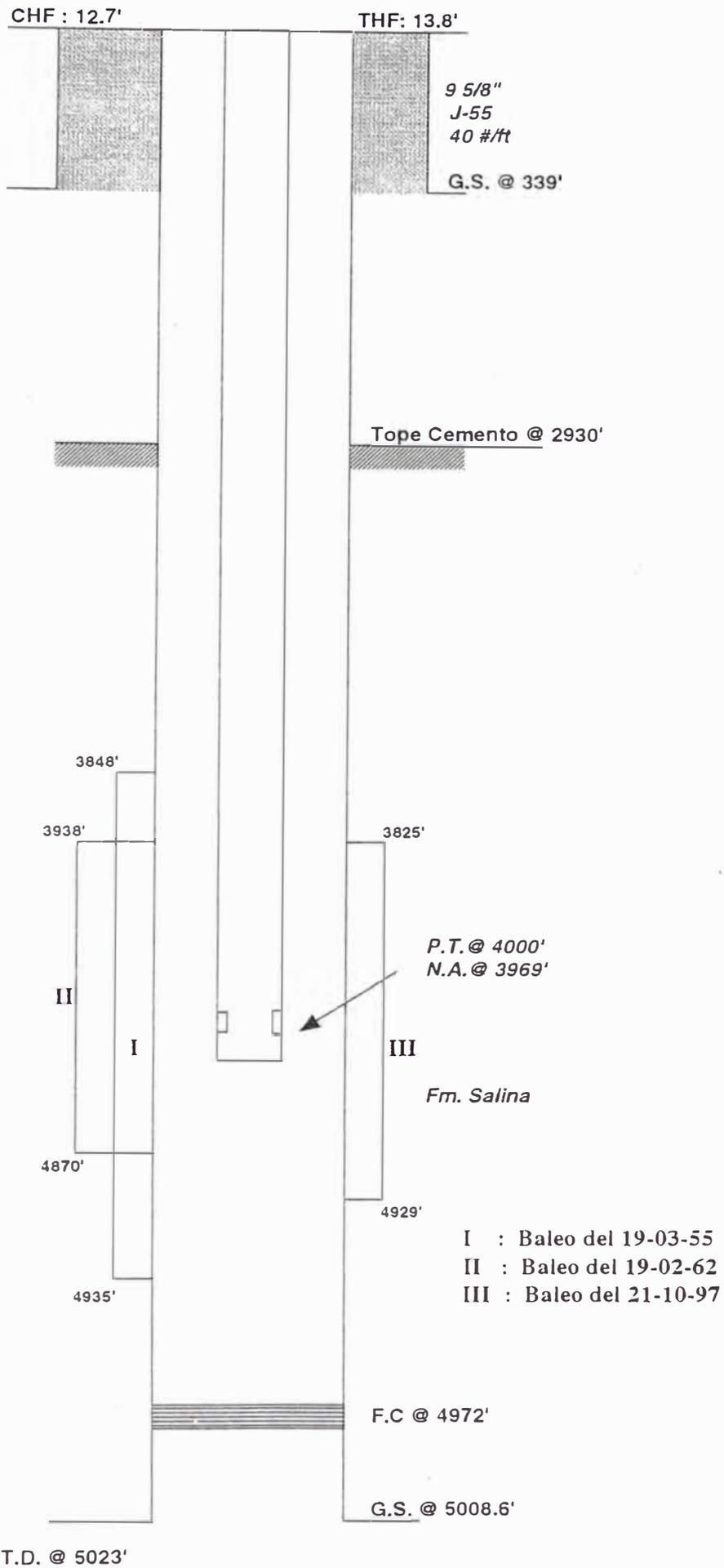


Pozo 4703

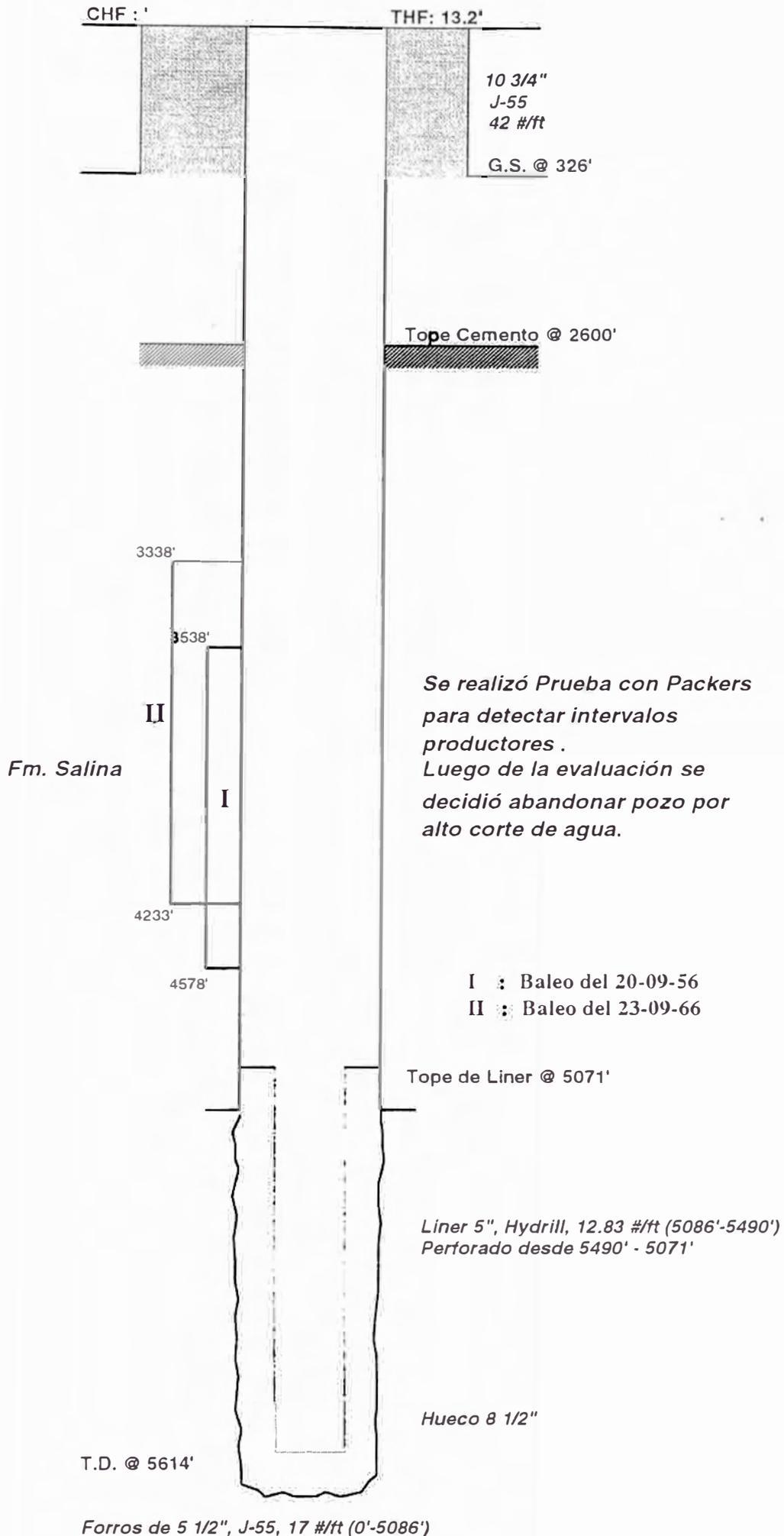


- I : Baleo del 19-05-56
- II : Baleo del 02-06-56
- III : Baleo del 09-09-97

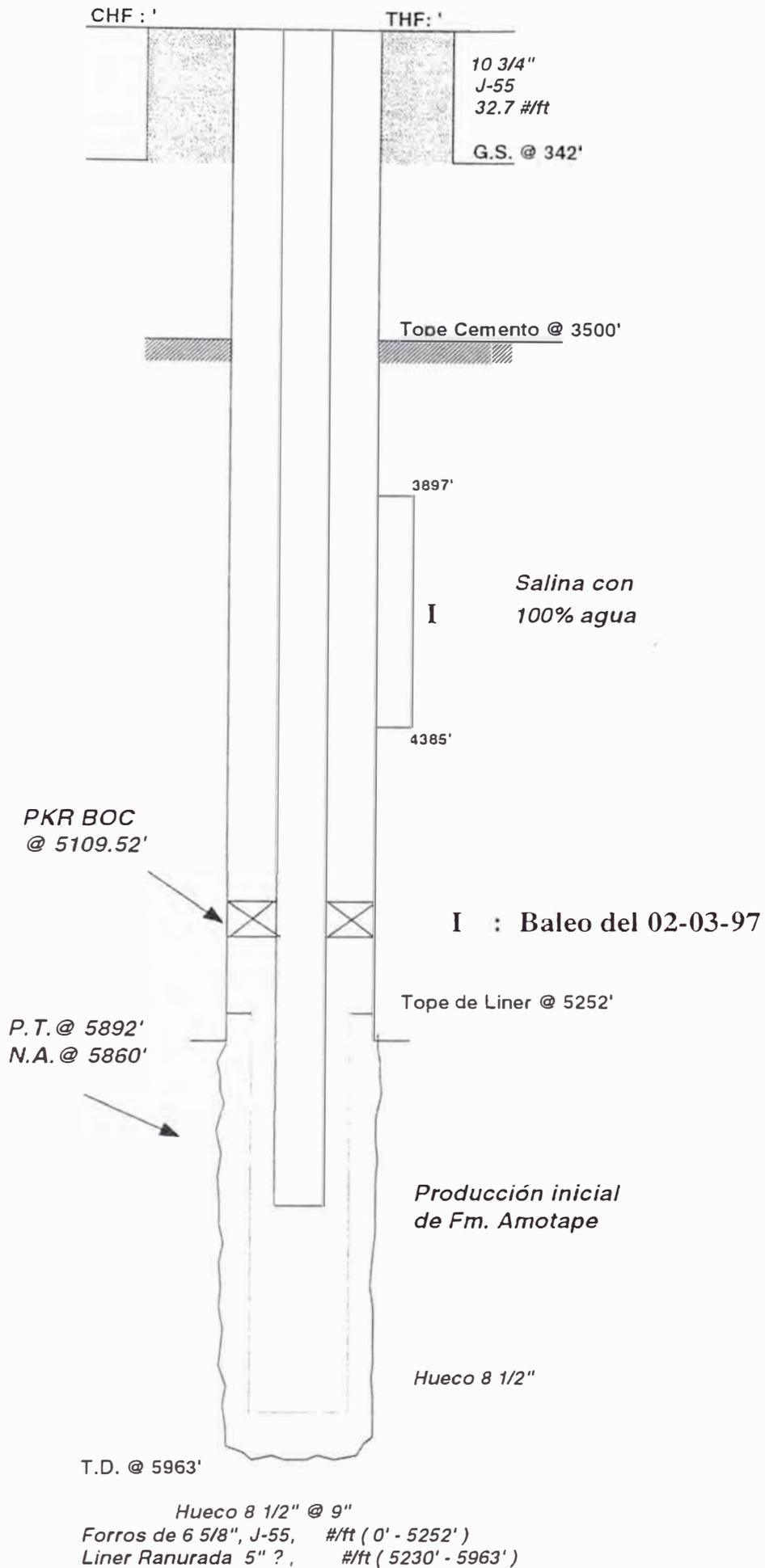
