T
622.1828
L864
c.2

4276

# ANALISIS DE EXPLOTACION DEL CAMPO DE PETROPOLIS

# DE LA PENINSULA DE SANTA ELENA

T E S I S  DE  G R A D O

Previa la obtención del Título de

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentada por

TARQUINO F. LOPEZ CADENA

Egresado de la Escuela Superior

Politécnica del Litoral

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
GUAYAQUIL
BIBLIOTECA

Guayaquil, Abril de 1972

Queridos Padres:

Dedico a ustedes esta obra,

prueba imperecedera de vuestro

decidido y abnegado apoyo.

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en la Tesis, corresponden exclusivamente al autor.

(Artículo VI: Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales).




BIBLIOTECA

16 MAYO 1972
INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 4276 S/ 100 %

El patrimonio intelectual de la presente tesis de grado, pertenece a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

# A G R A D E C I M I E N T O

Al culminar esta obra, manifiesto mi agradecimiento a los señores Director y Profesores de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por los conocimientos que generosamente supieron prodigarme, para darme una cabal preparación e instrucción, para que pueda desenvolverme en la vida, al mismo tiempo sirviendo a mi patria.

En forma especial mi gratitud al señor Ing. Luis Guillermo Zambrano, quien con sus sabias sugerencias supo guiarme en la realización de este trabajo.

Igualmente mis agradecimientos a las Compañías Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., Cautivo Empresa Petrolera y a la Dirección General de Hidrocarburos, Dependencia del Ministerio de Recursos Naturales, por las facilidades prestadas para las consultas de informes técnicos que me fueron útiles en el encausamiento de esta tesis.

TARQUINO F. LOPEZ CADENA

# I N D I C E


| | | Página |
|---|---|---|
| RESUMEN | | |
| INTRODUCCION | | 1 |
| CAPITULO I.- | CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO | |
| | 1.1 Ubicación y área explotada de la Concesión | 3 |
| | 1.2 Posición con respecto al Distrito Petrolífero | 4 |
| | 1.3 Localización de los pozos | 5 |
| | 1.4 Ubicación de los horizontes productivos | 6 |
| CAPITULO II.- | CARACTERISTICAS DE PRODUCCION | |
| | 2.1 Producción | 8 |
| | 1. Equipo de instalación | |
| | 2. Tipo de completación | |
| | 2.2 Historia de producción | 27 |
| CAPITULO III.- | MANTENIMIENTO DEL CAMPO | |
| | 3.1 Estado actual de la maquinaria | 30 |
| | 3.2 Mantenimiento: | 30 |
| | 1. Equipo | |
| | 2. Pozos | |
| | 3.3 Personal | 31 |
| | 3.4 Transporte | 33 |
| CAPITULO IV.- | MERCADEO | |
| | 4.1 Tipo de Crudo | 35 |
| | 4.2 Mercadeo | 37 |
| CAPITULO V.- | CONCLUSIONES | |
| | 5.1 Resumen de las actividades del campo | 38 |

Página

CAPITULO VI.- RECOMENDACIONES

6.1 Habilitación del campo 58

6.2 Organización funcional (Organigrama) 68

6.3 Costos de operación y evaluación del equipo 69

6.4 Ventajas económicas para el operador 75

CAPITULO VII LISTA DE ILUSTRACIONES 79

Bibliografía 81

# R E S U M E N

Esta tesis trata de los diferentes aspectos del desarrollo y explotación de la Concesión Petrópolis, anteriormente operada y - administrada por una compañía privada y actualmente por el Estado. El estudio está encaminado a obtener los medios técnicos-económicos con el fin de conseguir la prolongación del tiempo de producción del campo.

Se describen los estudios de Geología, método de producción, tipo de completación, forma de mantenimiento del campo, comercio del petróleo y conclusiones de la operación de la Concesión con - el último detalle económico anual.

En la parte final se expone una estimación de las condicio-- nes actuales de la operación y además se plantean las debidas recomendaciones: las más substanciales tratan sobre el precio del - petróleo, eficiencia en el mecanismo de producción, distribución adecuada de los gastos y posible aprovechamiento del gas natural.

# I N T R O D U C C I O N

El 13 de Octubre de 1928, el Gobierno del Ecuador otorgó en - arriendo un mil doscientas hectáreas de terrenos, para la explotación de Hidrocarburos, ubicados en la Península de Santa Elena, en la Provincia del Guayas, al señor Enrique Stagg Arrarte; la formaban dos parcelas: San Marcos de 800 hectáreas y Petrópolis de 400.

Desde esa fecha, la concesión Petrópolis, ha tenido varios -- traspasos:

En Octubre de 1929 pasa a favor de la Sociedad Zamora Stagg y Compañía; el 25 de Julio de 1931 se transfiere al Dr. Francisco -- Illescas Barreiro; el 8 de Noviembre de 1936, se firmó las escrituras de traspaso como Petrópolis Oil Company.

En 1941 "Petrópolis" es una subsidiaria de Anglo Ecuadorian - Oilfield Ltd., que controla el 85% de las participaciones y opera en conjunto con Carolina Oil Company (Santa Paula y Las Conchas).

El fundo petrolífero siguió amparado bajo el nombre de "Petrópolis Oil Company"; el contrato debió expirar el 15 de Septiembre de 1970.

El 16 de Septiembre de 1970 se revertió al Estado el campo de Petrópolis, entregándose las pertenencias, que pasaron a ser administradas por la Dirección General de Hidrocarburos. Previa la entrega-recepción de la Empresa Petrópolis Oil Company, se procedió a la redacción del inventario de las maquinarias, instalaciones y demás bienes, pero no se presentó una exposición actualizada sobre el desarrollo del campo, mantenimiento y prospectos de producción.

Con este antecedente, la presente tesis tiene por objeto, ser un documento que:

-Reuna los datos más importantes de la información provechosa existente.

-Tratar los antecedentes y principios de funcionamiento actual.

-Establecer relaciones de beneficio práctico y económico.

Para arbitrar medidas para prolongar el período de explotación del campo (incremento de la eficiencia en el mecanismo de producción y el recobro de aceite) y así evitar el temprano abandono de la concesión.

Además de la explotación de los pozos del campo de Petrópolis se incluye en el presente estudio la explotación del pozo Nº 131,- situado entre los campos de Santa Paula y Petrópolis, que pertenecen a la concesión Petrópolis (Estatal).

Con estos propósitos se ha recopilado la mayoría de los estudios realizados sobre la explotación de la concesión, efectuados - por técnicos de la Compañía A.E.O. Ltd., por el lapso de 30 años.- La mayoría de la documentación que se encontró, resultó incompleta, se necesitó mucha dedicación para su recopilación, debido a que la Compañía administradora dejó de operar y no había un archivo adecuado de las exploraciones, perforaciones y producción. Los informes fueron recopilados, del Departamento de Producción del Campamento de Ancón y la oficina de Geología de la ciudad de Quito, ambos pertenecientes a la Compañía A.E.O Ltd., la oficina de la Inspección de Hidrocarburos en la Libertad y la Sección Archivo del - Servicio Nacional de Geología en Quito, dependencias estas últimas del Ministerio de Recursos Naturales del Ecuador.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL - GUAYAQUIL - 1959
BIBLIOTECA

# C A P I T U L O  I

## CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

1.1 UBICACION Y AREA EXPLOTADA DE LA CONCESION.- (Mapa Nº 1)

1.1.1 LOCALIZACION Y AREA: La parcela Petrópolis, está localizada sobre la costa Norte de la Península de Santa Elena, es la parte de la saliente, que forma la Punta San Jacinto, en la zona más occidental de la costa -- del Ecuador. Atravesada por el meridiano 80°57' de - longitud Occidental y el paralelo 2°12' de latitud -- Sur, la superficie es de 419 hectáreas (1.035 acres), sinembargo el área productora es de 43 hectáreas, a-- proximadamente, o 106 acres.

1.1.2 RELIEVE: Es una zona litoral, los más sobresalientes fenómenos topográficos se encuentran en los segmentos silicificados, que son resistentes a la erosión, en - los alrededores de Santa Rosa, estas elevaciones también ocurren en Punta Carnero y cerca de la Libertad; es una estructura particularmente diferente de los depósitos marinos, tablazos cuaternarios, muy comunes - en la costa. Geológicamente el fundo petrolífero está formado por lechos de arcilla silicificados y zo-- nas de porcelanita.

1.1.3 CLIMA: Es una sección semiárida, de muy pocas precipitaciones pluviales, especialmente en el período de verano y normalmente con ligeras lluvias en los cuatro primeros meses del año. Se define como un clima seco influenciado por la corriente marina de Humboldt y la Cordillera de Los Andes. La corriente fría de Hum--- boldt surge desde el Sur bordeando la costa occidental del Continente y la Península de Santa Elena. Esta - condición climática es similar a la de la costa Norte peruana.

1.1.4 VIAS DE COMUNICACIONES: La concesión Petrópolis forma parte de los límites del Cantón Salinas; se une a esta población por una vía de segundo orden, mientras que el Cantón Salinas cuenta con una vía de primer - orden, de 141 kilómetros que la enlaza con la ciudad de Guayaquil.

1.2 POSICION CON RESPECTO AL DISTRITO PETROLIFERO.- (Mapa Nº 2)

El Distrito Petrolífero de la Península de Santa Elena está constituído por varios campos, formados todos en condiciones geológicas similares.

CAMPOS CONOCIDOS EN LA PENINSULA DE SANTA ELENA

| Campos conocidos | Superficie hectáreas | Nº Pozos perforados | Nº Pozos productores | Produc. promedia b.o.p.d. |
|---|---|---|---|---|
| Petrópolis | 43 | 30 | 16 | 65 |
| Santa Paula | 70 | 191 | 46 | 152 |
| San Francisco | .. | .. | .. | ... |
| Cautivo | .. | .. | .. | ... |
| Carmela | 400 | 43 | 43 | 500 |
| Navarra | 19 | 9 | 9 | 82 |
| Ancón | 4050 | 2006 | 587 | 4007 |

Por recientes investigaciones, se sabe que el campo Petrópolis, corresponde al Olistostromo Wildflisch, altamente disturbada, de edad Cretácea al Paleoceno. Los demás yacimientos de la Península de Santa Elena, son cuerpos de aceite, gas o gas-aceite, que se presenta en los Olistolitos de Atlanta e intercalaciones Socorro y están bajo un mismo sistema de presión.

Los yacimientos de los Olistolitos de Atlanta corresponden a la edad Eoceno Superior o Medio, forman parte del Olistostromo Azúcar; que aparece entre el Olistostromo Wildflisch y el Olistostromo Clay Pebble beds, constituyendo los yacimientos de aceite.

Las areniscas son silícicas de baja porosidad y permeabilidad, se piensa que el aceite producido de esta formación provie-

ne de las grietas causadas por fallas. Los Horizontes de Atlanta, tienen un espesor aproximado de 206 a 800 pies. En varias - partes del Distrito, se presentan alteraciones de lutitas.

. Los yacimientos de Socorro, son areniscas que están saturadas de petróleo, que aparecen como bandas delgadas y continuas,- que se extienden a través de la longitud de los afloramientos,es una formación de limitada extensión, conocida solamente en el -- Distrito de Ancón.

Se trata de una alternancia de lutitas blandas y areniscas delgadas. Las areniscas son de color verdoso y varían en dureza y textura, la potencia que alcanzan es de 300 a 400 metros y la edad es del Eoceno Medio.

De las investigaciones de la estratigrafía y estructura de la Península de Santa Elena se concluye que los yacimientos de - Atlanta y de Socorro son Olistolitos de uno o más Olistostromos, y existe gran número de yacimientos separados en el campo.

1.3 LOCALIZACION DE LOS POZOS.- (Cuadro Nº 1)

Casi todos los pozos del Campo de Petrópolis, están situa-- dos en afloramientos de brecha silicosa, Chert y Arcillas - sólidas, las que en otra parte de la Península han sido reconocidas como del Cretáceo.

El espaciamiento de los pozos del Campo Petrópolis, varían de 2 a 4,5 acres. Hasta 1953 se perforaron 29 pozos, de -- los cuales 28 están situados en el área de Chert y uno (Pozo Nº 105) en el sector Sur-oeste, perforado con fines ex-- ploratorios, donde se encontró formaciones de greda y are-- niscas.

En 1965 se perforó el Pozo Nº 131, en la zona entre los Campos de Santa Paula y Petrópolis, sumándose en total 30 po-- zos perforados en la Concesión; fué realizado con el propósito de probar el Olistostromo Azúcar y los Prospectos de -

Wildflisch.

El cuadro Nº 1, es un resumen de las coordenadas geográficas y las coordenadas A.E.O. Ltd., aplicadas para la localiza--- ción de los Pozos en desarrollo del campo Petrópolis.