Pozo 4707



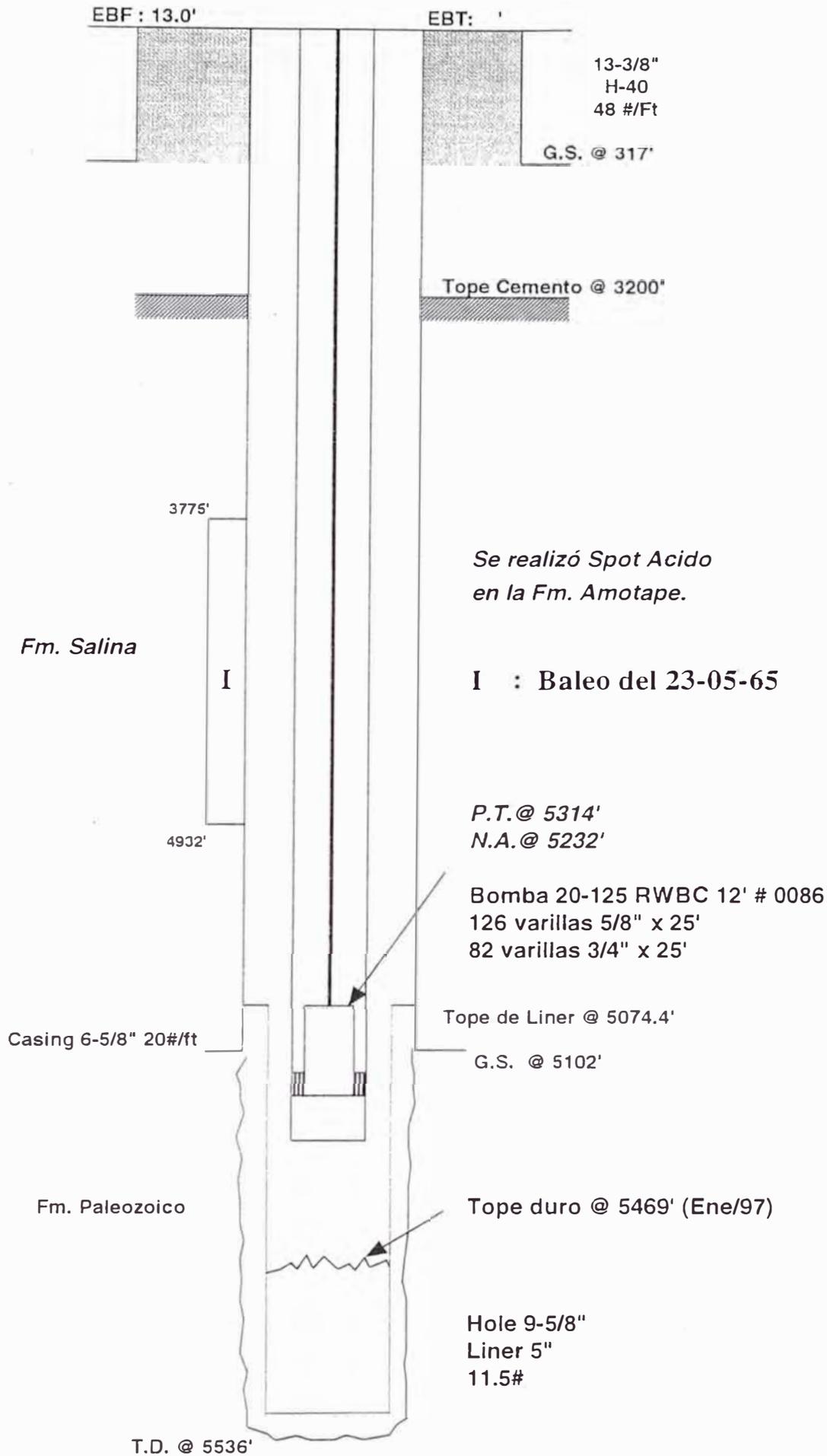
Pozo 4714



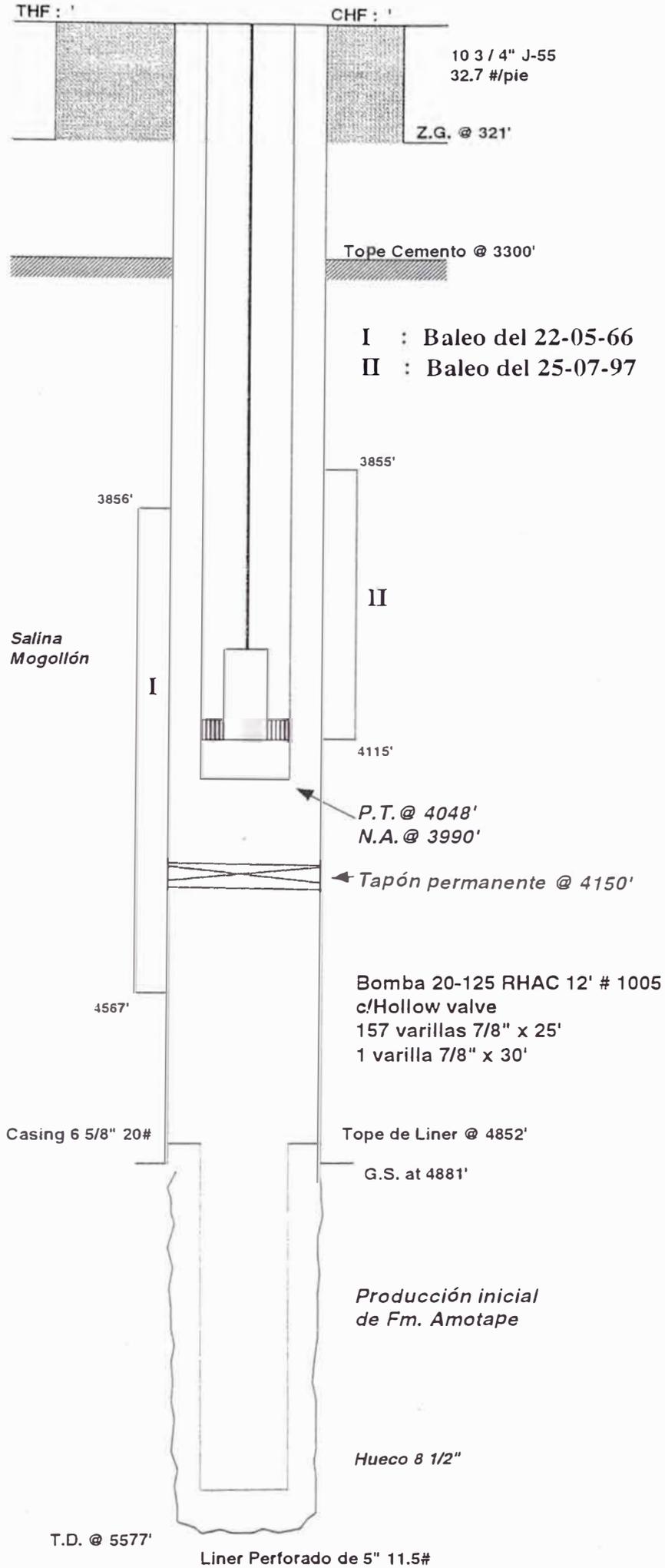
Pozo 4911



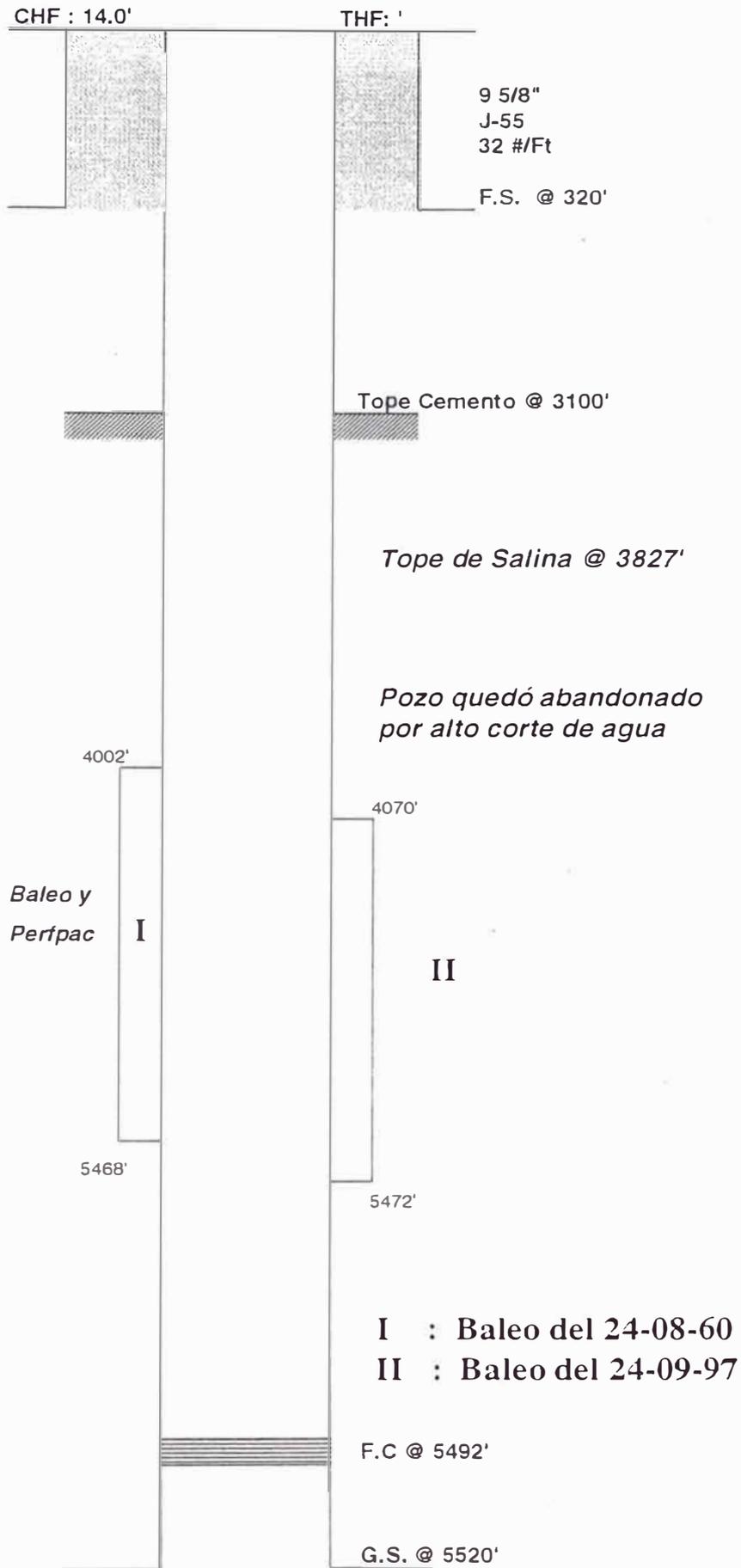
Pozo 4926



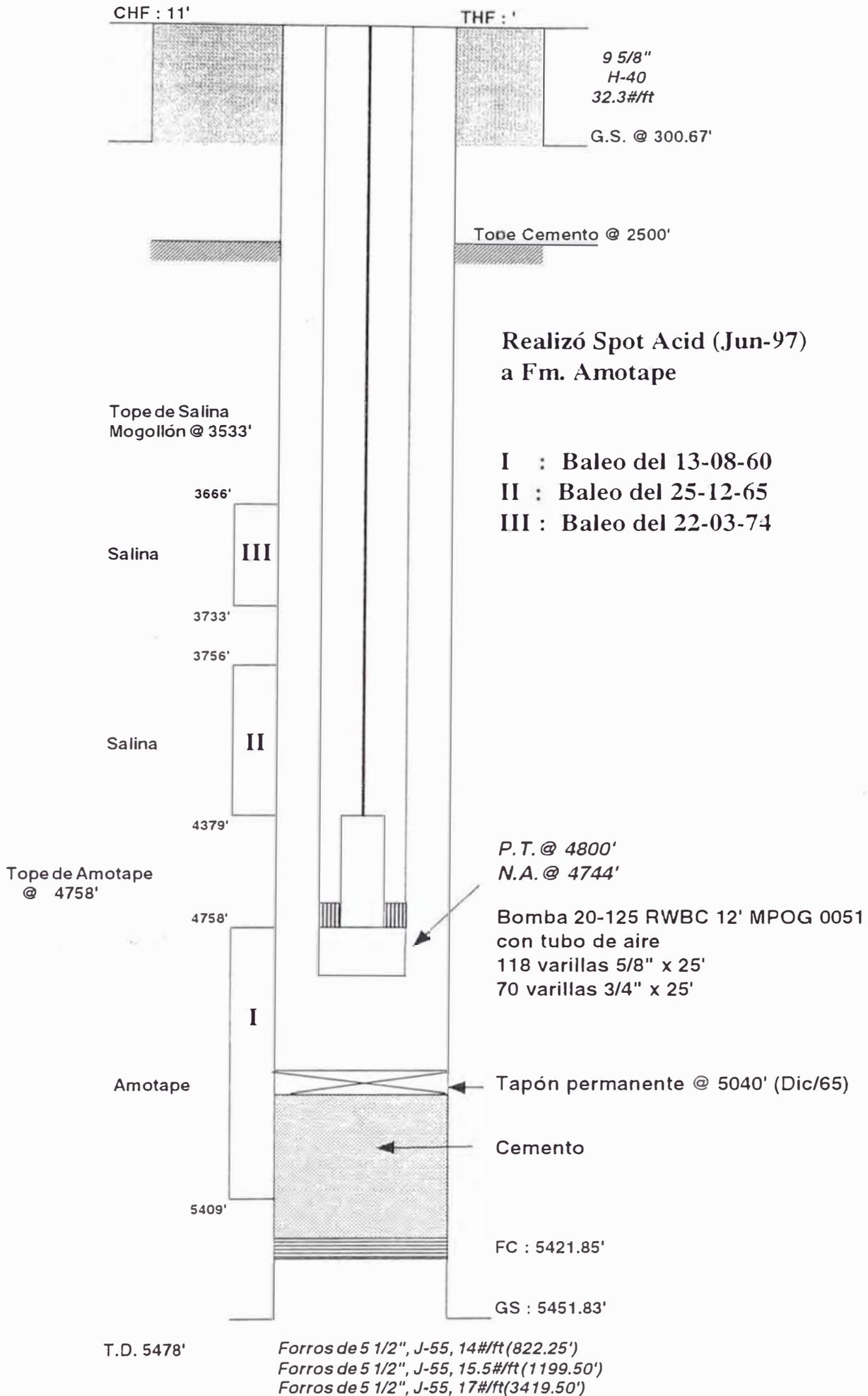
Pozo 4942



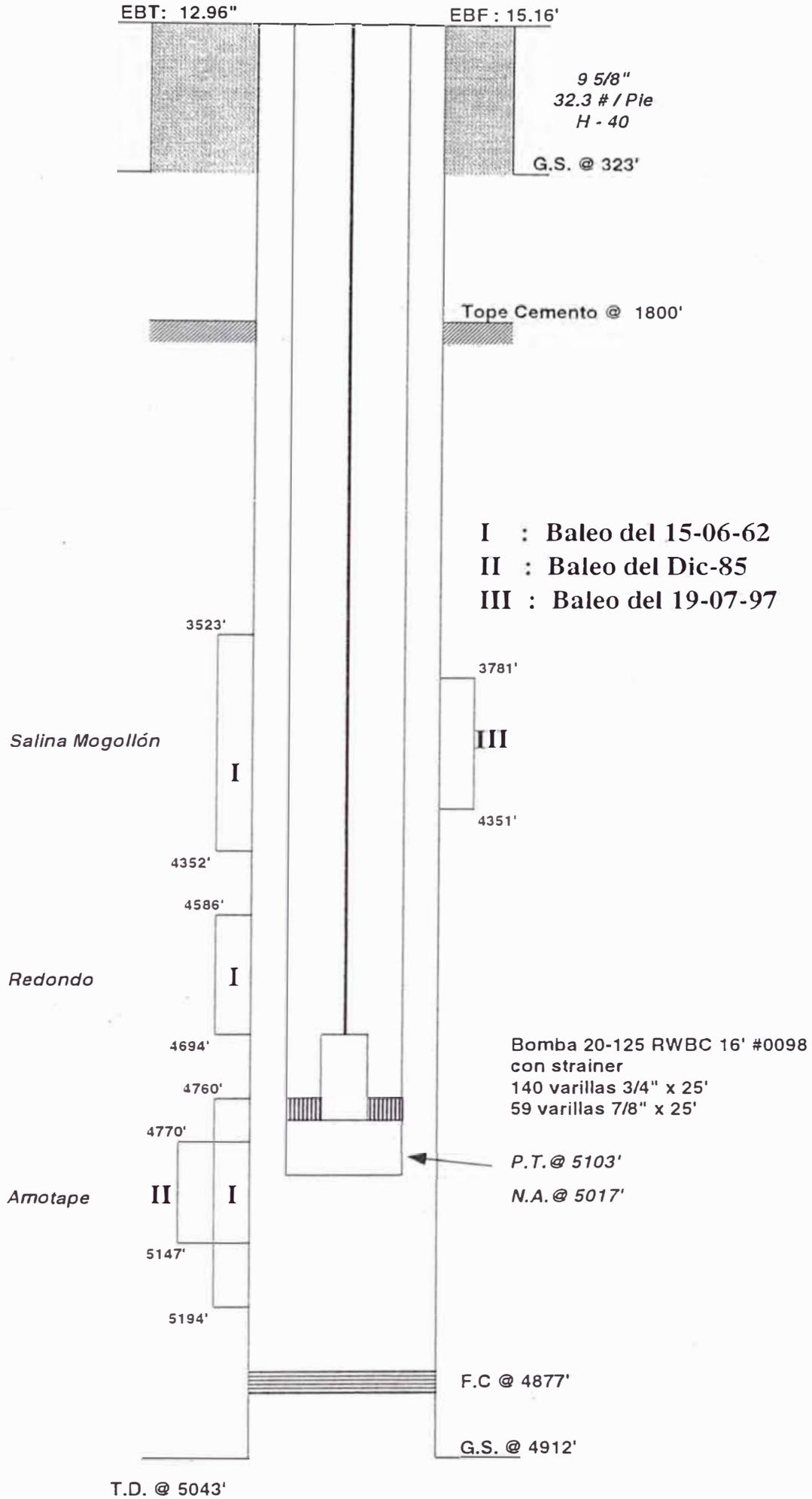
Pozo 5007



Pozo 5008

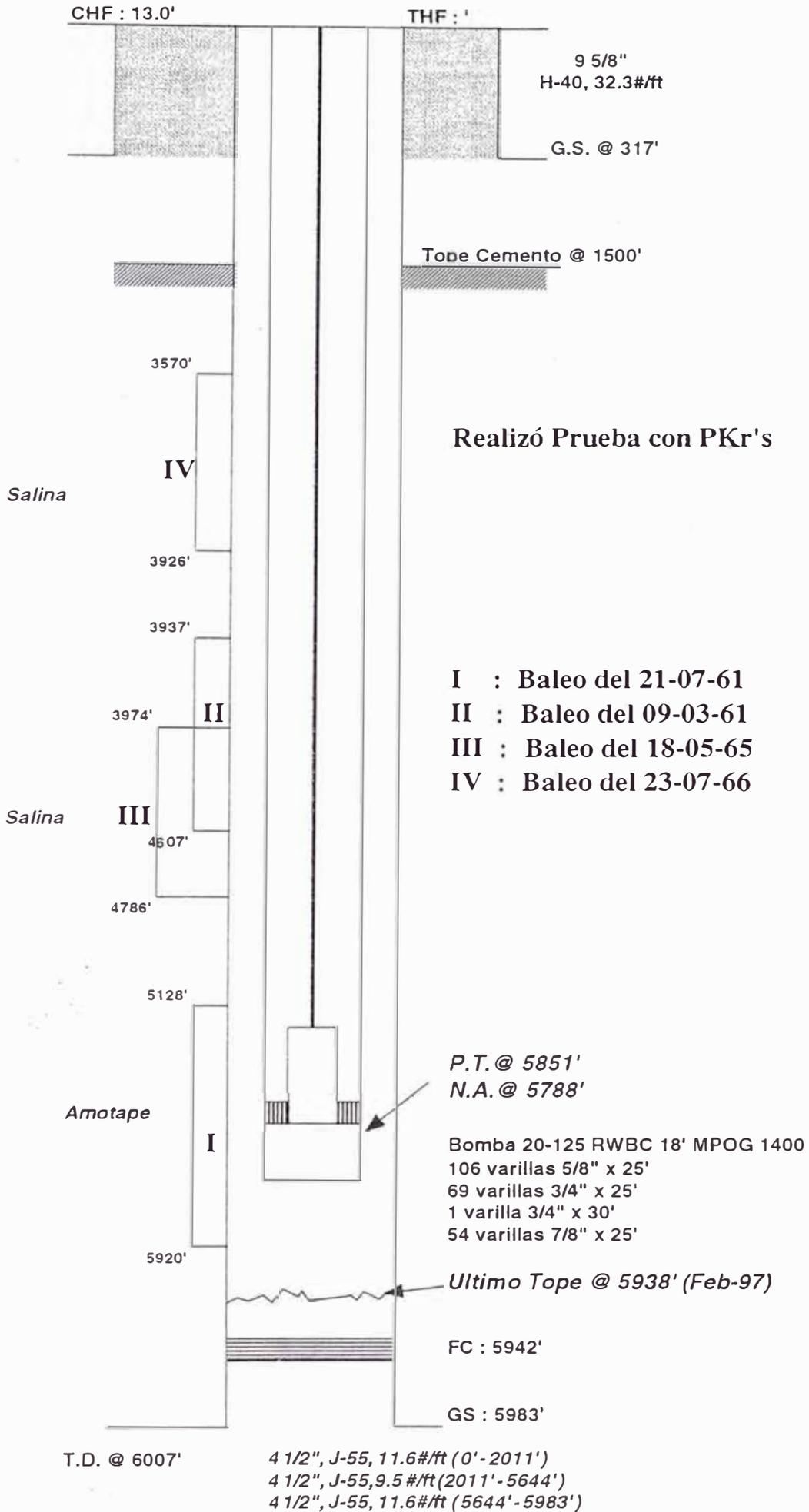


Pozo 5037

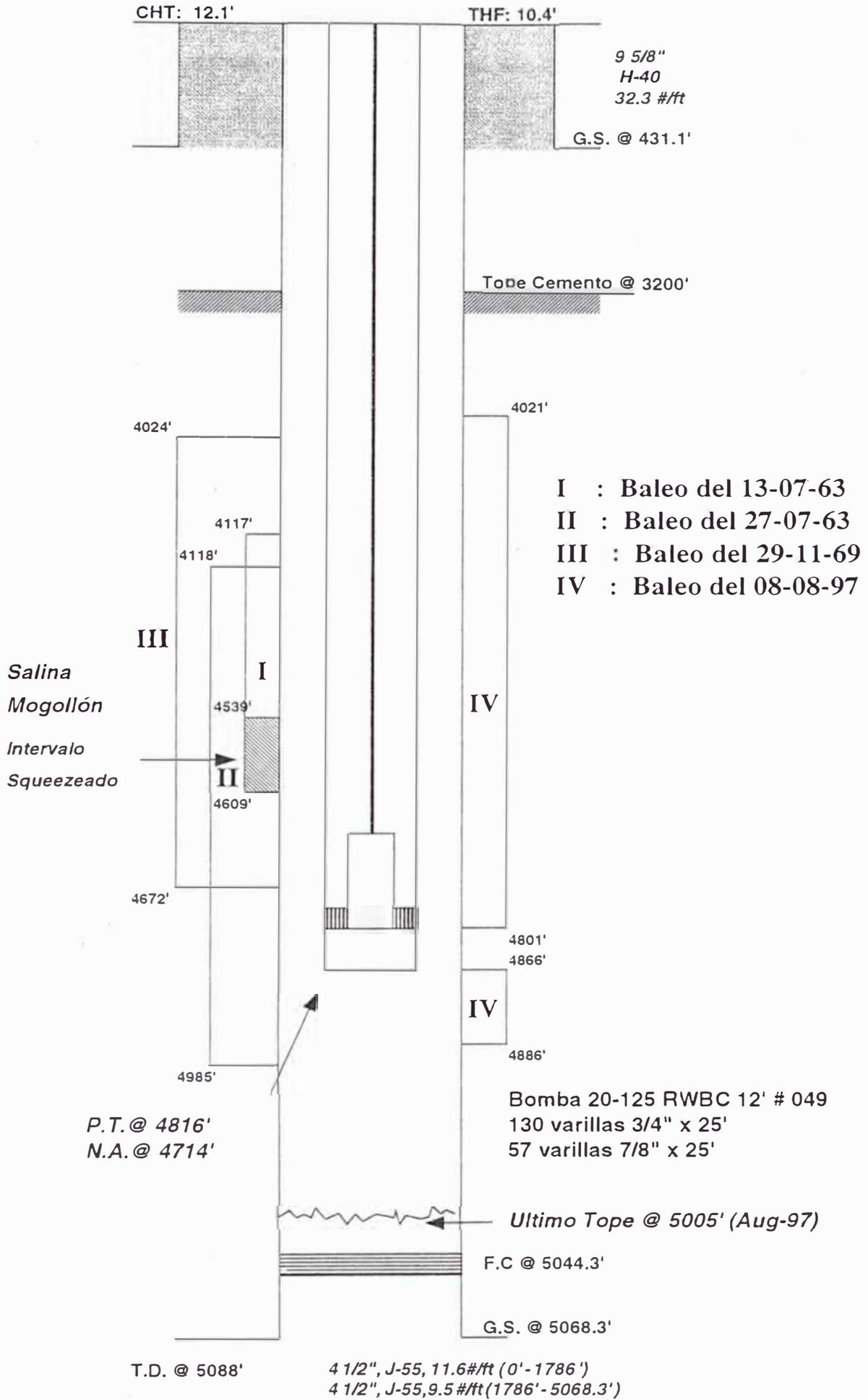


Forros 5-1/2"; J-55 ; 17.0 #/pie (0' - 4912')