1.4 UBICACION DE LOS HORIZONTES PRODUCTIVOS.- (Mapa Nº 3, Cuadro Nº 2)

La posición de los horizontes de Petrópolis dentro de la columna estratigráfica de la Península de Santa Elena, se establece de acuerdo al reconocimiento de las rocas de la Costa Ecuatoriana, como rocas de naturaleza discontínua o desvinculada. Se adopta la teoría de secuencia sin raíces Allochtonous, para dividir y clasificar las rocas del Complejo Olistostrómico de Santa Elena. La clasificación ahora adoptada, es a veces arbitraria, es un análisis de varios modelos es-- tructurales, tales como placas y bloque de rocas, cuyos constituyentes predominantes no se han formado en el lugar.

El análisis es valido solamente en áreas de control de alta densidad de pozos. La clasificación propuesta es mostrada - en el cuadro Nº 2; se puede notar varias unidades agrupadas bajo el complejo Olistostrómico de Santa Elena, ésta no representa una secuencia Litoestratigráfica convencional; la clasificación sólo muestra la posición relativa de una unidad con otra, en áreas de mayor control, mientras que en otras áreas es probable que las unidades puedan reemplazarse entre sí o talvez cambiar sus posiciones relativas.(*)

1.4.1 CONDICIONES DE ENTRAMPAMIENTO Y ACUMULACION: Del análisis de los reportes de perforación, se determina -- que la producción proviene de la zona de Chert (porce

(*) Clasificación Estratigráfica, tomada del Informe de la Sociedad de Geólogos y Geofísicos del Ecuador, p. 10-12.

lanita) fracturada desde los 1.800 a 2.160 pies de profundidad; es evidente, por lo tanto, que la intensidad de la extensión de los fracturamientos determine la extensión del yacimiento. Se conoce que el mecanismo de producción del aceite en el Campo de Petrópolis es por empuje de gas en solución, lo cual se hace evidente del análisis de la curva de la Producción del Campo.

# C A P I T U L O  II

## CARACTERISTICA DE PRODUCCION

2.1 PRODUCCION.- (Mapa Nº 4, Cuadro Nº 3)

La vida de producción por flujo libre en los pozos fue corta, luego fue necesario el bombeo artificial, pero en ciertos pozos, recién completados, fué indispensable inducir el flujo. De los métodos de elevación artificial de aceite, el bombeo - por dispositivos mecánicos se ha aplicado en el Campo.

El programa de desarrollo de la Concesión, consistió en la -- perforación de 30 pozos, 29 perforados en el área del Campo y uno dentro del área vecina Las Conchas.

El pozo exploratorio Nº 100, fué completado a fines del año - 1939, con una producción inicial de 5 b.o.p.d. el siguiente,- el pozo Nº 101, perforado hasta 2150 pies, dió una producción de 92 b.o.p.d., constituyéndose en el mejor pozo productor -- del Campo. En el año de 1953, se supendió la perforación -- completandose los 29 pozos; la fase exploratoria continuó en el año de 1965, con el pozo Nº 131, perforado para prospectar el área entre Santa Paula y Petrópolis, completado el 7 de Julio de 1965, obteniéndose una profundidad de 6169', por lo -- cual resulta ser el pozo más profundo de la concesión y dió - una producción inicial de 60 b.o.p.d., otro pozo bastante profundo es el Nº 121 con 3977' y una producción inicial de 7 b. o.p.d.. La profundidad media de los pozos es alrededor de -- los 2800 pies.

Las etapas de producción fluyente de los pozos de Aceite del Campo(*) son:

-Flujo Contínuo,

-Flujo intermitente, y

-No flujo o régimen de producción muy pequeño.

(*) y otras referencias tomadas del libro de Ingeniería de Producción del Petróleo de L.C. Uren, p. 187-191; 319-474.

2.1.1 EQUIPO DE INSTALACION:

Para dar una idea completa del equipo de instalación, explicaremos las condiciones actuales de producción, que son:

a. Régimen de producción muy pequeña: los pozos 125 y 131 que fluyen por 12 horas cada 30 días, el último pozo el 131 produce una considerable cantidad - de gas.

b. Por bombeo mecánico: en este método de producción hay que considerar en general las siguientes clases:

-Bombeo a pistón o succión,

-Bombeo de desplazamiento de pistón accionado por varillas,

-Bombeo de desplazamiento de pistón accionado por fluídos o bombeo hidraúlico, y

-Bombeo con bombas centrífugas.

En el campo se aplican las dos primeras formas de bombeo mecánico.

2.1.1.1 El bombeo a pistón o émbolo buzo, para los pozos - 113 y 119.

El método de succión (*) no se aplica como medio - para inducir el flujo, se corre como un medio de - producción por espacio de ocho horas, cada quince días.

-Descripción del Método:

El bombeo a pistón es un método de achique, que - consiste en bajar el émbolo buzo por medio de un cable dentro de la tubería de producción, el aparato de succión se coloca debajo de la columna de

(*) y otras referencias tomadas del libro de Ingeniería de Producción del Petróleo de L.C. Uren. p. 187-191; 319-474.

aceite, con el propósito de levantarlo en la carrera ascendente. El émbolo buzo, consiste de cilindros - de hule o caucho que se expanden con el peso del fluído adhiriéndose firmemente contra la tubería de producción, de manera que el fluído no caiga. La válvula se abre hacia arriba y permite que el aparato de succión se hunda libremente en el fluído, pero cuando sube, la presión del líquido arriba de él, mantiene la válvula firmemente apretada con los asientos.

-Usos:

Saca rápida y efectivamente los fluídos del pozo. Ayuda a sacar aceite con arena en suspensión.

Induce el flujo natural en pozos recién terminados.- Limpia las perforaciones de material de desperdicios acumulados, que restringe la entrada de aceite en la tubería de producción.

-Ventajas:

Aplicable para pozos accionados por varillas, en caso de daño en la bomba de fondo o fuerza motríz. Es una forma rentable para producir en pozos deficientes.

-Desventajas:

Desgaste contínuo del aparato de succión, especialmente cuando el pozo está desviado.

La tubería de producción debe ser libre de salientes en su superficie interior.

Un poderoso efecto de succión, puede propiciar la incursión prematura de agua de fondo.

2.1.1.2 El bombeo por desplazamiento de pistón accionado por varillas, pozos 101-103-104-107-109-114-115-120-121-122-126-129.

Doce de diecisiete pozos producen con bombas accionadas por varillas, sea acoplados a Catalinas o con motor propio.

El equipo está formado por un sistema, de energía -- que acciona desde la superficie las varillas y la -- bomba de subsuelo, efectuando la transmisión mecánica de energía hasta el fondo y realizando el movimiento para elevar el aceite a la superficie.

Las partes de que consta el equipo de bombeo, son:

1. Unidad de bombeo superficial,
2. Sarta de succión,
3. Unidad de subsuelo, y
4. Equipo de pozo.

2.1.1.2.1 Descripción del equipo de bombeo superficial:

Las unidades de bombeo son de tipo de balancín, - tiene un miembro estructural, una viga viajera - animada de un movimiento alternativo, accionado - por el empuje aplicado en el engranaje de reduc-- ción, movidos por el motor y que mantiene una velocidad moderada. La carga de levantamiento y la cantidad por efecto de contrabalanceado necesario, determina la capacidad del motor, la carga no balanceada determina el momento máximo.

-Estructura, la Base:

Es una fundición de hormigón que permite la aplicación rígida del soporte del balancín, el apoyo del engranaje de reducción y el motor.

-Soporte del Balancín:

Está normalmente constituído por un poste maes-- tro, reforzado de acero, que debe soportar el doble de la carga máxima a la varilla pulida.

-El Balancín:

Es un puntal de acero en I, sobre el que se emper nan las chumaceras, que se sitúan en una parte proporcional para equilibrar la carga impuesta y descansa sobre el soporte del balancín, gracias a rulimanes de bolas o rotores cónicos, etc.

-Cabeza de caballo:

Forma un extremo del balancín y permite la impul-- sión en la marcha de la varilla. La cabeza de caballo tiene la forma de un semicírculo y su centro de curvatura estará sobre el eje de rotación del - balancín.

-La varilla pulida:

Es impulsada por la unión de cable de guía, que se sostiene por un estribo de apoyo en la cabeza de - caballo. Es fabricada de acero y es perfectamente lisa y opera a través de un estopero en la cabeza de tubería de producción, es generalmente de 1 1/8" de diámetro y de 10 pies de largo.

-Los engranajes de rotación (biela-manivela):

El balancín se acopla a los 2 brazos de biela en - el mismo lado del contrapeso, por medio de unas -- chumaceras, en el extremo inferior, las bielas se acoplan a la manivela que viene con la rueda dentada, en el caso de motores individuales.

El tipo de mecanismo para las Catalinas del campo, está constituído por dos secciones de tuberías, -- dispuestas en ángulo agudo, la una se acopla en el extremo del contrapeso, atrás del punto de apoyo - del balancín y la otra a la cabeza de caballo, los extremos inferiores forman un ángulo en cuyo vérti

ce se conecta la línea de jalón.

-El contrapeso:

Las cargas impulsadas por el balancín, en el ascenso y descenso, requieren del contrapeso, para regular el funcionamiento del motor.

Formas de contrapeso: Lo usual en el campo es el contrapeso sobre el balancín, su valor es limitado, ya que si se coloca una masa excesiva, la fuerza - de inercia a los extremos de la carrera, llegan a ser fuertes e imponen contensiones severas al mecanismo; es importante en este sentido, el cálculo - adecuado del contrapeso.

-Engranajes de Reducción:

Un reductor de velocidad, para el caso de motor -- individual de un pozo, es utilizado para convertir la energía del motor en una energía de velocidad - media y fuerte cupla; la reducción de 30/1, es usada corrientemente.

La selección de un valor conveniente de contrapeso, limita considerablemente la fatiga del reductor durante el bombeo.

-Motores de las unidades de bombeo:

Es el mecanismo impulsor que dá al balancín movi-- mientos ascendentes y descendentes. El campo cuenta con motores de combustión interna, tipo a gas y a diesel.

a. Catalina con motor a gas:

Los motores lentos a gas, son de dos a cuatro - tiempos, las revoluciones son inferiores a 450 rpm. y son equipados de un gran volante de inercia exterior, que permite una velocidad sin gran

des variaciones, la máquina a gas del campo, es de un cilindro.

-Ventajas:

Vida más duradera,

Construcción sólida,

Revisión posible sin desplazamientos del motor,

Sistemasde seguridad y arranque incorporados.

-Desventajas:

Menos golpes por caballaje,

No pueden funcionar con combustibles líquidos,

Menor rendimiento peso/potencia.

b. Motores a diesel, en el servicio de bombeo de pozos, comprende los siguientes motores:

| Motor | Número de Cilindros | H.P. | R.P.M. |
|---|---|---|---|
| Pozo Nº 120 | 1 | 6 | 650 |
| Catalina Nº 6 | 1 | 6 | 650 |
| Pozo Nº 101 | 2 | 12 | 650 |
| Catalina Nº 5 | 2 | 12 | 650 |

El motor diesel es utilizado cuando no se dispone de electricidad o suministros de gas (no es el caso del Campo) y presentan algunos inconvenientes. Termodinámicamente son más eficientes que cualquier otro tipo de máquina, alcanzando ocasionalmente eficiencias térmicas tan altas como del 35%.

2.1.1.2.2 Sarta de Succión:

Son las que conectan el émbolo de trabajo de la bomba con la fuente de energía en la superficie, el diseño debe ser de acuerdo al esfuerzo realizado en el bombeo.

Los tipos de varillas de bombeo son: llenas y huecas. Se fabrican de acero con aleación de manganeso, niquel y cobre, o de acero al molibdeno de mayor límite elástico.

Las varillas vienen en tres tamaños: 6; 6,7; 9 metros. Los diámetros son: 1/2" - 5/8" - 3/4" - 7/8" 1" y 1 1/8". Las varillas de 9 metros son las más ventajosas por el menor número de juntas en la sarta. Todas poseen un extremo reforzado por un cuadro para llave de tuerca y en el otro una espiga,- el modo de unirse es atornillando la espiga de una varilla a la caja de otra varilla.

Un segundo acoplamiento usual no en práctica en el campo es el que ambos extremos de cada varilla terminan en espiga roscada y las varillas se unen con un acoplamiento.

Las longitudes, diámetros y modelos de las varillas han sido normalizados por la A.P.I. según la Standard 11B, Marzo 1963.

Las varillas de succión, en el extremo superior están sujetas a la carga estática de las varillas y el peso del aceite dentro de la tubería de producción, por lo que se encuentran sometidas a un esfuerzo de tensión y de fatiga (fatiga, es el cambio frecuente de esfuerzos que provocan la ruptura del metal).

La curvatura y raspadura de las varillas se realiza en sitios de esfuerzos anormal que reducen la - resistencia a la fatiga.