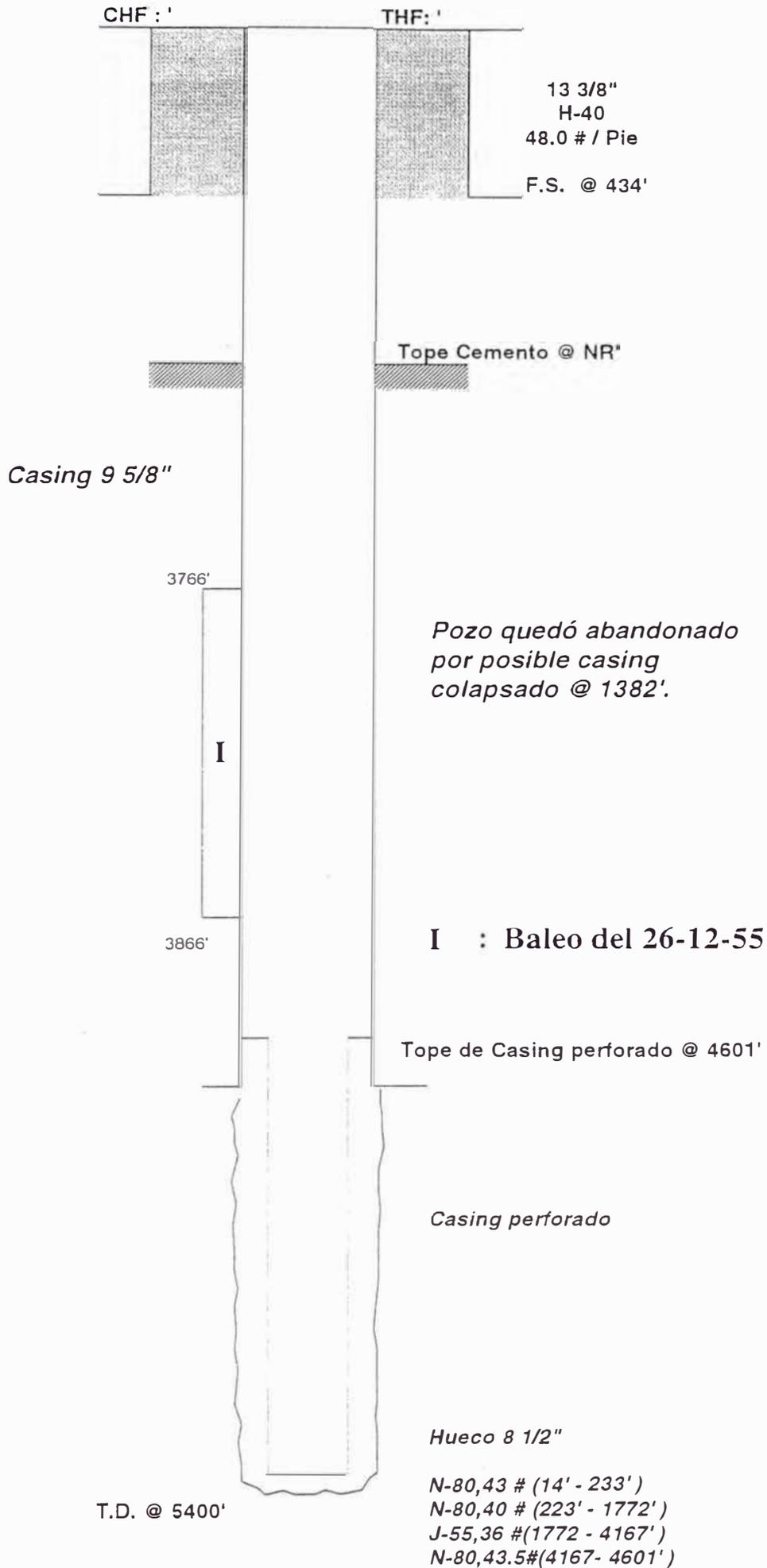
Pozo 5039



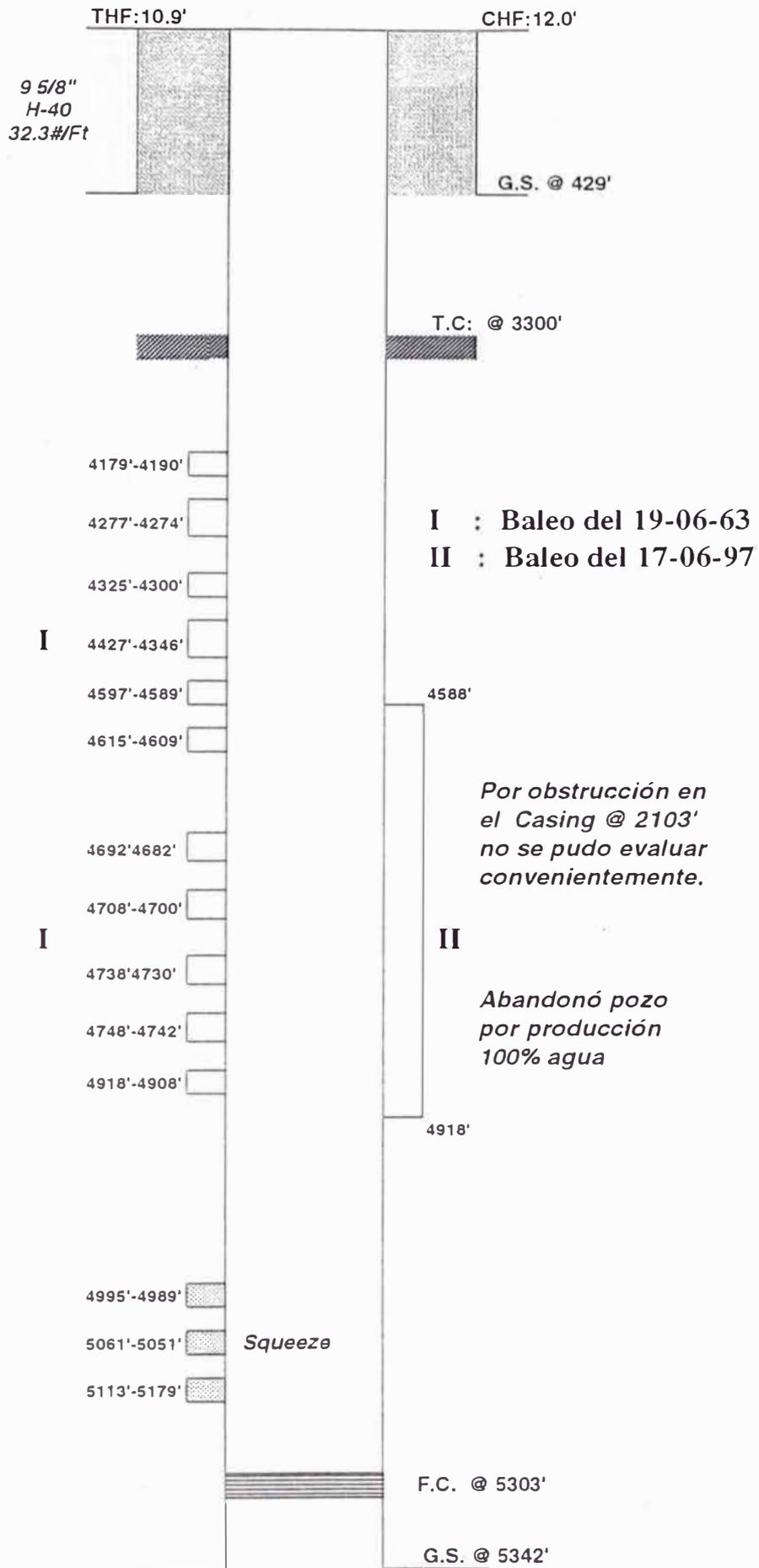
Pozo 5189



Pozo 5232



Pozo 5243

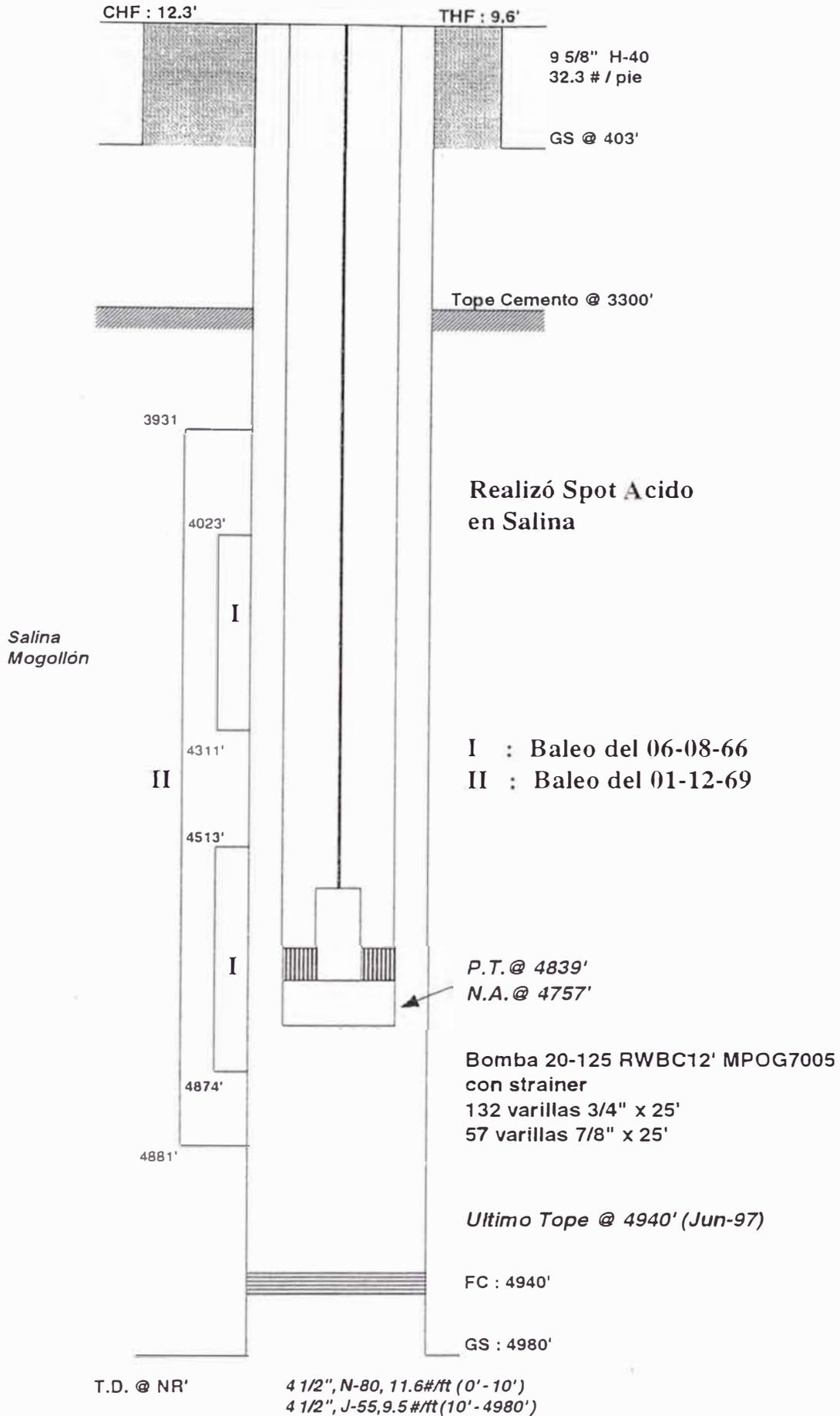


Forros 4 1/2" ; J-55 ; 11.6 #/Ft (0' - 3498')