La elasticidad del metal de las varillas, es de importancia para mantener la carrera del balancín. -

Las varillas se alargan a causa del propio peso, - pero se alargan más por el peso del aceite.

La manera de reducir, la carga muerta de las varillas, es reduciendo el diámetro en profundidad, de esta forma el esfuerzo unitario se sujeta a la carga impuesta a diferentes profundidades.

La columna cónica, como se llama, debe tener una - distribución adecuada y de economía en el diseño.-

Todos los pozos del Campo, son de instalaciones de varillas llenas, tienen varillas de 25 pies de longitud (7,6 mts.) y la mayoría de ellas son de 5/8" de diámetro, excepto el pozo Nº 103 que tiene varillas de 3/4" de diámetro.

2.1.1.2.3 Unidad de Subsuelo:

El bombeo comprende el ascenso del aceite a la superficie por una pieza móvil (pistón o cilindro) - de desplazamiento por conección a una pieza fija (cilindro o pistón), cuerpos que están provistos - de válvulas de bolas. En el ascenso unicamente la válvula fija está abierta por el efecto del movimiento ascendente y provoca en la válvula viajera la aplicación de la bola sobre su asiento; la válvula fija se abre al disminuir la presión sobre ella y bajo la influencia de la presión de formación que ejerce sobre el cuerpo de la válvula, luego en el descenso solo la válvula viajera está abierta,- la parte móvil es accionada por las varillas, unidas en superficie a un balancín que está acoplado a un motor.

Clasificación de las bombas de subsuelo:

Bombas de tubería de producción

Bombas de varillas

Bombas de ademe (Casing)

El campo cuenta con bombas del tipo de tubería de - producción que se bajan en el extremo inferior de - la tubería de producción y se las conoce como: T.L.

T: representa la bomba del tipo de tubería descen-- dida con ésta.

L: se refiere a un pistón metálico con copas de fi- bra y camisas de accesorio.

Según la standard 11 AX (Marzo de 1964) se clasifi- ca también en T.L.

Las dimensiones del cilindro de la bomba, standari- zadas de acuerdo a la A.P.I.: 2" x 1 25/32".

2": es el número que indica el diámetro de la tube- ría de producción, en la que se conecta la bom- ba.

1 25/32": es el número que indica el diámetro inte- rior del cilindro.

Descripción de las partes de la bomba de subsuelo:

-El Cilindro:

Es un cuerpo de acero templado, rectificado, cali- brado, que termina en extremos de rosca interior - cónica, permitiendo la unión de la tubería de pro- ducción, por arriba y por abajo a una zapata. Al extremo de la zapata se le enrosca un tubo de exten sión perforado, que es un elemento análogo a una tu bería (neplo perforado).

-La Válvula Fija:

Desde arriba tenemos:

-Un adaptador de rejilla con cuatro ranuras, su al tura debe ser suficiente para el paso del fluído;

en la parte superior viene adaptada una varilla GARBUT, que levanta la válvula fija al extraer - la bomba, la varilla se desplaza en el interior del pistón sin que su extremo superior quede fuera del pistón en la carrera ascendente, por la - presencia de un estribo de apoyo.

-Una caja de válvula fija, con válvula y asiento sencillo, hechos de acero.

-Un dispositivo para bomba insertada, con copas y anillos de fibra que descansan en el interior cónico de la zapata.

-Embolo o Pistón:

Tiene un acabado pulido, de superficie endurecida, cromada y estrías circulares para operar en superficies de extremada dureza, para resistir la corrosión y reducir la fricción. El diámetro del - cilindro y el émbolo están ayudando a un cierre - tolerable; las copas de fibra le dan estabilidad al émbolo; debido al constante trabajo, las copas y anillos de fibra y el émbolo cromado, están sujetos a la fricción, teniendo una importante disminución en su rendimiento volumétrico.

De reemplazarse el pistón gastado, por uno rectificado, éste admite un juego máximo de + 5/1000" y un juego mínimo de - 1/1000" entre el cilindro y el pistón.

-Liner (Camisa) para barril de trabajo:

Entre el émbolo metálico (con copas de fibra) y - el barril de trabajo, se empaca una chaqueta de - acero cilíndrica, que consta, de extremo a extremo, de varias camisas seccionales de hierro fundi-

do, con superficies bien pulidas; formando un cilindro recto de diámetro interno uniforme.

Las longitudes standard de los cilindros son: 5-7-9-11 y 15 pies. En nuestro caso tenemos bombas de 9 pies de longitud y la real es 3" más.

Las bombas del Campo tienen las siguientes dimensiones: 2" x 1 3/4" x 9 pies Burtonwood - T.L.

2.1.1.2.4 Equipo de pozos:

Los pozos están revestidos y tienen instaladas cabezas de pozos para bombeo por varillas, con accesorios, y, otros pozos tienen cabeza para pistoneo por cable; ambos tipos de pozos tienen colocadas - tuberías de producción. Los pozos de alta presión que producen gas están equipados con árbol de navidad, que se fijan a la tubería de producción (pozos Nº 112 y 131).

-La cabeza de pozo para bombeo por varillas:

La cabeza de pozo, soporta un dispositivo que permite el paso de la varilla pulida y la evacuación de los fluídos producidos, a la línea de conducción. Consta de una T de brida, cabeza de tubería y un estopero colocado en el extremo inferior de la cabeza de tubería de producción, permite a la varilla pulida operar con mínimos efectos de fricción o escurrimiento de aceite y mínimas fugas de gases.

-Cabeza de pozo para pistoneo por cable:

Consta de cabeza de tubería de ademe, que soporta la cabeza de tubería de producción y una T de brida para la línea de descargue.

-Tubería de Producción:

La tubería de producción utilizada en bombeo mecánico, es generalmente la misma que para todos los pozos fluyentes (2"), pero sus propiedades mecánicas deben ser prácticamente consideradas, tales como el efecto del nivel de cargas estáticas levantadas y las cargas dinámicas que están sometidas a fenómenos vibratorios. La tubería debe tener una profundidad apropiada al régimen de funcionamiento, (esta sumerción puede variar entre 30 y 60 metros).

En Petrópolis se cuenta con tuberías de producción de dos pulgadas y se observa el caso de no tener anclaje en la base de la tubería.

La carga estática que soporta la tubería de producción está sujeta a dos alternativas:

-Cuando sube la parte móvil de la bomba, la tubería está sujeta a su propio peso; Lubinsky y Blenkarn demostraron que la tubería se desforma lateralmente bajo el efecto de una fuerza aplicada, en lo alto de la parte móvil, que es igual al producto de la sección de aquella, por la diferencia de presiones existentes en una parte y otra.

-Al descenso de la parte móvil de la bomba, la tubería está sometida a su propio peso, más la carga de fluído.

Estos esfuerzos alternos, provocan una fatiga en la tubería y puede ser la causa del desgaste anormal de las uniones, que se traduce lo más frecuen

temente por la ruptura a la altura del último hilo de la rosca.

Los pesos y los tamaños de las tuberías de producción están regulados por la norma 5 A del Instituto Americano del Petróleo.

2.1.2 Tipo de Completación: (Cuadro Nº 4, Mapas 5 y 6)

Hasta la presente se han completado 30 pozos en la concesión Petrópolis, 11 de los cuales han sido perforados por el sistema de percusión y los 19 restantes por el sistema rotativo. La completación es la preparación del pozo para hacerlo fluir, es una etapa intermedia entre la perforación y la producción.

La clasificación de los tipos de completación. Para referirse a la completación de los pozos del campo es necesario conocer la clasificación general de los tipos de completación:

a. Hueco abierto,

b. Tipo de control de arena

c. Permanente,

d. Sin tubería,

e. Perforadas (ademe) y Múltiples.

Los tipos de completación predominantes en la concesión son:

1. Hueco abierto,

2. Tipo de control de arena,

3. Tipo de control de arena & hueco abierto, y

4. Tipo ademe perforado.

Sobre la técnica de completación empleada, es necesario detallar la descripción, usos, ventajas y desventajas de los métodos.

2.1.2.1 Hueco Abierto: (Pozos Nº 100-103-106-108-110 y 116)

-Descripción:

Se asienta la tubería de revestimiento hasta el contacto superior de la zona de interés.

Se perfora la formación en la zona de pago hasta la profundidad deseada.

Se limpia el pozo.

Se corren los registros apropiados para el tipo de formación.

Para el período de producción, es necesario bajar una tubería de producción generalmente sin ninguna empaquetadura.

De acuerdo al tipo de completación se emplea el tipo de levantamiento.

-Usos:

Es aplicable para formaciones altamente consolidadas.

En pozos de baja producción.

En pozos de bajas presiones o poco profundos.

Si se trata de un horizonte productor o de un intervalo de considerable potencia.

-Ventajas:

Elimina el daño de la formación, debido a la perforación con lodo y la cementación.

Es útil en secciones delgadas de pago con empuje por agua, donde unos pocos pies de la zona de aceite es perforada.

Se obtiene mejor productividad y menos costo de producción.

-Desventajas:

Si en el horizonte existen arenas deleznables, se -

necesitan revestimientos pre-perforados, en perforación a hueco abierto y sin cementar el revestimiento.

Es poco práctico para varios horizontes.

Aplicable sólo a formaciones de areniscas consolidadas o calcáreas de baja presión.

No es fácil el control de agua.

2.1.2.2 Tipo de control de arena:(*)

La mayoría de los pozos perforados en Petrópolis, -- fueron completados con revestidores preperforados - largos,tales pozos son los siguientes: 101-104-107-- 109-111-112-113-114-115-119-120-121-122-123-125-126-127-128-129.

El tipo completación de control de arena, es aplicable a pozos perforados en rocas no consolidadas, donde se conoce que se va a producir desmoronamientos.

Hay dos maneras de impedir que la arena sea producida con los fluídos del reservorio:

-Poner, entre el reservorio rocoso y el interior del pozo, un filtro que permita la entrada del aceite y no la de arena.

-Consolidar las arenas.

En el campo se ha tomado la primera solución, utilizándose revestidores preperforados en completación a hueco abierto.

-Descripción del método:

Perforar totalmente el pozo.

Cambiar de lodo de perforación por agua salada o acei

(*) y otras referencias tomadas del libro de Ingeniería de Petróleo-Perforación y completación de pozos de C. Gatlin, p. 308-331

te.

Circular largo tiempo para sacar la mayoría de las partículas de arcilla de enjarre.

Seleccionar el tamaño de las hendiduras de la tubería de revestimiento.

Bajar a continuación del revestimiento de superficie, la tubería preperforada, sin ninguna cementación, hasta el fondo del pozo.

Poner la tubería de producción.

Los pozos completados con tuberías con hendiduras -- (tub. preperforada), como solución para la producción de arena, tienen huecos redondos dispuestos en forma de criba.

Los lados de las hendiduras presentan una conícidad hacia el interior para evitar que los granos de arena pueden entrar a las hendiduras y ocultarlas.

Los tamaños máximos de apertura que incluyen una arena dada, es indicada por el análisis granulométrico en la manera determinada por Coverly, según el gráfico de porcentaje de peso acumulativo versus las dimensiones de los granos; de las experiencias de campos se ha establecido que las hendiduras deberán tener una anchura menor o igual al diámetro de los granos correspondientes al último décimo, es decir el - 90% de los granos son más pequeños que las hendiduras y pueden pasar a través del revestimiento (liner), - pero después de poco tiempo los granos del último décimo, vienen o pueden ser bloqueados sobre las hendiduras disminuyendo la dimensión de las aberturas y - los granos pequeños van a ponerse sobre los grandes y después de poco tiempo de producción no hay más --

problemas de arena.

-Usos:

Durante la producción por flujo natural, la producción natural de arena no puede ser tolerada, pero - es significativa su prevención y da una medida para el control futuro para cuando el bombeo mecánico se hace necesario.

Por el estado de avance de la tecnología de completación.

-Ventajas:

Los fluídos pueden producirse por fisuras o por los poros de las rocas o por tener distintos horizontes pequeños con prespectivas de producción.

Limita el derrumbe de las paredes.

Evita el desgaste del equipo por abrasión.

Se adapta a toda clase de formaciones (calizas y areniscas).

No disminuye la permeabilidad del yacimiento como - en otro tipo de completación.

-Desventajas:

La acumulación de arena en el fondo del pozo, puede dar una disminución de la producción.

Es necesario, parar la producción de vez en cuando para limpiar el pozo (lavado).

No es fácil el control de gas y de agua en la producción.

Partículas de arcilla pueden bloquear las hendiduras del revestimiento (liner).

El método de control de arena, que dispone la concesión, tiene un revestimiento con perforaciones de --

5/8" de diámetro en un rango de 5 huecos por pie,- bajado a hueco abierto en la zona productora. El diseño es de completación telescópica y cuenta con tuberías de revestimiento que penetran en seccio-- nes de menor diámetro en los estratos profundos.