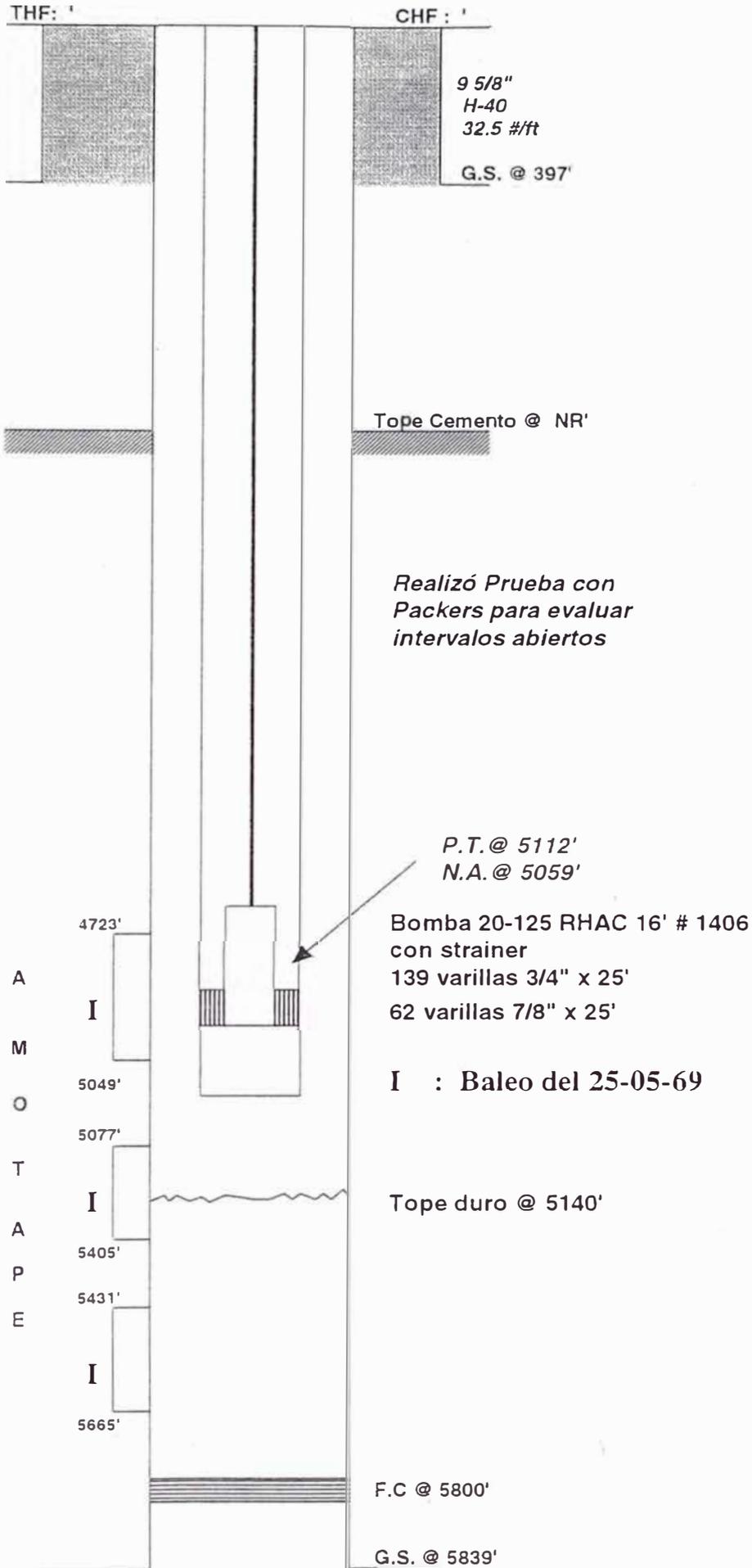
Forros 4 1/2" ; J-55 ; 9.5 # / Ft (3498'/5342')

T.D. @ 5353' .