2.1.2.3 Tipo Control de Arena & Hueco Abierto: (Pozo Nº 124)

El pozo 124, es un pozo considerado como una vía de petróleo, posee una completación combinada; el pozo fué perforado por el sistema rotatorio, los horizon tes productores se encuentran intercalados en un es pacio grande de rocas no productivas desde 1907' a 2557', no hay revestimientos, posiblemente fué reti rado, en cambio desde los 2557' a los 3026' tienen un revestimiento (liner) de 6".

La completación a hueco abierto consta: revestimien tos superficiales, intermedio y de aceite, encontrán dose al descubierto el yacimiento. En el presente caso el yacimiento se encuentra parcialmente cubier to en el fondo por un revestimiento (liner) y una - sección intermedia libre que es susceptible al des- moronamiento de las arenas, que taponarán el forro preperforado del fondo.

2.1.2.4 Tipo Ademe Perforado: (Pozo Nº 131)

La técnica de completación de ademe perforado, de uso en el pozo, es un tipo empleado ordinariamente y -- aplicable a todas las formaciones, excepto aquellas en que hay problemas de exclusión de arena. Se ha aplicado a una zona donde predomina una matriz de - arcilla, bloques de areniscas, chert y material ig- neo. La ubicación del área productora y el grado -

de consolidación son diferentes al campo Petrópolis.

La completación de ademe perforado se ha realizado - con perforaciones a bala.

El dispositivo de perforación es semejante a un pe-- queño cañón con un accesorio eléctrico de disparo, - constando de: cable, unión, localizador de collar -- del ademe, caja de control y cañones.

El perforador dispara balas de acero a partir de un cañón especial. Distintos tipos y tamaños de proyec tiles pueden ser usados desde 1/8" a 7/8" de diáme-- tro, de acuerdo al diámetro de perforación del ademe. Los ensamblajes pueden variar de 3 1/4' a 5 1/2' de diámetro y se pueden bajar varios cañones a la vez.

2.1.2.4.1 Perforación a bala en pozos de completación de con trol de arena:

La perforación a bala, ha sido utilizada en pozos completados para control de arena, utilizándose -- disparos en la zona del ademe superficial en hori- zontes con muestras de aceite, pero que debido al tipo de completación quedaron cubiertos:

| Número de Pozo | 114 | 121 |
|---|---|---|
| Espesor disparado-pies | 10 | 50 |
| Profundidad-pies | 1400-1410 | 1600-1650 |

2.2. HISTORIA DE PRODUCCION (Cuadros Nº 5,6,7,8,9,10)

La concesión Petrópolis está produciendo por bombeo mecánico. En su origen las presiones de formación fluctuaron entre 850-640-520 psi., haciendo posible en muchos pozos el flujo natu- tal por meses (103-104-111-112-119) y en otros por días (123-125-128 y 129), luego los pozos necesitaron de bombeo por el sistema de varillas para poder producir. Muchos de los pozos

en la actualidad tienen un corte de agua de hasta el 75%, pero no hay detalles en los registros sobre la producción de agua excepto datos aislados de los pozos 101-103-109 y 115.

El siguiente es el detalle de los métodos de producción de los pozos:

1. Régimen de producción muy pequeño: 125-131
2. Bombeo Mecánico:
   a. Bombeo a Pistón: 113-119-(127?)
   b. Bombeo por varillas: 101-103-104-107-109-114-115-120- - 121-122-126-129.
3. Pozo de Gas: Nº 112.

Los mejores pozos productores de Petrópolis se indican a continuación con sus zonas de producción y la producción total:

| Pozo | Zona Produciendo pies | Total de producción acumulada 15-IX-70 en Bbls. (*) |
|---|---|---|
| 101 | 1.960-2.643' | 270.000 |
| 103 | 1.995-2.127' | 190.000 |
| 104 | 1.541-1.933' | 262.000 |
| 107 | 1.800-2.726' | 174.000 |

Estos son los mejores productores que albergan un área relativamente pequeña, que la podemos llamar el área principal.

Se piensa que de acuerdo a la referencia de producción todos los cuatro pozos producen de las zonas de 1.801-2.160, mientras que ninguno de ellos producen de abajo de 2.726'.

Los próximos mejores pozos son los que han producido más de 40.000 barriles de aceite: 119-120-122-106-109-114-115-121- - 129.

(*) datos tomados del Reporte Especial del Campo Petrópolis por J. L. Mac Leod p. 1-4.

| Pozo | Zonas produciendo | Prod. Inicial Bbls. | Observaciones (*) |
|---|---|---|---|
| 106 | 1.919-2.154' | 12 | 50 Bbls aceite en el hoyo desde 1684-1919. |
| 108 | 1.870-2.095' | 130 | |
| 109 | 1.516-3.505' | 3 | Hubo presión desde 2.086-2.800'. |
| 114 | 1.400-2.349' | 28 | |
| 115 | 1.500-2.936' | 14 | |
| 119 | 1.753-3.500' | 60 | Prueba 1.753-2.500' 5 B/d. |
| 120 | 1.738-3.457' | 10 | |
| 121 | 1.750-3.977' | 7 | |
| 122 | 1.742-3.493' | 30 | |
| 129 | 749-3.000' | 55 | |

Nuevamente la mayoría de estos pozos han producido desde los 1.801-2.160'. Debido a lo esparcida de la información, es - difícil evaluar la producción abajo de los horizontes de -- 2.800 pies.

Es posible que la producción de los pozos anteriores, sea -- proveniente de las zonas de los 1.801-2.160', 2.700-2.800' y un poco por debajo de los 2.800'.

Las producciones de los pozos han sido graficadas según los records de producción diaria; dan a conocer el aceite recupe rado, pozo por pozo, de acuerdo con las etapas de desarrollo del campo.

(*) datos tomados del Reporte Especial del Campo Petrópolis por J. L. Mac Leod p. 1-4.

# C A P I T U L O  III

## MANTENIMIENTO DEL CAMPO

## 3.1 ESTADO ACTUAL DE LA MAQUINARIA:

Las condiciones de operación de las maquinarias del campo y equipo de los pozos están de acuerdo con el ritmo de producción y mantenimiento del campo.

En 31 años de explotación por bombeo mecánico, se han operado cambios limitados en la parte motríz, en el equipo de pozos, estructuras, soportes en las líneas de jalón y en el -- tendido de líneas.

El equipo de fondo no ha tenido cambios que modifiquen su modesto rendimiento, de allí que sea restringida la operación correcta de los dispositivos mecánicos para elevar el aceite.

Distintos impulsores motrices se han cambiado por otros nuevos o de medio uso, para que presten un servicio regularizado y normal de producción.

Se deduce por lo tanto que las maquinarias, como las instalaciones y demás bienes de la Empresa, a la fecha, están en funcionamiento, pero constituyen en su mayoría equipos bastantes usados y debido a ello necesitan de continuas reparaciones.

## 3.2 MANTENIMIENTO:

### 3.2.1 MANTENIMIENTO DEL EQUIPO:

El mantenimiento del equipo del campo, lo realizan -- los obreros de la concesión, contando para el efecto con dos trabajadores que se encargan de controlar:

a. El funcionamiento de las máquinas (a diesel y a -- gas),

b. La lubricación de los balancines, bielas y estructuras,

c. Lubricación de soportes de las líneas de jalón, y

d. Control del esfuerzo de las bandas de transmisión.

3.2.2 MANTENIMIENTO DE LOS POZOS:

Los trabajadores eventuales atienden el mantenimiento de los pozos con un equipo que consiste de un tractor modelo 1946, formado por una máquina CARDWELL motor - HERCULES que opera a gasolina, funciona con una pluma portátil, para la limpieza y extracción y colocación de las varillas y émbolos de las bombas; ocasionalmente se lo usa en la extracción del aceite por bombeo a pistón.

La labor de los obreros es eficaz en el cumplimiento de su - trabajo, pero los del mantenimiento de pozos se ven limita-- dos debido a la capacidad del tractor portátil que no sirve para realizar una reparación satisfactoria, por cuanto no -- puede extraer la tubería de producción y por no haber una -- provisión completa de repuestos y accesorios para las bombas de fondo.

Los problemas que padece el equipo de bombeo de fondo principalmente son:

a. Las bombas de fondo, debido a su prolongado trabajo, tienen una amplitud de escurrimiento entre el émbolo y el barril, que no permite un cierre tolerable por el desgaste; la fricción gasta y deforma las copas del émbolo y el pistón metálico.

b. La acumulación de arena también se presenta en las válvulas y el émbolo, lo que afecta a los pozos con problemas de producción de arena.

3.3 PERSONAL:

La función específica del campo, es la producción de hidro-- carburos; con este fín el Departamento de Producción es ad-- ministrado por el Superintendente de Producción.

3.3.1 MANO DE OBRA INDIRECTA:

-Un Superintendente de Producción que tiene a su cargo el control técnico y administrativo, el actual es una persona con conocimientos en la materia, aunque no es un especialista en el sistema de producción; - tiene a su mando los obreros encargados del mantenimiento, reparación, estando bajo su responsabilidad el control de los trabajos.

-Un secretario que lleva la correspondencia, tiene a su cargo el archivo del departamento, el registro de los obreros, etc.

3.3.2 MANO DE OBRA DIRECTA:

3.3.2.1 Personal estable.

-Dos obreros catalineros, realizan los trabajos diarios de mantener en funcionamiento los motores y - el equipo, desaguan el tanque de sedimentación, toman lecturas diarias de la producción y hacen el - bombeo del crudo a la refinería.

-Un guardián-bodeguero que se encarga del cuidado - del Campo durante la noche y está bajo su responsabilidad una bodega con algunos repuestos, herramientas, lubricantes y combustibles, debiendo registrar durante el día el consumo de combustible, lubricantes y agua.

-Un obrero liniero, que revisa semanalmente el oleoducto de Petrópolis, realizando arreglos para impedir fugas en las uniones de las tuberías en las operaciones de bombeo de petróleo. El chequeo lo realiza en jornadas diarias tres veces por semana.

3.3.2.2 Personal por contrato:

Periódicamente están utilizando los servicios de -- cierto personal ocasional en la limpieza de pozos y reparación de la maquinaria:

-Un tractorista y dos ayudantes para la extracción, reparación y limpieza de las bombas y corrida del pistón de achique.

-Un mecánico que labora en la reparación de la ma-- quinaria.

El personal estable es capacitado y calificado, se ha desempeñado en esas funciones por varios años, - el personal por contrato es en igual forma compuesto por trabajadores capacitados que han laborado en es tas funciones en varias compañías petroleras.

3.4 TRANSPORTE: (Mapa Nº 7)

El aceite producido con gas en solución se extrae por la cabeza del pozo mediante tubería de producción y el gas natural por el ánulo, el espacio entre el ademe y la tubería de producción, saliendo por líneas separadas las que tienen sus -- respectivas válvulas cheques; las líneas se juntan cerca del pozo, continuando al Manifold o batería central, pasa luego sucesivamente por un separador de gas, un volúmetro general, un tanque de sedimentación y finalmente un tanque de almacenamiento de 500 barriles de capacidad, se transporta luego - por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro que conduce al petróleo a lo largo de 8,5 kilómetros, en dos tramos, el primero de 5 kilómetros entre Petrópolis y Carolina y el segundo de 3,5 kilómetros, entre Carolina y Puerto Rico (La Libertad); este segundo tramo es común para la conducción de aceite de los pozos de los Campos Carolina y Petrópolis.

El oleoducto facilita el transporte del crudo, contribuyendo

a abaratar el costo de explotación, siendo el mejor sistema de transporte por sus condiciones de rendimiento.

El pozo Nº 112, productor de gas, tiene una presión en la - cabeza de 200 psi., tiene una línea directa con el volúme-- tro de bombeo, presión que sirve como fuerza impulsora del crudo hasta la refinería.

Línea de Gas:

En el separador de gas se obtiene su liberación del aceite, con el que viene asociado, luego el gas pasa a otro separador para liberar el vapor de agua que contenga. El gas natural mediante líneas se lo reparte para el funcionamiento del control, del contador del volúmetro, como combustible - para la catalina 3, para una residencia y para la casa del guardián, quedando un exceso que se lo libera al aire.

# C A P I T U L O  IV

# M E R C A D E O

## 4.1 TIPO DE CRUDO:

El conocimiento del tipo de crudo es de suma importancia para el proceso de refinación. La composición del petróleo -- crudo varía de acuerdo con el lugar de extracción y dos yacimientos nunca tienen aceite de igual composición.

Clasificación de los tipos de aceite:

Los petróleos crudos pueden ser de base: asfáltica, aromática, parafínica y nafténica, dependiendo de su composición -- química y la determinación se hace de acuerdo al factor de - caracterización "K".

Anglo Ecuadorian Oilfields Limited, que refina el petróleo - de Petrópolis, clasifica el crudo en los siguientes tipos básicos:

a. Crudo de base parafínica,

b. Crudo de base mafténica, y

c. Crudo de base intermedia (parafínica - nafténica).

Crudo de base parafínica: Los crudos de base parafínica, tienen un alto porcentaje de parafina y se solidifican a la temperatura atmosférica motivo por el cual son llamados "High - Cold Test" o crudos H.C.T.

Crudos de base nafténica: Los crudos de base nafténica tienen un bajo punto de congelación, a temperatura atmosférica permanecen líquidos, por lo cual son llamados "Low Cold Test" o crudos L.C.T.

Crudos de base intermedia: Los crudos de base intermedia tienen características entre parafínicos y nafténicos.

Los crudos del Campo Petrópolis son de base intermedia, en-- tre nafténicos y parafínicos.

CARACTERISTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO DE PETROPOLIS:

Los siguientes análisis dan las características típicas del

crudo:

| | |
|---|---|
| Peso específico a 60º F | 0,8723 |
| A.P.I. a 60º F | 30,6° |
| Viscosidad Saybolt Univ. a 100°F | 55,5 segundos |
| Agua y sedimento por centrifugación | 1,4% |
| Agua por destilación | 0,4% |
| Punto de Inflamación | 50°F. |
| Color | Café obscuro |
| Azufre | 0,2027% |
| Agua de formación a 73°F. | 23.400 ppm ClNa. |

Destilación Engler del Crudo del Campo Petrópolis:

Para la clasificación del tipo de petróleo crudo, se realiza la destilación Engler, determinando las características de - la destilación de pequeñas cantidades de petróleo crudo.

| | |
|---|---|
| Punto inicial de ebullición I.B.P. | 68°C |
| Volumen a 100°C | 4,5% |
| Volumen a 125°C | 10,0% |
| Volumen a 150°C | 17,0% |
| Volumen a 175°C | 22,5% |
| Volumen a 200°C | 26,5% |
| Volumen a 275°C | 42,5% |
| Volumen a 300°C | 47,5% |
| Punto de Congelación del residuo arriba de 300°C | 15°F. |
| Punto de Congelación de la tercera fracción arriba de 315°C | 30°F. |
| A.P.I. de la Key de fracción Nº 1 | 35,8° |
| Base | Intermedia |
| Grupo | IV |
| Zona productora | Campo Petrópolis |

4.2 MERCADEO:

El petróleo crudo se negocia de acuerdo a un convenio de venta suscrito el 16 de Septiembre de 1970, entre la Compañía - Estatal Petrópolis y la Refinería Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., fijándose el precio de venta en 37,50 sucres el barril de petróleo crudo puesto en la refinería de La Libertad. Este contrato de venta representa la actualización de un convenio firmado entre la misma refinería y los primeros productores de la concesión.

La capacidad de la refinería de A.E.O. Ltd. es de 28.000 B/D. Las unidades de elaboración pueden operar con cargas de petróleo producido en Concepción y los campos: Ancón, Santa -- Paula y Petrópolis.

# C A P I T U L O  V

## CONCLUSIONES

## 5.1 RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DEL CAMPO

De los trabajos de desarrollo realizados y la actual situación del campo Petrópolis, se deduce lo siguiente:

5.1.1 Las características geológicas de la zona productiva del Campo Petrópolis, son diferentes a las áreas aledañas; las condiciones de las areniscas son tales que a lo largo de una distancia horizontal muy corta, la naturaleza misma de la roca con sus diferentes niveles de profundidad, cambia completamente y hasta ahora, no se han definido los problemas de estructuras y del origen de la acumulación de petróleo.

5.1.2 De las perforaciones de pozos efectuadas en la península de Santa Elena, se concluye que el aceite se produce:

5.1.2.1 De las capas o intercalaciones de socorro -- del Eoceno Superior, las que son comparativamente más suaves que las areniscas Atlanta y bastante normales para la acumulación del petróleo, teniendo buena porosidad y permeabilidad.

5.1.2.2 Los olistolitos de Atlanta del Eoceno Inferior son areniscas silícicas, muy duras, de baja porosidad y permeabilidad.

5.1.2.3 Los olistolitos del Olistostromo Wildflisch, de donde produce el Campo Petrópolis, son lutitas silícicas y areniscas; se deduce que - el aceite de las arenas se acumula en las -- grietas causadas por fallas.

5.1.3 Reseña de las operaciones de exploración y producción: No existe una información apropiada y completa de las

exploraciones verificadas en la Concesión.

Al iniciarse la fase de desarrollo, la producción de los pozos fué fluyente en unos y artificiales en o--- tros; se tiene conocimiento que en 1940 el pozo Nº 100 produjo 15.970 barriles de petróleo, por bombeo por - varillas; en 1941, de dos pozos productores (N° 100 y 101) se obtuvo una producción de 12.149 barriles; y, en el año 1943 el campo logró su máxima producción -- con 170.965 barriles, de cuatro pozos productores -- (Nºs. 100-101-103 y 104), para los años siguientes de crece la producción aunque hasta el año 1953 se perfo raron nuevos pozos, llegándose a totalizar 27 pozos - hábiles, los que han compensado parte de la declina-- ción natural de la producción de los pozos del Campo. En 1946 se registra la presencia de agua en varios po zos lo que ha contribuído a dificultar el flujo de a- ceite. En 1955 se tuvo que prestar servicio de bom-- beo contínuo, debido a que el flujo obtenido trae apre ciables cantidades de agua salada. Para 1964 la pro- ducción sigue declinando; las filtraciones de agua -- han dado serias dificultades; se han registrado pozos en los que se bombea el 75% de agua y el 25% de acei- te, esta infiltración de agua, manifestada en la pro- ducción de los pozos, se debe posiblmente a irregula- ridades en el control de la presión de formación, que ha permitido el avance del agua de fondo, con el con- siguiente entrampamiento del aceite, obligando a nue- vos estudios de la producción de los pozos.

5.1.4 Un aspecto de consideración es la existencia de un es paciamiento reducido, el estado de depleción del cam-

po y en consecuencia el rendimiento de la producción de los pozos, impide llevar a cabo adelantos de desarrollo de perforación en el área de la presente producción.

5.1.5 El tipo de completación de control de arena, con revestimiento preperforado ha sido probado en la mayor parte del campo, excluyendo el pozo N° 131. Para impedir la producción de arena, las soluciones más eficases serían en este orden:

Capa de grava,

Consolidación de arenas,

Tubería preperforada.

El campo de Petrópolis cuenta con tubería preperforada, método de completación que es muy eficaz en el control de arena, que no es un obstáculo en el actual sistema de producción; en cambio, es eficaz como filtro, impidiendo la caida de presión en el yacimiento. Se puede decir que, el tipo de completación obra de un modo positivo controlando las bajas presiones de formación.

5.1.6 No hay prospectos de incremento de producción por trabajos de recompletación, debido a los resultados negativos obtenidos en el Cretaceo del Campo Santa Paula.

5.1.7 El campo se encuentra actualmente en la fase de agotamiento, se consideran mediocres las posibilidades petrolíferas y la actividad actual del campo se reduce:

5.1.7.1 Mantenimiento de la Producción,

5.1.7.2 Control del Equipo,

5.1.7.3 Exclusión del agua en el mantenimiento de los pozos,

5.1.7.4 Eficiencias volumétricas en la operación de las bombas de fondo,

5.1.7.5 Consideraciones sobre el abandono de los pozos.

5.1.8 GASTOS E INGRESOS DE OPERACION EN EL AÑO 1971:

5.1.8.1 Suministros:

5.1.8.1.1 Combustibles:

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| gasolina especial . . . | 1.800 gal. | S/ 8.100 | | |
| diesel . . . . . | 4.200 gal. | 12.362 | | |
| 5.1.8.1.2 Lubricantes: | | | | |
| aceite . . . . . | 1.150 gal. | 17.915 | | |
| 5.1.8.1.3 Agua potable . . . . . | 15.000 gal. | 1.800 | | |
| 5.1.8.1.4 Repuestos . . . . . | | 18.597 | 58.774 | |
| 5.1.8.2 Corriente eléctrica . . . . . | | | 6.672 | |
| 5.1.8.3. Otros gastos de operación en general | | | 14.320 | |

5.1.8.4 Mano de obra directa:

5.1.8.4.1 Estable:

| | | mes | anual | |
|---|---|---|---|---|
| Sobrestante-catalinero | 1 | S/. 1.880 | S/.22.560 | |
| catalinero | 1 | 1.800 | 21.600 | |
| liniero | 1 | 636 | 7.632 | |
| guardián | 1 | 1.150 | 13.800 | |
| 13er. sueldo | | | 5.466 | |
| 14to. sueldo | | | 5.466 | |
| Aporte Patronal 9 1/2% | | | 6.361 | S/.82.885 |

5.1.8.4.2 Contrato:

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Equipo limpieza de Pozo | 3 | | S/.21.337 | |
| Mecánico | 1 | | 10.496 | |
| 13er. sueldo | | | 2.653 | |
| | | P a s a n | S/ 34.486 | S/.82.885 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | V i e n e n | | S/.34.486 | S/. 82.885 |
| | 14to. sueldo | | | 2.653 | |
| | Aporte Patronal 9 1/2% | | | 3.024 | 40.163 123.048 |
| 5.1.8.5 | Mano de obra indirecta | | | | |
| | Superintendente de Producción | 1 | S/.6.100 | 73.200 | |
| | Secretario | 1 | 1.000 | 12.000 | |
| | 13er. sueldo | | | 7.100 | |
| | 14to. sueldo | | | 3.440 | |
| | Aporte Patronal 9 1/2% | | | 8.094 | 103.834 |
| 5.1.8.6 | Canon de arrendamiento | | | | |
| | Pago que es equivalante a impuestos predial y adicional, sobre - 23,7 hect. | | | | 142.284 |
| 5.1.8.7 | Parcial de gastos de operacion | | | | |
| | Suministros | | | S/. 58.774 | |
| | Corriente eléctrica | | | 6.672 | |
| | Otros gastos de operación | | | 14.320 | |
| | Mano de obra directa | | | 123.048 | |
| | Mano de obra indirecta | | | 103.834 | |
| | Canon de arrendamiento | | | 142.284 | |
| | T o t a l | | | S/.448.932 | |
| 5.1.8.8 | Ingresos totales de operación | | | | |
| | Ingresos de acuerdo a la venta del petróleo crudo considerándose una producción bruta de 23.760 Bbls. anuales a - 37,50 sucres/barril | | | | S/. 891.000 |
| 5.1.8.9 | Ganancia bruta total | | | | |
| | Ingresos de operación de la concesión | | | | 891.000 |
| | | P a s a n | | | S/. 891.000 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 891.000 |
| | Parcial de gastos de operación | - 448.932 |
| | Ganancia Bruta total | S/. 442.068 |

5.1.8.10 Participación de Utilidades

Quince por ciento sobre las ganancias brutas totales, disposición del Código de Trabajo Art. 96, capítulo de las Utilidades:

| | | |
|---|---|---|
| | -10% por concepto de pago a los trabajadores | S/. 44.207 |
| | - 5% por concepto de pago a los hijos de los trabajadores | + 22.103 |
| | S u m a n | S/. 66.310 |

5.1.8.11 Ganancia neta total

| | | |
|---|---|---|
| | Ganancia bruta total | S/. 442.068 |
| | Participación de Utilidades | - 66.310 |
| | Ganancia neta total | S/. 375.758 |

5.1.8.12 Total de Gastos de Operación

| | | |
|---|---|---|
| | Parcial de Gastos de Operación | S/. 448.932 |
| | Participación de Utilidades | + 66.310 |
| | S u m a n | S/. 515.242 |

5.1.8.13 Costo por barril producido

COSTO POR BARRIL = $\frac{\text{Total de Gastos de Operación}}{\text{Producción Anual en Bbls.}}$

Costo por barril = $\frac{515.242 \text{ sucres}}{23.760 \text{ Bbls.}}$ = S/.21,68527

5.1.8.14 Ganancia Neta por Barril producido

| | | |
|---|---|---|
| | Precio de venta del Bbl.de Petróleo crudo | S/. 37,50000 |
| | Costo del barril de petróleo crudo | - 21,68527 |
| | Ganancia neta por barril | S/. 15,81473 |

Ganancia neta total por la producción del año 1971

23.760 Bbls/año x 15,81473 sucres/$^{Bbl}$ = 375.758 sucres/ año.

Observaciones: Según el Reglamento de la ley de Impuesto a la Renta, Cap. XII, de las Exenciones, literal a, las rentas obtenidas por la Compañía Petrópolis (Estatal) está exenta del impuesto establecido por la ley.