Pozo 5289

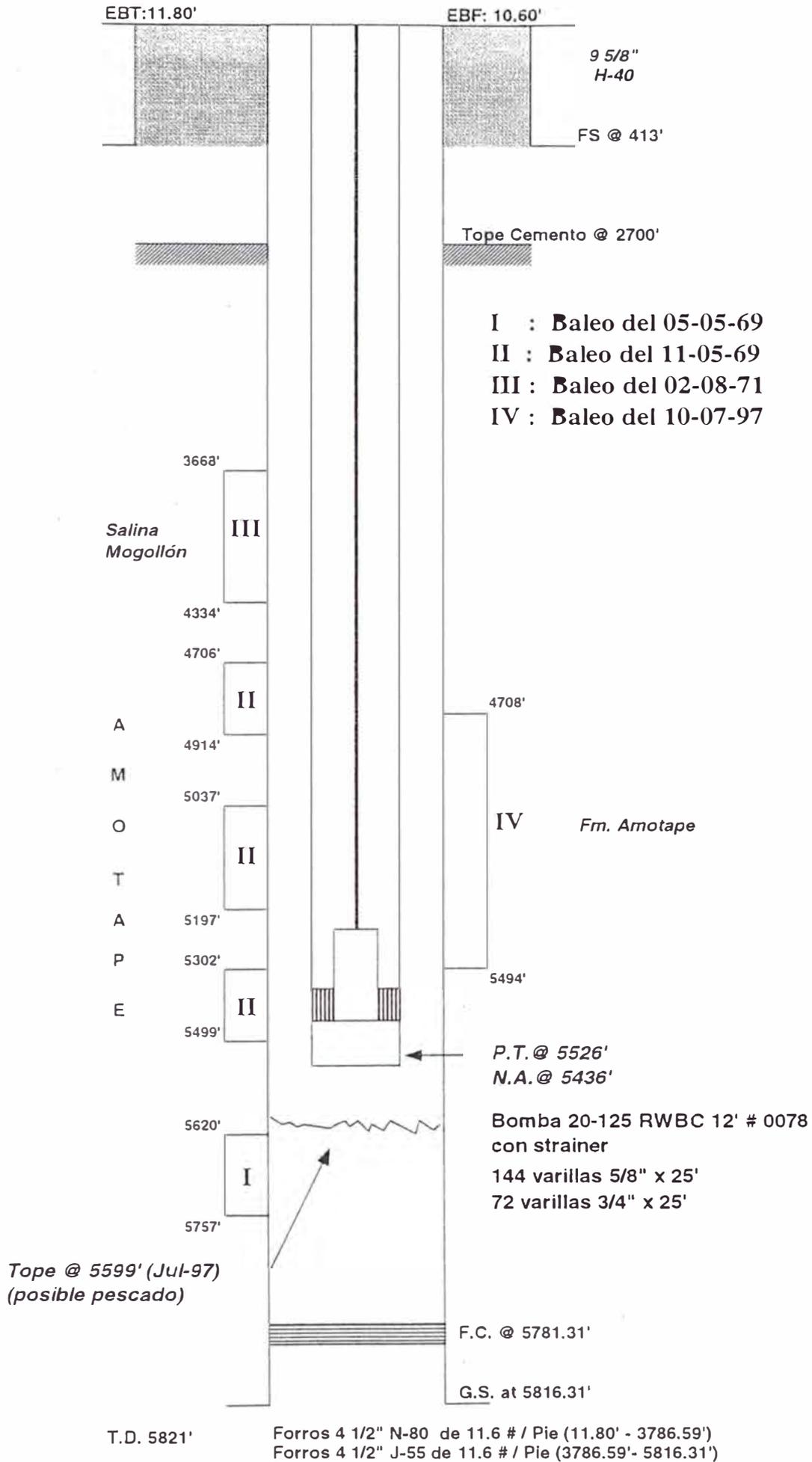


Pozo 5366

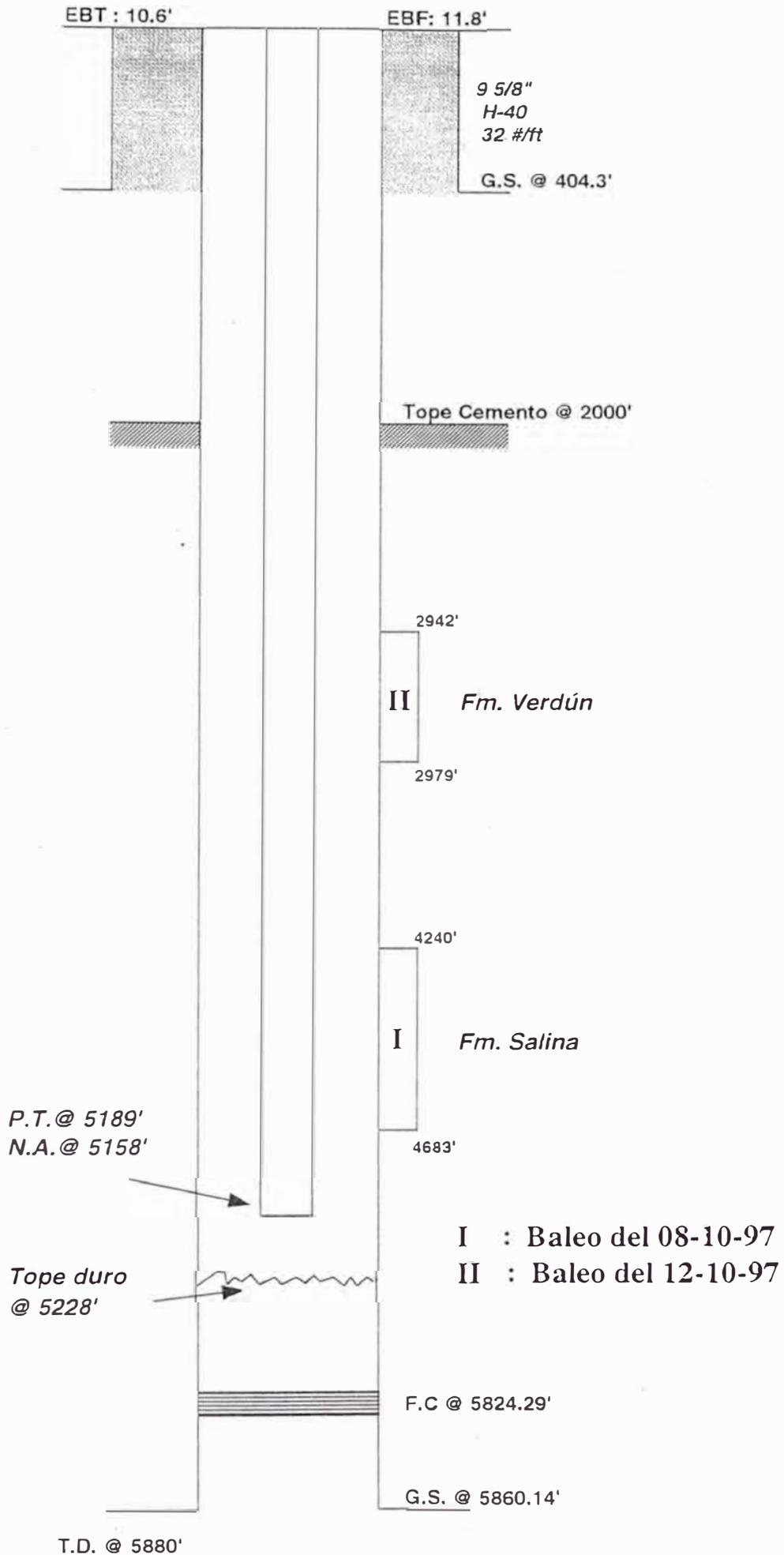


Forros 4 1/2" J-55 de 11.6 # / Pie

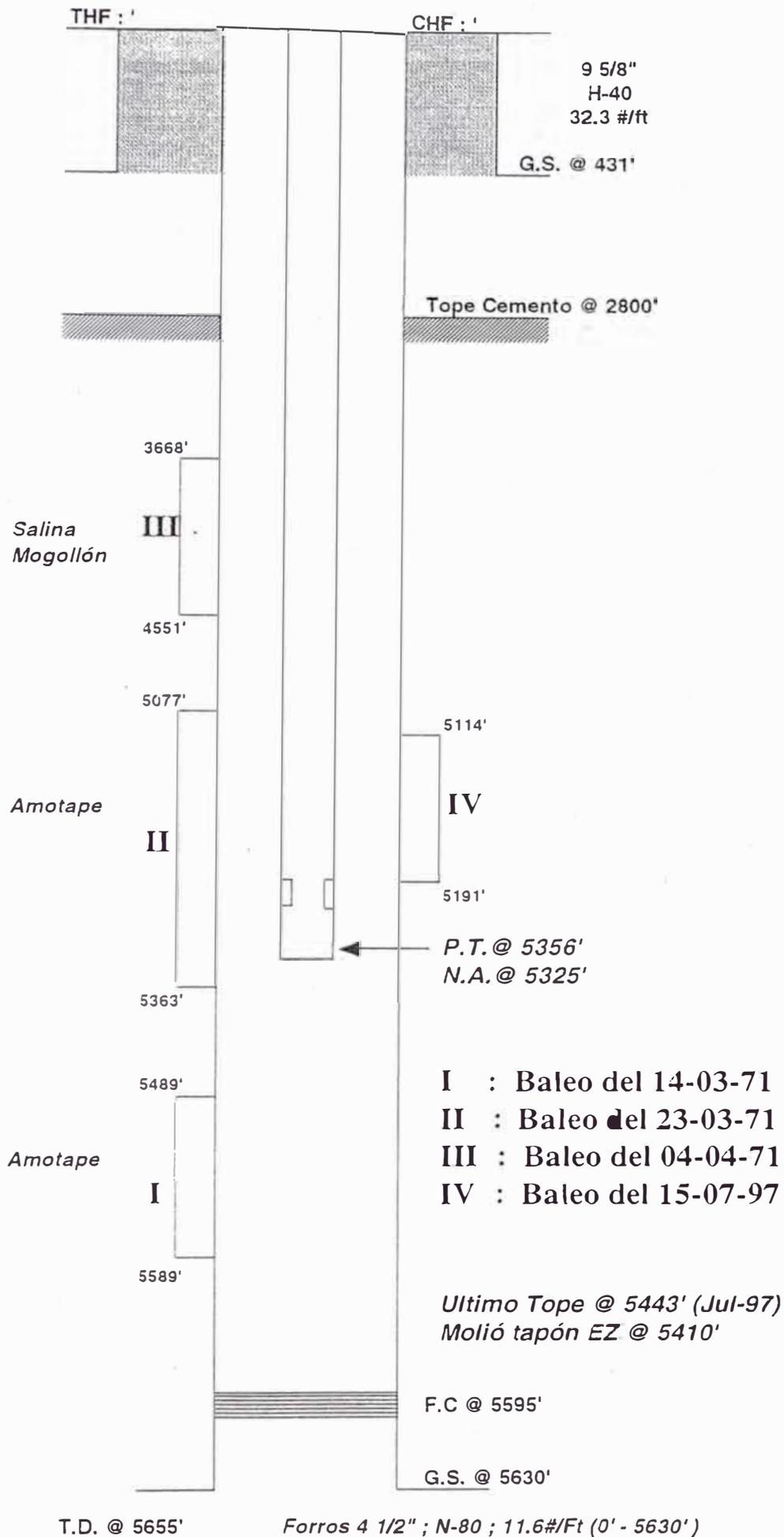
Pozo 5372



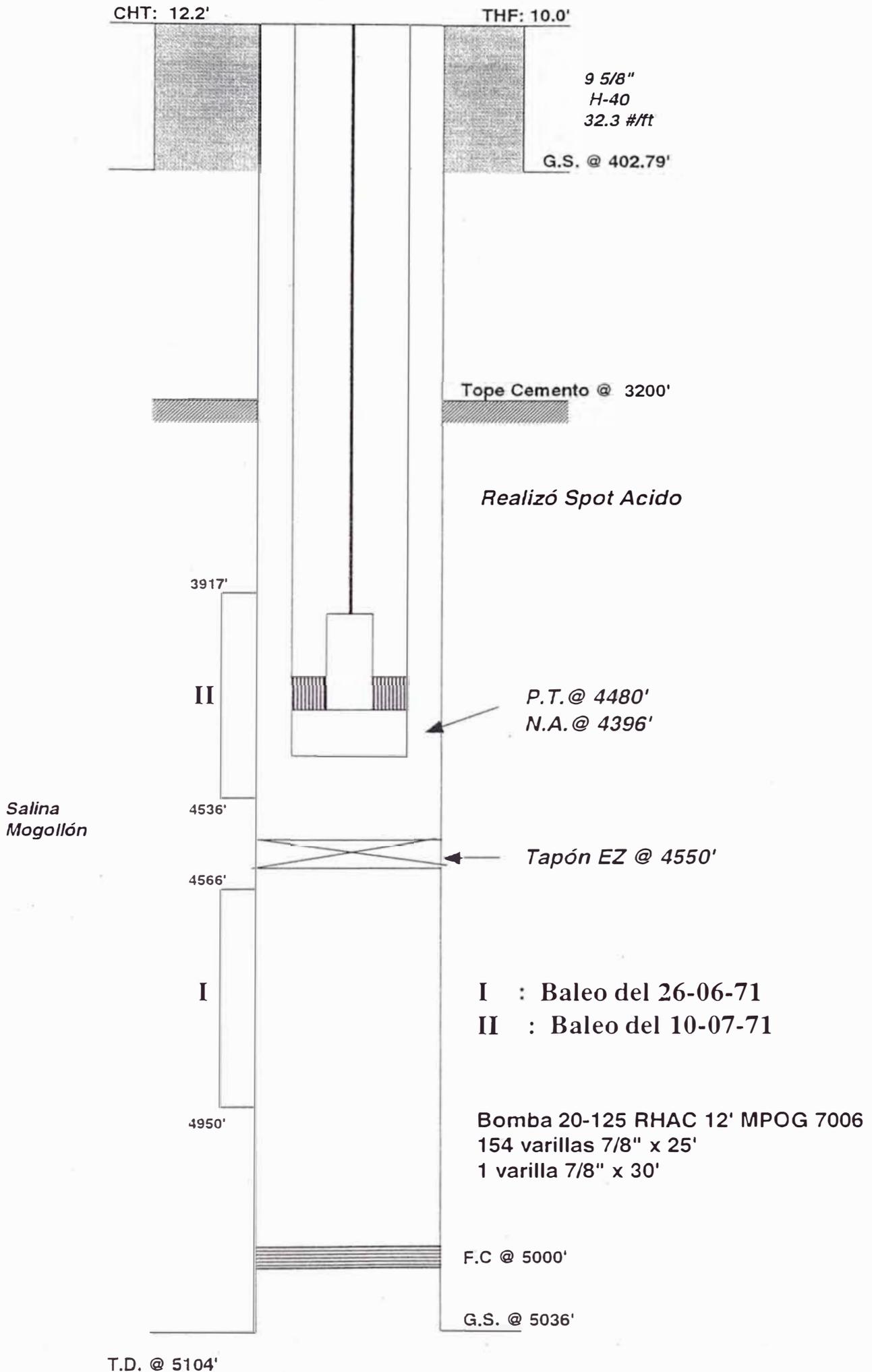