5.1.9 Evaluación del equipo e instalaciones de la Concesión(*)

A continuación se presenta una lista del equipo de producción e instalaciones del campo, bajo consideración se ha fijado un precio nominal para el efecto de inventario, su costo real es sin valor ya que por sus años de servicio se encuentra amortizado.

| Especificaciones | Unidades | Precio Unitar. | Total estimativo en sucres |
|---|---|---|---|
| 5.1.9.1 Estación de Recolección y Bombeo: | | | |
| Manifold de 14 válvs.2" | 1 | S/. 5.000 | S/. 5.000 |
| Cheques de 2" | 7 | 150 | 1.050 |
| Válvulas de 4" | 2 | 1.500 | 3.000 |
| Válvulas de 1" | 2 | 100 | 200 |
| Separador con respectiva válvula de seguridad y - brida de orificio | 2 | 5.000 | 10.000 |
| Válvulas de 2" | 2 | 150 | 300 |
| Válvulas de 1/2" | 2 | 30 | 60 |
| Volúmetro de prueba completo de 1/4 de barril, equipado con: | | | |
| P a s a n | | | S/. 19.610 |

(*) tomado y aumentado del acta de Entrega-Recepción de las máquinarias, instalaciones y demás bienes que pertenecían a la Empresa Petrópolis Oil Company, 10 Dic. 1970, p. 4-11

| | | | |
|---|---|---|---|
| V i e n e n | | | S/. 19.610 |
| -Manómetro de 200 lbs. | | | |
| -cheque de 2" | | | |
| -Contador | | | |
| -Flotador | | | |
| -Válvula de Cambio | | | |
| -Nivel | | | 8.000 |
| Válvula Kimray de 2" | 2 | 1.800 | 3.600 |
| Volúmetro general completo | | | |
| equipado con: | | | |
| -Manómetro de 200 lbs. | | | |
| -Cheques de 2" | | | |
| -Contador | | | |
| -Flotador | | | |
| -Válvula de cambios | | | |
| -Nivel | | | |
| -Cheques de 2" | | | |
| -Chequesinclinados de 2" | | | |
| -Cheque de contrapuerta 4" | | | 8.000 |
| Válvula Kimray de 2" | 2 | 2.500 | 5.000 |
| Volúmetro de bombeo equi- | | | |
| pado con: | | | |
| -Manómetro de 200 lbs. | | | |
| -Cheque de 2" | | | |
| -Contador | | | |
| -Flotador | | | |
| -Válvula de cambios | | | |
| -Nivel | | | |
| -Cheque inclinado de 2" | | | |
| -Estrangulador de presión | | | |
| P a s a n | | | S/. 44.210 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| V i e n e n | | | S/. 44.210 |
| -Válvula de seguridad | | | 10.000 |
| -Válvulas Kimray de 2" | 2 | 2.500 | 5.000 |
| -Válvulas Kimray de 1" | 2 | 1.800 | 3.600 |
| Tanque de sedimentación de 100 Bbls. capacidad con válvula de 4" | | | 8.400 |
| Nivel Fisher completo | 1 | 4.000 | 4.000 |
| Flotador Permac con sifón, regulador y pesa | 1 | 1.000 | 1.000 |
| Válvula de 1/4" | 4 | 20 | 80 |

5.1.9.2 Tanque de almacenamiento

Tanque de almacenamiento 500 Bbls., conectado a la estación de recolección y bombeo, con los siguientes accesorios:

-Válvula de 4"

-Válvula de 2"

-Válvula de 2" conectada a línea gas entre tanque y separador

-Válvula de 2"

-Separador de gas de doble nivel 30.000

El tanque, el separador y la estación de recolección bombeo, están conectadas entre sí, por tubería de 2", con - los siguientes accesorios:

P a s a n S/. 106.290

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | V i e n e n | | | S/. 106.290 |
| | -Válvulas de 2" | 2 | 150 | 300 |
| | -Válvula de 1" | 1 | 100 | 100 |
| | -Brida de Orificio | 1 | 300 | 300 |
| | -Cheques inclinados 2" | 2 | 100 | 200 |
| | -Manómetro Budemberg de 30 lbs. con válvula de 1 1/4" | 1 | 800 | 800 |
| | -Válvula de drenaje 2" | 1 | 150 | 150 |
| | -Escape con válvula 2" | 1 | 80 | 80 |
| 5.1.9.3 | CENTRAL DE BOMBEO Nº 3 | | | |
| | La central de bombeo Nº3 está compuesta de: | | | |
| | -Motor de gas marca TANGYES Nº 421546 con una rueda - volante y polea de trans- misión | 1 | 240.000 | 240.000 |
| | -Excéntrica Catalina de 20 brazos, tipo 50-5C, serie T92-121 | | 150.000 | 150.000 |
| | -Banda de balata de 8" de ancho y 40 pies de largo,- que acopla el motor con la excéntrica | 1 | 4.000 | 4.000 |
| | -Separador de gas para el - motor Tangyes, con manóme- tro de 20 lbs. | 1 | 600 | 600 |
| 5.1.9.4 | Pozos que operan con la Cen tral de bombeo Nº 3: Instalados a la excéntrica | | | |
| | P a s a n | | | S/. 502.820 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 502.820 |
| de la central de bombeo | | |
| se encuentran 7 pozos, | | |
| que corresponden: 103- | | |
| 104-129-107=115=109 y | | |
| 114, cuyas característi | | |
| cas son: | | |
| -Pozo Nº 103 | | |
| Cabeza de pozo | | |
| Balancín de bombeo 2" | | |
| Caja de estopera 2" | | |
| Varilla pulida de 1 1/8":10' | | |
| Varilla de bombeo 2.010' | | |
| Tubería de producción 2" | | |
| standard: 2.010' | | |
| Bomba Burtonwood de 2" x 9' | | |
| Tubería de conducción, de | | |
| baja presión de 2" ; 455' | | 55.470 |
| -Pozo Nº 104 | | |
| Cabeza de pozo | | |
| Balancín de bombeo 2" | | |
| Caja de estopera 2" | | |
| Varilla pulida 1 1/8" ; 10' | | |
| Varillas de bombeo 1.885' | | |
| Tubería de producción de | | |
| 2" standard: 1.885' | | |
| Bomba Burtonwood de 2" x 9' | | |
| Tubería de conducción, de | | |
| baja presión de 2" ; 371' | | 52.550 |
| | P a s a n | S/. 610.840 |

| | | |
|---|---|---|
| | Vienen | S/. 610.840 |
| -Pozo N° 129 | | |
| Cabeza de pozo | | |
| Balancín de bombeo 2" | | |
| Caja de estopera 2" | | |
| Varilla pulida 1 1/8":10' | | |
| Varillas de bombeo 2.122' | | |
| Tubería de producción 2" | | |
| tipo Upset especial: 2.122' | | |
| Bomba Burtonwood 2" x 9' | | |
| Tubería de conducción, de | | |
| baja presión de 2" : 432' | | 57.600 |
| -Pozo N° 107 | | |
| Cabeza de pozo | | |
| Balancín de bombeo 2" | | |
| Caja de estopero 2" | | |
| Varillasde bombeo 2512' | | |
| Varilla pulida 1 1/8":10' | | |
| Tubería de producción 2" | | |
| standard: 2512' | | |
| Bomba BURTONWOOD de 2" x 9' | | |
| Tubería de conducción, de baja | | |
| presión de 2", 355' | | 65.015 |
| -Pozo N° 115 | | |
| Cabeza de pozo | | |
| Balancín de bombeo 2" | | |
| Caja de estopero 2" | | |
| Varillas de bombeo 2760' | | |
| Varilla pulida 1 1/8":10' | | |
| Tubería de producción 2", | | |
| | Pasan | S/. 733.455 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 733.455 |
| | tipo UPSET especial: 2760' | |
| | Bomba BURTONWOOD 2" x 9' | |
| | Tubería de conducción, de | |
| | baja presión de 2" : 667' | 71.570 |
| | -Pozo N° 109 | |
| | Cabeza de pozo | |
| | Balancín de bombeo 2" | |
| | Caja de estopero 2" | |
| | Varillas de bombeo 2656' | |
| | Varilla pulida 1 1/8": 10' | |
| | Tubería de producción 2", | |
| | tipo UPSET especial 2656' | |
| | Bomba BURTONWOOD 2" x 9' | |
| | Tubería de conducción, baja | |
| | presión 2" : 564' | 68.960 |
| | -Pozo N° 114 | |
| | Cabeza de pozo | |
| | Balancín de bombeo 2" | |
| | Caja de estopero 2" | |
| | Varillas de bombeo 2164' | |
| | Varilla pulida 1 1/8" : 10' | |
| | Tubería de producción 2", | |
| | standard 2164' | |
| | Bomba BURTONWOOD 2" x 9' | |
| | Tubería de conducción de | |
| | baja presión, 2" - 676' | 59.660 |
| 5.1.9.5 | ESTACION DE BOMBEO POZO N° 101 | |
| | La estación de bombeo del pozo | |
| | N° 101 consiste en: | |
| | P a s a n | S/. 933.645 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 933.645 |
| | Motor diesel marca LISTER de 2 cilindros, Nº 812102 R2, de 650 rpm. y 12 hp, acoplado con banda de 4" | 16.000 |
| 5.1.9.6 | La Estación de Bombeo opera con el pozo Nº 101 | |
| | -Pozo N° 101 | |
| | Cabeza de pozo | |
| | Balancín de bombeo de 2" | |
| | Caja de estopero de 2" | |
| | Varillas de bombeo 2599' | |
| | Varilla pulida 1 1/8":10' | |
| | Tubería de producción 2599' | |
| | Bomba de fondo | |
| | Tubería de conducción, de baja presión de 2" : 319' | 78.075 |
| 5.1.9.7 | CENTRAL DE BOMBEO Nº 6 | |
| | La central de bombeo Nº 6, está compuesta por: | |
| | a. Catalina para dos pozos | |
| | b. Motor diesel marca LISTER de 1 cilindro, Nº C595566,de 650 rpm. y 6 hp., con polea, conectado a dos transmisiones mediante bandas de 8" de balata | 24.000 |
| 5.1.9.8 | Los pozos que operan con la central de bombeo Nº 6; son: 125 y 126. | |
| | -Pozo Nº 125 | |
| | P a s a n | S/. 1'051.720 |

V i e n e n S/. 1'051.720

Cabeza de pozo

Balancín de bombeo de 2"

Caja de estopero de 2"

Varillas de bombeo: 2520'

Varilla pulida de 1 1/8" : 10'

Tubería de producción, especial

2" 2520'

Bomba BURTONWOOD de 2" x 9'

Tubería de conducción de baja

presión, 2" : 500' 55.900

-Pozo Nº 126

Cabeza de pozo

Balancín de bombeo 2"

Caja de estopero de 2"

Varillas de bombeo: 3052'

Varilla pulida 1 1/8" : 10'

Tubería de producción 2"

especial: 3052'

Bomba BURTONWOOD de 2" x 9'

Tubería de conducción de baja

presión 2": 600' 77.040

5.1.9.9 CENTRAL DE BOMBEO Nº 5

La central de bombeo Nº 5 está compuesta por Motor diesel marca LISTER, de 2 cilindros Nº - 137410 2R3, de 650 rpm. y 12hp acoplado a una transmisión con banda de 4" y una volante de ma = dera que mueve los balancines de

P a s a n S/.1'184.660

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 1'184.660 |
| | de dos pozos Nº 121 y 122 | 18.000 |

5.1.9.10 Los pozos que operan con la central de bombeo Nº 5 son:

-Pozo Nº 121

Cabeza de pozo
Balancín de bombeo 2"
Caja de estopero 2"
Varillas de bombeo 3312'
Varilla pulida 1 1/8" : 10'
Tubería de producción de 2" especial: 3312'
Bomba BURTONWOOD 2" x 9'
Tubería de conducción, baja presión de 2" : 1800' — 88.240

-Pozo Nº 122

Cabeza de pozo
Balancín de bombeo 2"
Caja de estopero 2"
Varillas de bombeo:3283'
Varilla Pulida 1 1/8" : 10'
Tubería de producción de 2" especial:3283'
Bomba BURTONWOOD 2" x 9'
Tubería de conducción de baja presión de 2" : 880' — 83.060