Pozo 5374



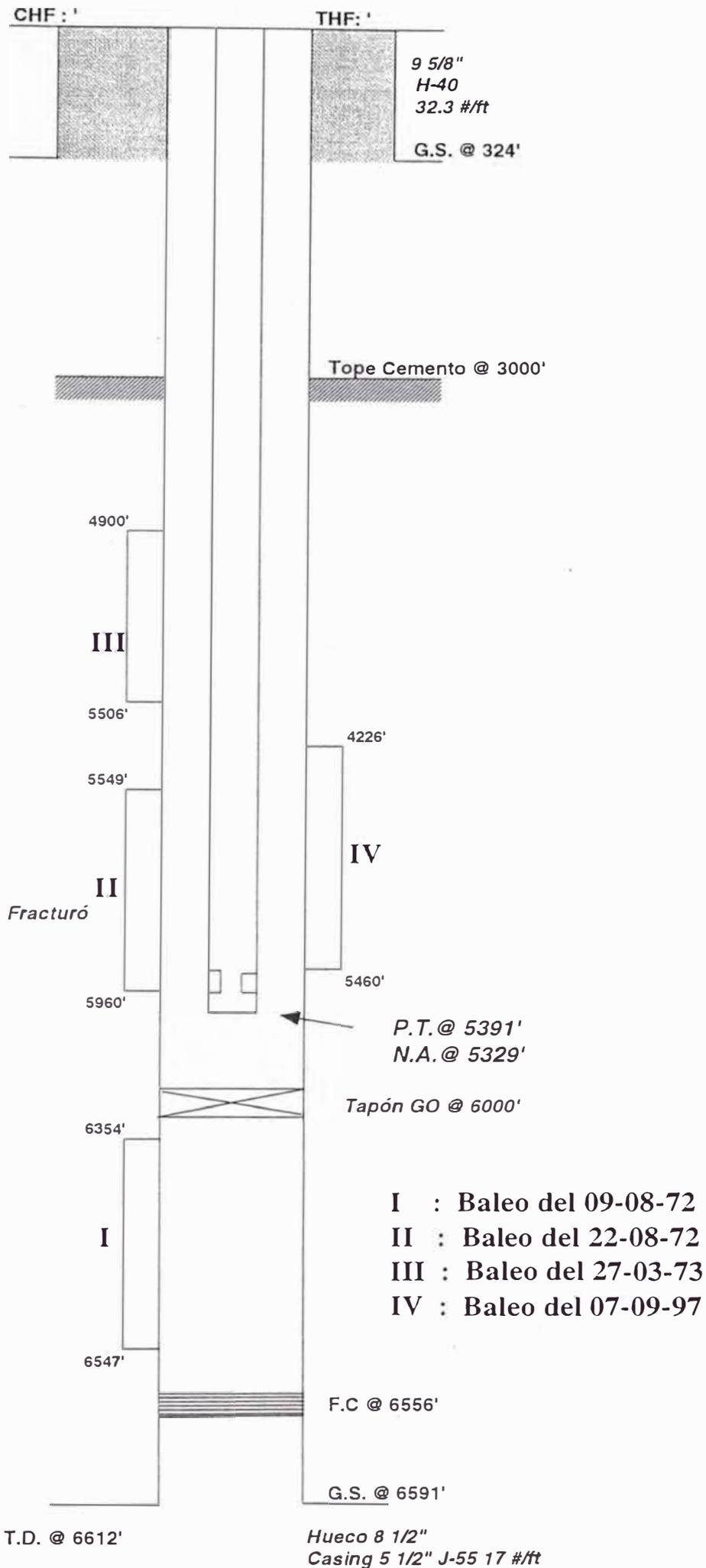
Pozo 5376



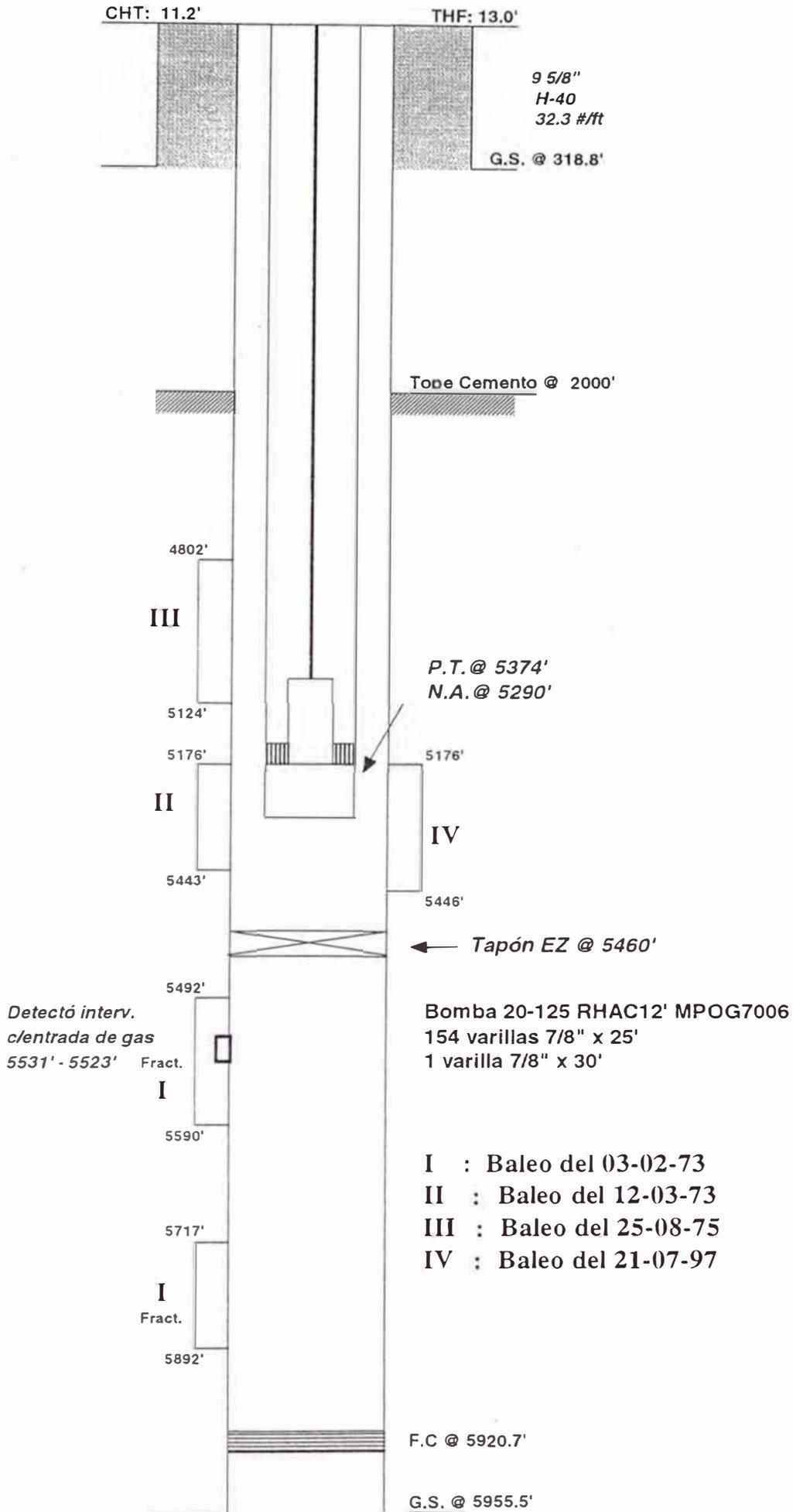
Pozo 5503-E



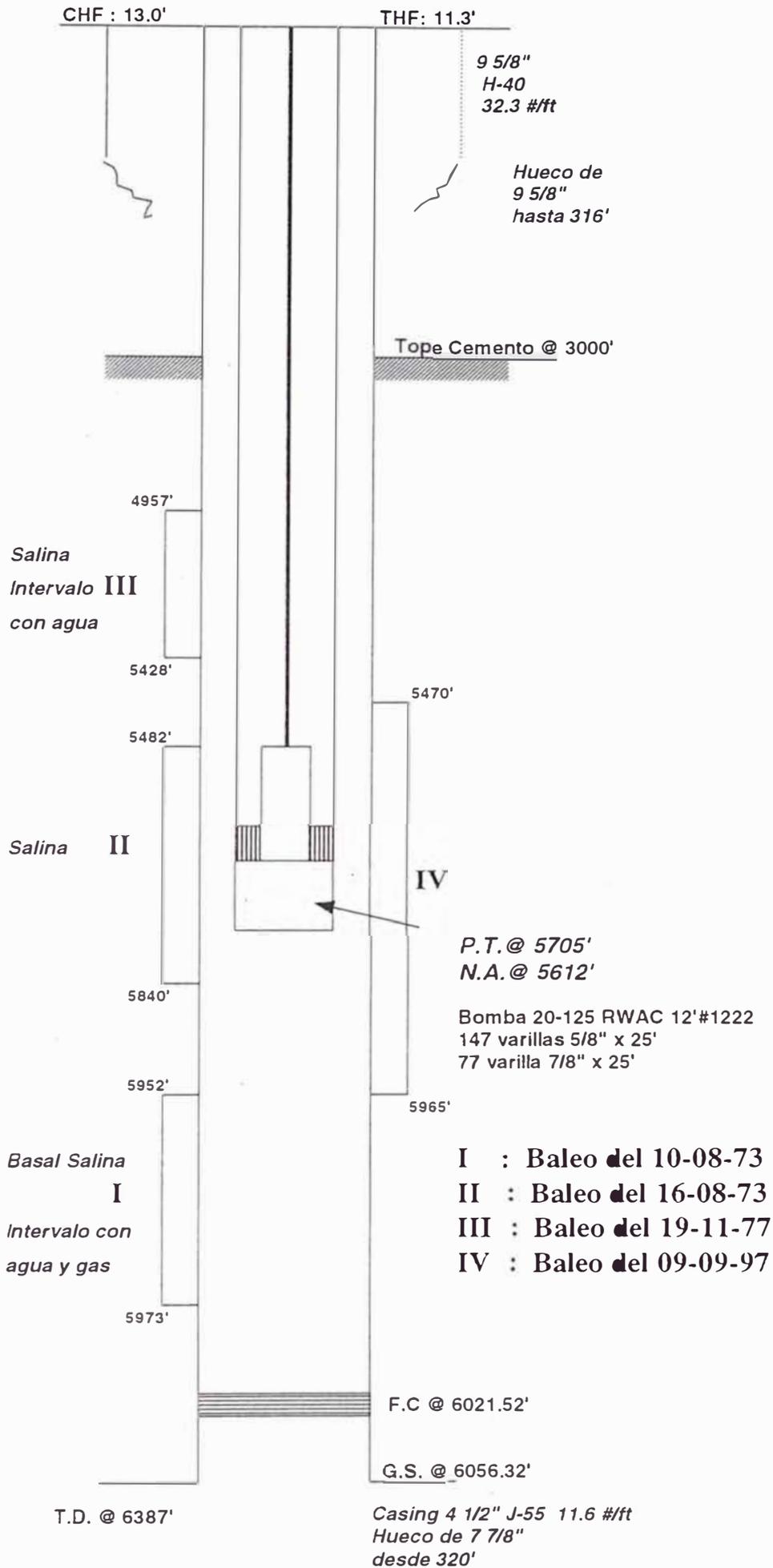
Pozo 5527



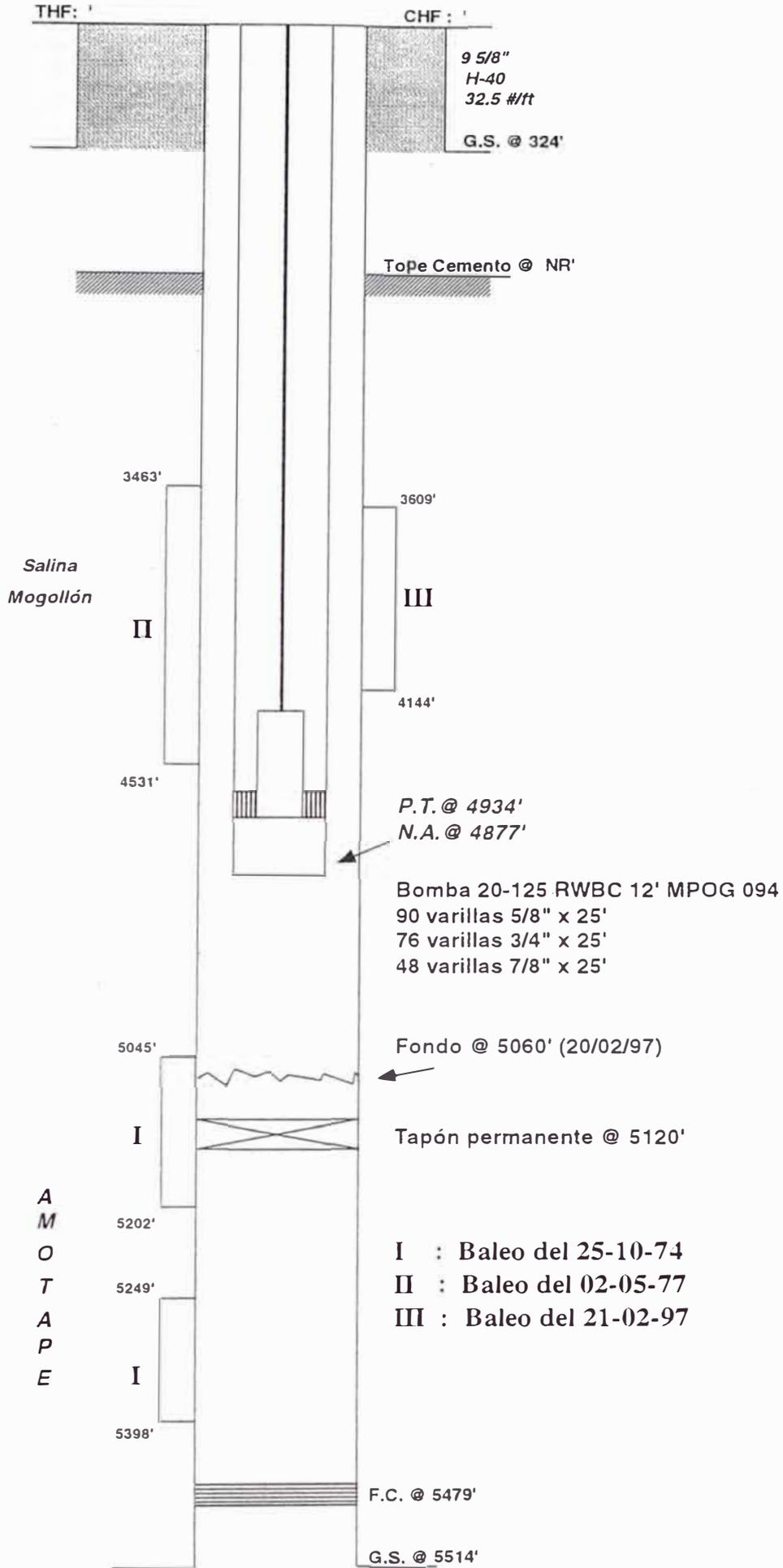
Pozo 5533



Pozo 5541



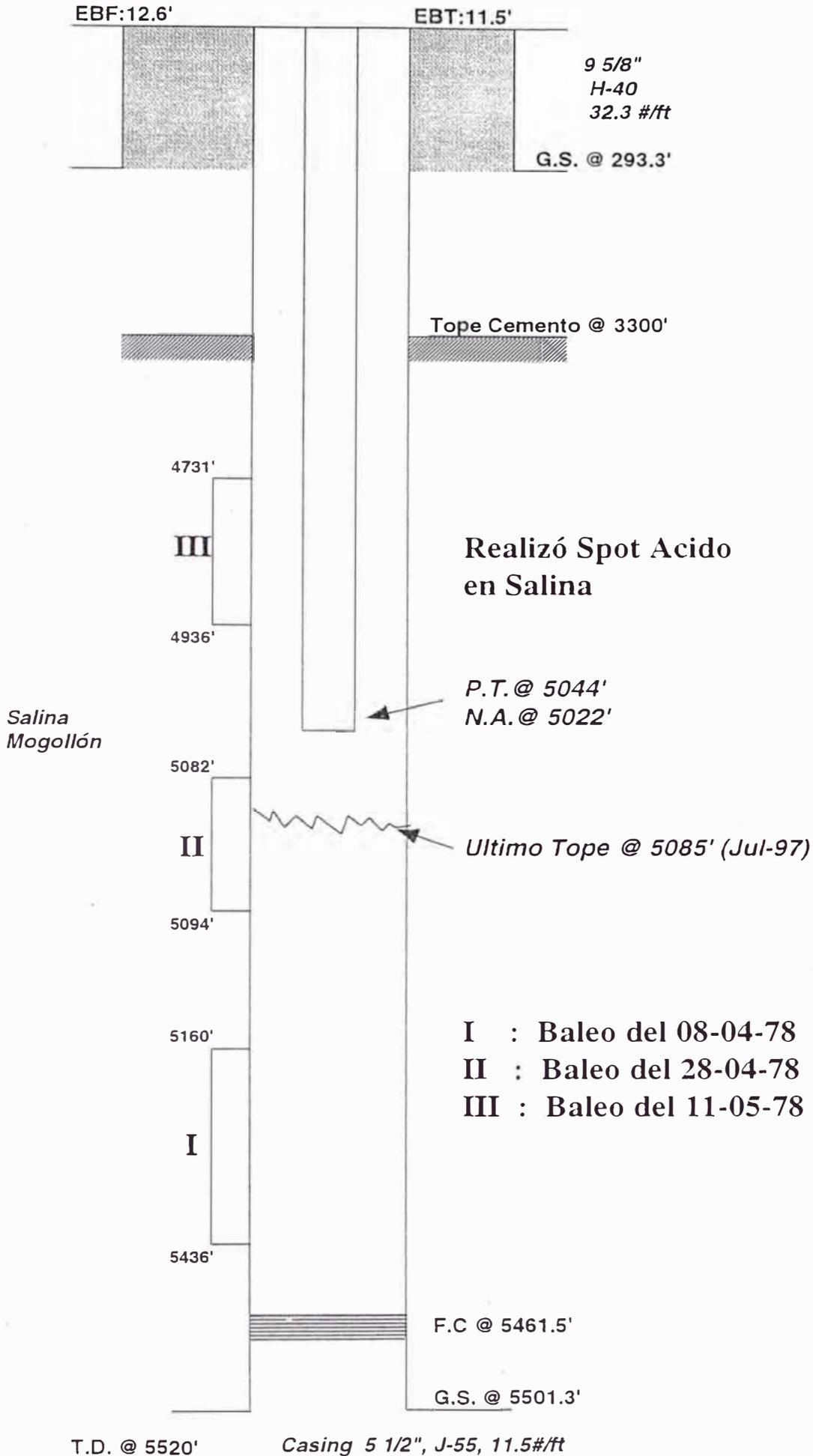
Pozo 5663



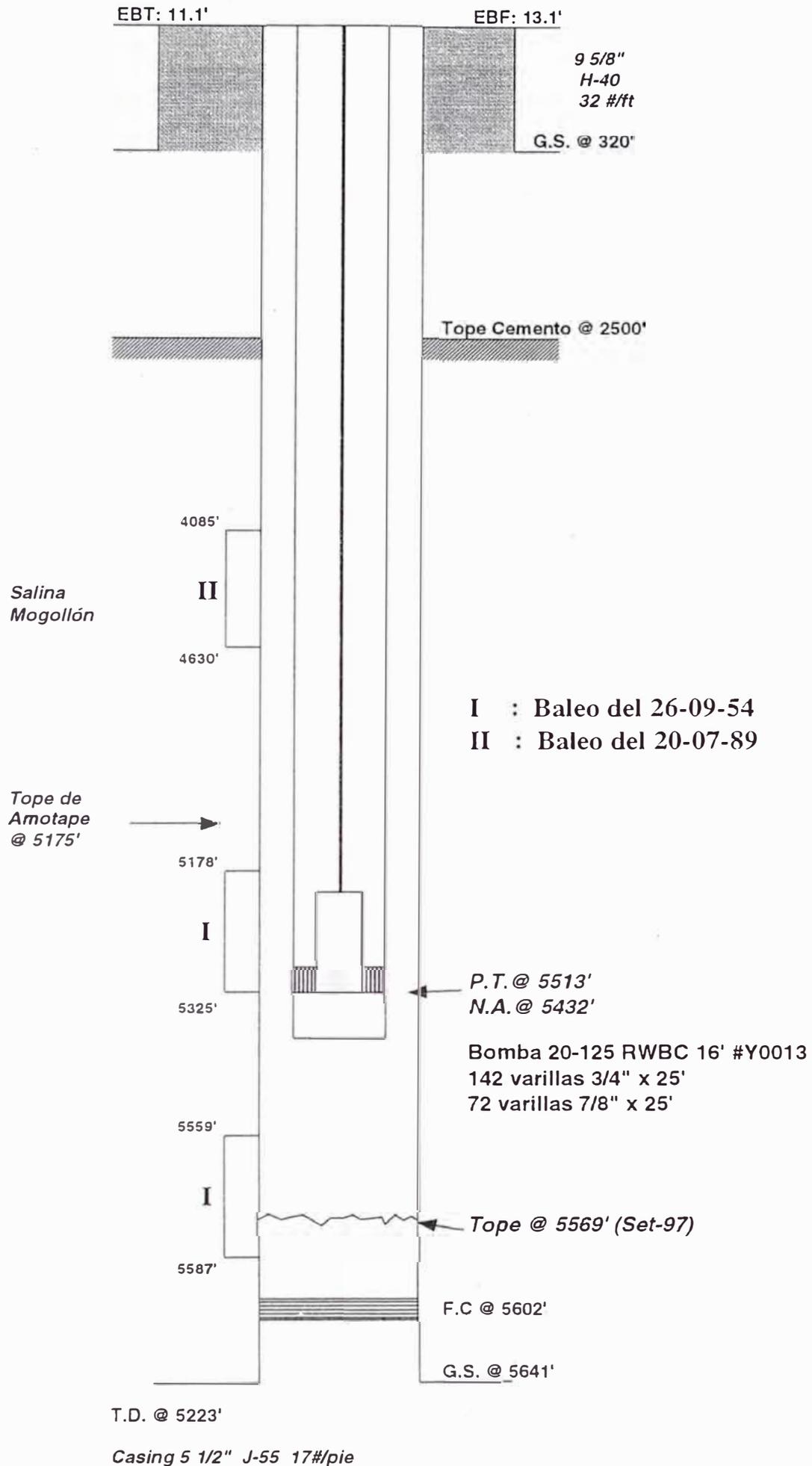
TD : 5528'

Forros 4 1/2" N-80 y J-55 de 11.6 # / Pie

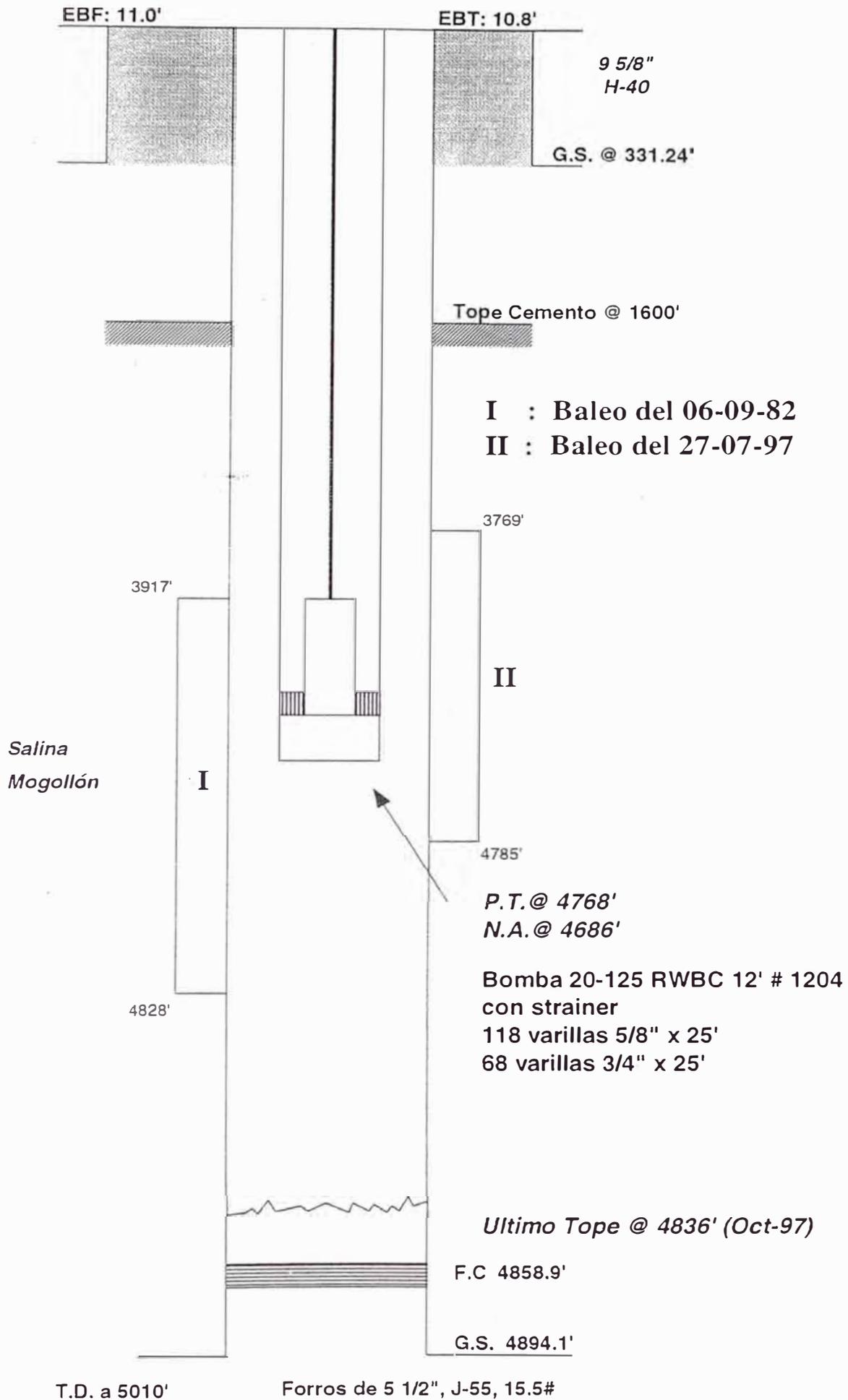
Pozo 5988



Pozo 6388



Pozo 6443



Pozo 8001