5.1.9.11 ESTACION DE BOMBEO POZO Nº 120

La estación de bombeo del pozo Nº 120 consiste:
Motor diesel marca LISTER, de 1 cilindro Nº 581351 R2, de -

| | |
|---|---|
| P a s a n | 1'373.960 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | 1'373.960 |
| | 650 rpm. y 6 hp. acopla | |
| | do a una volante con banda | |
| | de 4" | 8.000 |
| 5.1.9.12 | La estación de bombeo opera | |
| | con el pozo Nº 120: | |
| | Cabeza de pozo | |
| | Balancín de bombeo 2" | |
| | Caja de estopera 2" | |
| | Varillas de bombeo 3314' | |
| | Varilla pulida 1 1/8" : 10' | |
| | Tubería de producción 2", | |
| | especial 3314' | |
| | Bomba BURTONWOOD de 2" x 9' | |
| | Tubería de conducción 2" baja | |
| | presión 72' | 86.640 |
| 5.1.9.13 | Pozos por bombeo a pistón | |
| | -Pozo Nº 113 | |
| | Cabeza de pozo para pistoneo | |
| | por cable | |
| | Tubería de Producción de 2", | |
| | especial 2.200' | |
| | Tubería de conducción de baja | |
| | presión, de 2" 400' | 25.300 |
| | -Pozo Nº 119 | |
| | Cabeza de pozo para pistoneo | |
| | por cable | |
| | Tubería de Producción de 2", | |
| | especial 3.372' | |
| | Tubería de conducción de baja | |
| | presión, de 2" 300' | 36.220 |
| | P a s a n S/. | 1'530.120 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 1'530.120 |
| | -Pozo Nº 127 | |
| | Cabeza de pozo para pistoneo | |
| | por cable | |
| | Tubería de producción de 2", | |
| | standard 2.875' | |
| | Tubería de conducción de baja | |
| | presión, de 2":675' | 34.250 |
| 5.1.9.14 | Pozo de Gas | |
| | -Pozo Nº 112 | |
| | Cabeza de Pozo | |
| | Válvulas de 2" de alta presión 3 | |
| | Válvula de 1/4" 1 | |
| | Tubería de 1 1/2" especial para | |
| | conducción de gas 1.215' | 22.150 |
| 5.1.9.15 | Pozo ubicado en la Ciudadela | |
| | Las Conchas | |
| | -Pozo Nº 131 | |
| | Cabeza de Pozo National | |
| | Válvulas de alta presión de 2" 2 | |
| | Válvula de alta presión de 1/4" 1 | |
| | Válvula de baja presión de 1/4" 1 | |
| | Cheqqe oblicuo | |
| | Tubería de producción de 2", stan- | |
| | dard 3.846' | |
| | Tubería de conducción de 2" espe- | |
| | cial 6.600' | 126.460 |
| 5.1.9.16 | Equipo para Limpieza de Pozo | |
| | Tractor Allis Chalmers, serie C3019- | |
| | 28, para servicio en las instalacio- | |
| | P a s a n | 1'712.980 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | 1'712.980 |
| | nes de pozos, equipado con: | |
| | LLantas Good-Year 4 | |
| | Pluma y pala elevadora 1 | |
| | Cable de Acero 9/16":2.000' | |
| | Elevadoras de tubos 2 | |
| | Elevadoras de varillas 2 | 40.000 |
| 5.1.9.17 | Herramientas de trabajo | |
| | Provisión de herramientas | 1.500 |
| 5.1.9.18 | Instalación Eléctrica | |
| | Alambre de cobre, postes metá licos,interruptores, pantallas portaluces, lámparas, etc. | 16.300 |
| 5.1.9.19 | Unidad para Bombear producción | |
| | Motor Tangyes N° 32466 a gas con separador y manómetro, aco plado a una bomba Tangye, de 3 pistónes, con respectivos acce sorios no en servicio | 300.000 |
| 5.1.9.20 | Castillo de Perforación | |
| | Un castillo de perforación de 100' de alto, constituído por per files de acero, en estado regular | 50.000 |
| 5.1.9.21 | Edificios+ | |
| | Chalet habitación, compuesto por 3 casetas | 6.500 |
| | Edificio para el motor y la bomba Tangye, techo de ruberoid, piso - de hormigón simple | 15.000 |
| | Bodega con paredes de ladrillos enlucidos con cemento, exterior e interiormente | 40.000 |
| | P a s a n S/. | 2'182.280 |

| | | |
|---|---|---|
| | V i e n e n | S/. 2'182.280 |

5.1.9.22 Oleoducto

| | |
|---|---|
| Tubería de 4":15.558' | 155.580 |
| Válvula de control de 2" | 150 |
| Cheque de control de 4" | 100 |
| T O T A L | 2'338.110 |

El valor total del presente inventario asciende a la suma de: DOS MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL CIENTO DIEZ SUCRES 00/100

# C A P I T U L O  VI

# R E C O M E N D A C I O N E S

6.1 HABILITACION DEL CAMPO: (Cuadro N° 11)

Plan de acción a desarrollar en favor de mejorar las operaciones del campo de Petrópolis comprende:

1. Instalación de un taller,
2. Personal mínimo,
3. Planificación técnica,
4. Detalle de los adelantos e inversiones

6.1.1 Instalación de un taller:

Estará previsto para los siguientes trabajos:

a. Reparación de bombas, y

b. Ciertos trabajos de reparación en el equipo motríz.

6.1.1.1 UBICACION:

El taller se lo ha determinado en la proximidad de la bodega de materiales y la vivienda del guardián.

6.1.1.2 CAPACIDAD:

La capacidad del taller de mantenimiento de bombas será suficiente o mayor a la proporción del volúmen de trabajo probable, contando con el espacio necesario para el almacenamiento de materiales, para herramientas auxiliares, bancos, armarios, etc.

6.1.1.3 DISTRIBUCION DE LAS MAQUINARIAS:

Las máquinas estarán distribuidas en consideración al trabajo a realizar, la operación será tal que permita una circulación rápida, es decir, sin demoras.

6.1.1.4 PROCESO DE REPARACION DE LAS BOMBAS:

La reparación de las bombas comprenderá:

6.1.1.4.1 Desarme de la bomba, lavado e inspección total de la misma en el banco de desarme y el tablero anexo.

6.1.1.4.2 Si las bolas y asientos de las válvulas fija y - viajera están muy gastadas, se repondrán por nuevas o en algunos casos se voltearán los asientos, que proveen una nueva superficie de contacto.

6.1.1.4.3 Las bolas y asientos que se pueden asentar, si - no están demasiado gastados, se lo reabilitarán en:

-Esmerilador de bolas y asientos, y

Probador de bolas y asientos de válvulas.

6.1.1.4.4 El calibre del émbolo de la bomba, se puede evaluar con el tornillo micrométrico, buscando señal de desgaste. Si el émbolo está gastado, se deberá sacar el barril de trabajo debiéndose extraer la tubería de producción.

6.1.1.4.5 El barril de trabajo se limpiará para probar la holgura, con el micrométro de diámetro interno - para el cilindro del barril de trabajo.

6.1.1.4.6 Si el desgaste localizado es tolerable, se reemplazarán las secciones de camisas gastadas.

6.1.1.4.7 Como el émbolo es empacado con tazas de fibra se deberán cambiar las gastadas por nuevas.

6.1.1.4.8 Al armar las camisas en la bomba, se las ensamblarán con la gúía de armar las camisas de la -- bomba, con el fin de que las secciones formen un cilindro recto de diámetro uniforme.

6.1.1.5 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DEL TALLER:

A. Inspecciones generales de la unidades

B. Pequeñas reparaciones mecánicas

C. Lavado y lubricación de las unidades

Este programa deberá ser previsto de acuerdo a las horas de operación.

6.1.1.6 APROVISIONAMIENTO DE REPUESTOS:

Es necesaria la provisión de repuestos para el equipo de pozos, unidades de bombeo, máquinas a gas y - diesel y un cálculo de cuanto se puede invertir por este concepto.

6.1.2 PERSONAL MINIMO

El personal deberá tener capacidad y habilidad, para el mantenimiento, debiéndose supervisar:

a. Sobre la conservación del orden de trabajo,

b. Colaboración entre trabajadores, y

c. Sobre el desperdicio del tiempo, energía y materiales.

En la península de Santa Elena, la mano de obra tiene un promedio de salario bajo y es fácil conseguir personal entrenado para realizar las labores. En cuanto al Superintendente de producción, deberá conocer o tener un entrenamiento en las compañías petroleras que operan con bombeo mecánico, para lograr una mano de - obra técnico especializada.

En lo que respecta al personal de la mano de obra directa:

1. El estable (4 trabajadores) deberá seguir laborando, ya que es indispensable.

2. El de contrato (4 trabajadores) deberá reducir el trabajo al servicio de mantenimiento de pozos indispensable:

   a. En el equipo de limpieza de pozos (3 trabajadores) será limitado a las operaciones de bombeo a pistón, para desmontar los balancines y trabajos misceláneos.

b. El mecánico del equipo motríz (1 trabajador), deberá hacer una reparación urgente de todo - el equipo, a fín de que en el futuro, se depen da menos de sus servicios.

En lo que respecta al personal de la mano de obra in directa se puede prescindir del secretario, dejando su trabajo a cargo del mismo Superintendente de producción.

6.1.3 PLANIFICACION TECNICA:

La producción petrolera necesita de regulaciones técnicas en el campo, que asegure un planeamiento y control efectivo de la utilización de los recursos humanos y materiales, en coordinación con las necesidades del taller, equipo de limpieza, con el fin de reducir los costos de producción por el método empleado.

La planificación técnica debe contar con programas - específicos sobre los objetivos del mantenimiento de la producción. Se requiere un conocimiento del equipo y maquinaria, para lo que se debe contar con la - documentación técnica, diseños de equipos, máquinas, accesorios, etc. Se debe controlar el cumplimiento - de los planes de mantenimiento con el fin de que se logren resultados halagadores; control de los costos de mantenimiento: costos directos en el equipo de -- producción y lo referente a edificios, tanques de almacenamiento, etc.

Además un programa de cambio paulatino de accesorios, máquinas o equipos, de acuerdo a las fallas que presenten por el tiempo de servicio, para evitar pérdidas y la elaboración de informes y cuadro estadísti-

cos de los cambios ejecutados, para estimar los resultados.

Sobre las compañías de servicio, que en el futuro -- existirán en el país, deberán ser contratadas de a-- cuerdo a las necesidades de la concesión y de esta - manera eliminar el personal de contrato, que actualmente opera con un tractor deficiente. Hasta que dichas compañías laboren, deberá hacerse un plan de alquiler o préstamo del equipo de las actuales concesionarias petroleras de la península de Santa Elena, a fin de realizar un trabajo completo. Es importante para el control de la vida económica del campo, que depende directamente de los costos de explotación y los ingresos de la producción del petróleo, mantener:

a. Un registro detallado de los costos de producción por pozo, y
b. Los registros de producción agua-aceite para cada uno de los pozos.

Consideraciones de abandono de los pozos: En el abandono de un pozo, se debe considerar la rehabilitación por medio de:

a. Trabajos de limpieza,
b. Conservación de presión.

En pozos que tienen un buen record de producción y cuyo equipo ha sido retirado, en vista de la necesidad de aumentar la producción y la ventaja de que el equipo de campo se encuentra amortizado, se pueden - justificar otros gastos en la compra de un equipo de producción de medio uso para continuar explotándolo, aunque la cuota de producción del pozo sea igual a -

los costos de equipamiento.

6.1.4 DETALLE DE LOS ADELANTOS E INVERSIONES:

6.1.4.1 Aprovechamiento del Gas Natural.- Actualmente el único aprovechamiento o ingreso de la concesión, es la venta del petróleo crudo, dejándose a un lado - el gas natural de los pozos. Las posibilidades de explotación del petróleo crudo en la concesión, se justifica razonablemente por un período aproximado de 8 años, al que se debe considerar, que en sus - últimos años las utilidades serían mínimas. Se facilitaría la operación económica en la concesión - con el aprovechamiento del gas natural y sobre él se tienen los siguientes datos:

En el año de 1950 se efectuó el control de la producción del gas natural con el fin de mantener la energía de los pozos.

En 1951 todo el gas proveniente de los pozos me--- diante instalaciones apropiadas se lo llevó al campamento de Carolina, para emplearlo como combustible en los calderos.

De un reporte de producción de gas natural se conoce:

fecha: Septiembre 11 de 1965

| Pozos | Fechas de Pruebas | Promedio diario de producción - pies$^3$ |
|---|---|---|
| Pozos de la concesión excepto pozo Nº 131 | V VI-VII/1965 | 100.000 |
| Pozo Nº 131 | 21/VIII/1965 | 144.000 |
| Total del promedio de la producción de la concesión, incluso pozo Nº 131 | | 244.000 Pies$^3$/d. |

La comercialización del gas natural se la orientaría en el consumo doméstico, se puede asumir el valor de venta de S/. 5,oo los 1.000 pies cub., haciendo una estimación actual diaria sobre el 50% de producción del record anterior serán 122.000 pies cúbicos por día y un ingreso anual bruto de 220.000 sucres, valor al que se deberá disminuir unos 85.000 sucres por costo de la instalación de una línea de distribución (tubería de 2" para gas) hasta la población de Salinas, para abastecer de combustible a una industria. Previa la instalación se requiere realizar pruebas de presión y volúmen del gas de los pozos.

6.1.4.2 La comercialización del petróleo negro .- Se obtendrá un pequeño ingreso con el aprovechamiento del petróleo negro; para tal objeto la concesión cuenta con unas 3 decenas de pozos superficiales hechos a mano y que desde hace mucho tiempo no se utilizan; según un record de producción del año 1940 en que se obtuvo un rendimiento de 739 Bbls. anuales. Para tener conocimiento del precio al que se puede comercializar, se sabe que el galón de residuo de la refinación del petróleo tiene un valor actual autorizado de 2,45 sucres para venta al público (106 sucres el Bbl.).

6.1.4.3 Provisión de bombas de fondo y repuestos.- Para garantizar la operación de bombeo continuo, se debe preveer la provisión de bombas de repuesto, que al momento no se dispone en el campo, se necesitan por lo menos 2 bombas completas y también partes

de bombas como: válvulas para émbolos, camisas para ensamblaje del émbolo y el barril de trabajo,- todas ellas soportan un fuerte desgaste y con el tiempo necesitan reponerse; el costo unitario aproximado de las bombas es de 130 a 170 dólares - por unidad.

6.1.4.4 Construcciones y reparaciones civiles.- Se ha propuesto para el mantenimiento del campo, edificaciones y reparaciones, según detalle:

Reparaciones:

a. Canal de evacuación del agua producida por los pozos:
   -limpieza: 540 mts.
   -hechura: 200 mts.
   Son. . . 740 mts. a S/.10 c/mt. . . S/. 7.400

b. Bodega con paredes de ladrillo revestidas con mortero de cemento-arena y cubierta de asbesto-cemento:
   -demolición de paredes y pilares. . . . . S/. 3.000
   -reconstrucción paredes, pilares y asegurado de la cubierta! . . . . S/.12.000 15.000

Construcciones:

Taller de reparaciones de bombas, cubierta de asbesto-cemento, paredes de ladrillos revestidos con mortero de arena-cemento, estructura de madera y piso de hormigón

P a s a n S/. 22.400

| | | |
|---|---|---|
| V i e n e n | S/. | 22.400 |
| simple: 76 $mt^2$ a S/.250 c/mt. . . . . | | 19.000 |
| S U M A N | S/. | 41.400 |

6.1.4.5 Adecuación del taller de Bombas:(*)

| Especificaciones | Unidades necesari. | Precio unitario en S/ | Precio total en sucres |
|---|---|---|---|
| Banco de reparación de bombas, con prensa graduable según 3 medidas: 1 1/4, - 1 1/2 y 2" | 1 | S/.8.000 | S/.8.000 |
| Esmerilador de asiento y bola | 1 | 3.500 | 3.500 |
| Probador de bola y asiento de las válvulas | 1 | 7.500 | 7.500 |
| Calibrador o micrómetro del diámetro interno del barril de trabajo | 1 | 6.500 | 6.500 |
| Taladro para limpieza del barril de trabajo | 1 | 3.250 | 3.250 |
| Guía para armar lainas en las bombas | 1 | 2.500 | 2.500 |
| Juego completo de herramientas para desarmar bombas | 1 | 1.000 | 1.000 |
| P a s a n | | | S/.32.250 |

(*) Referencias tomadas de las Requisiciones de compra, Cautivo Empresa Petrolera - Enero 1972

| | | | |
|---|---|---|---|
| | Vienen | | S/. 32.250 |
| Armario de repues- | | | |
| tos | 1 | 500 | 500 |
| Armario de herra- | | | |
| mientas | 1 | 500 | 500 |
| Banco auxiliar | 1 | 1.000 | 1.000 |
| Estante de bombas | 1 | 500 | 500 |
| Receptor de bombas | 1 | 300 | 300 |
| TOTAL | | | S/. 35.050 |

6.1.4.6 Suscripción convenio con municipio de Salinas.- Los propietarios cobran el canon de arrendamiento se-- gún el valor del Impuesto Predial a dichos solares y de acuerdo a la ley de Régimen Municipal ésta au mentará cada 5 años. Para evitar el aumento de -- gastos de operación se estima conveniente suscribir un convenio con el Municipio del Cantón Salinas, - estableciendo una tabla fija de Impuestos.

6.1.4.7 Prospección del campo.- Aunque la producción de -- los pozos es pobre, por su estado de depleción, se puede arriesgar en la perforación en el Olistostro mo Wildflysch. Tal perforación puede ser la pro-- fundización de 500 a 1.000 pies, en este Olistos-- tromo, que representa un pequeño gasto extra, con la esperanza de encontrar un yacimiento de aceite. La exploración profunda en el Olistostromo Wildflys ch, en los lechos inferiores no son conocidos has- ta el presente. Los prospectos de aumento de pro- ducción, en la concesión Petrópolis, pueden incre- mentarse por los descubrimientos de yacimientos de aceite en el Olistostromo Azúcar de Santa Paula y

el Olistostromo Wildflisch en el Pozo Nº 131 en la parte oriental de Petrópolis, que se considera una producción de Olistolitos de la formación Wildflisch, localizados desde los 3.600 a 4.176 pies de -- profundidad.

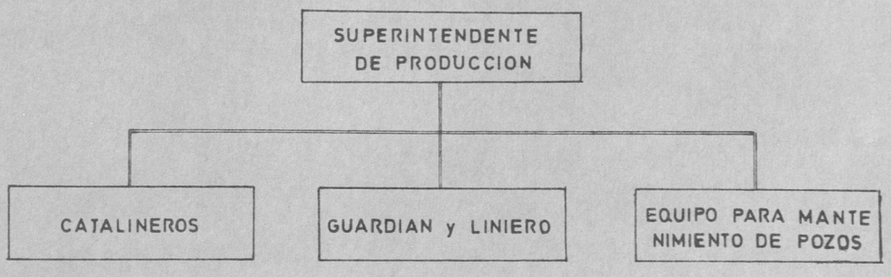
Conviene fomentar y coordinar el estudio técnico - relativo a la exploración, perforación y producción realizados en la concesión Petrópolis.

6.1.4.8 Precio de venta del petróleo crudo.- El precio -- del petróleo crudo establecido en el convenio de - venta por los concesionarios y la refinería A.E.O. Ltd., está fijado en 37,50 sucres el Bbl., valor - inferior al establecido en el mercado Internacio-- nal; se concluye que se debe revisar el precio a-- cordado de acuerdo a las siguientes bases:

-Costo promedio de producción para el petróleo de los campos de la península de Santa Elena, que se determinará tomando en cuenta inclusive gastos administrativos, dirección de la empresa, y una utilidad razonable.

-Por el promedio sobre las cotizaciones del petróleo crudo de iguales características al de Petrópolis en el Mercado Mundial, inclusive los gastos de transporte.

## 6.2 ORGANIZACION FUNCIONAL - ORGANIGRAMA



La organización funcional del Departamento de producción -- prevee diferentes funciones, requeridas para la fase de producción del Campo; tomando en cuenta la jerarquía en los -- cargos, se ha preparado el organigrama anterior; los requisitos considerados en el diseño son:

a. Ubicación del personal de acuerdo a sus labores; y

b. Conformación de la Estructura por Funciones, sin permitir que los individuos crucen líneas de autoridad.

El plan de organización tiene en cuenta las recomendaciones de habilitación, de modo que se evita futuras reorganizaciones.

Las funciones administrativas y las labores de los obreros han sido especificadas en el Cap. III numeral tercero.

6.3 COSTOS DE OPERACION Y EVALUACION DEL EQUIPO: _

6.3.1 Costos de operación.- La situación financiera que se registra por la operación de producción de la concesión para el año de 1971, servirá para analizar adecuadamente y tomando como pauta o guía en la elaboración de los presupuestos futuros para gastos de operación de la concesión.

Las siguientes son las cuentas que se cambian del presupuesto de 1971, debido a los gastos a producirse - por las mejoras:

| | Funcionamiento Actual | Funcionamiento con Recomendaciones |
|---|---|---|
| -Suministros: | | |
| Repuestos | S/. 18.597 | S/. 25.073 |
| -Mano de obra directa | | |
| Estable | 82.885 | 84.481 |
| Contrato | 40.163 | 25.200 |
| P a s a n | S/.141.645 | S/.134.754 |

| | | |
|---|---|---|
| V i e n e n | S/,141.645 | S/. 134.754 |
| -Mano de obra indirec ta | 103.834 | 88.694 |
| -Canon de arrendamien to | 142.283 (23,7 hect) | 112.385 (20 hect.) |
| -Inversiones (Mejoras) | 0 | 76.450 solo ler. año |
| Suma parcial | S/.387.763 | S/.412.283 |
| Suma de restantes cuentas invariables | + 61.169 | + 61.169 |
| | S/.448.932 | S/.473.452 |

Las recomendaciones se detallan en:

6.3.1.1 Suministros.-

Esta partida se incrementa por la necesidad de disponer de una provisión de repuestos y equipos de - pozos.

6.3.1.2 Personal.-

- Mano de obra directa

Estable.- Se ha calculado los presentes pagos llenando las obligaciones de salarios mínimos (pequeños aumentos).

Contrato.- Los trabajos se planificarán alquilando equipos a otras compañías, que justifican una economía en los gastos por estas labores. Tarifa de alquiler 350 sucres por día.

- Mano de obra indirecta

Se prescindirá de los servicios del Secretario - que representa un ahorro de 15.000 sucres anua-- les.

6.3.1.3 Canon de arrendamiento.-

Se entregan terrenos no necesarios reduciendo a -- 20 hectáres aproximadamente el área de explotación

(valor que disminuye).

6.3.1.4 Inversiones (mejoras).-

Es un gasto necesario para adelantar la operación (instalación de un taller de reparaciones, cons-- trucciones, etc.)

6.3.2 FUNCIONAMIENTO ANTERIOR DE LA CONCESION

La producción: ingresos (estimados éstos al precio de 37,50 sucres el barril de petróleo crudo) y los gastos de operación conocidos por los años 1941- -- 1971.

| AÑOS | PRODUCCION TOTAL Bbls. | INGRESOS TOTALES sucres | GASTOS TOTALES sucres |
|---|---|---|---|
| 1941 | 12.149 | 455.587.50 | |
| 1942 | 83.115 | 311.681.50 | |
| 1943 | 170.965 | 6.411.187.50 | |
| 1944 | 123.957 | 4.648.387.50 | 2.394.222 |
| 1945 | 102.072 | 3.827.700 | 2.592.949 |
| 1946 | 77.301 | 2.898.787.50 | 2.460.336 |
| 1947 | 71.233 | 2.671.237,50 | 1.863.558 |
| 1948 | 51.886 | 1.945.725 | 2.322.714 |
| 1949 | 105.085 | 3.940.687.50 | 2.374.061 |
| 1950 | 87.474 | 3.280.275 | |
| 1951 | 75.006 | 2.812.725 | 2.056.867 |
| 1952 | 75.774 | 2.841.525 | 2.218.518 |
| 1953 | 67.251 | 2.521.912.50 | 2.379.960 |
| 1954 | 64.650 | 2.424.375 | |
| 1955 | 57.525 | 2.157.187.50 | |
| 1956 | 52.923 | 1.984.612.50 | |
| 1957 | 50.603 | 1.897.612.50 | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1958 | 46.101 | 1.728.787.50 | |
| 1959 | 40.396 | 1.514.850 | |
| 1960 | 37.066 | 1.389.975 | |
| 1961 | 35.440 | 1.329.000 | |
| 1962 | 33.667 | 1.262.512.50 | |
| 1963 | 32.807 | 1.230.262.50 | 1.096.606 |
| 1964 | 30.370 | 1.138.875 | |
| 1965 | 26.584 | 996.890 | |
| 1966 | 29.577 | 1.109.137.50 | |
| 1967 | 27.921 | 1.047.037.50 | |
| 1968 | 25.470 | 955.125 | |
| 1969 | 24.316 | 911.850 | |
| 1970 | 20.114 | 754.275 | |
| 1971 | 23.760 | 891.000 | 515.670 |

6.3.3 PRODUCCION FUTURA CON EL ACTUAL FUNCIONAMIENTO

| Año | Produc. Petrol. Bbls. | Ingreso venta petr.sucres | Gastos operac. sucres | Ganane. brutas sucres | Partic. utilid. sucres | Ganane. netas sucres |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1972 | 20.210 | 757.875 | 448.932 | 308.943 | 46.341 | 262.602 |
| 1973 | 18.880 | 708.000 | 448.932 | 259.068 | 38.860 | 220.208 |
| 1974 | 17.550 | 658.125 | 448.932 | 209.193 | 31.379 | 177.814 |
| 1975 | 16.220 | 608.250 | 448.932 | 159.318 | 23.898 | 135.420 |
| 1976 | 14.890 | 558.375 | 448.932 | 109.443 | 16.416 | 93.027 |
| 1977 | 13.560 | 508.500 | 448.932 | 59.568 | 8.935 | 50.633 |
| 1978 | 12.232 | 458.625 | 448.932 | 9.693 | 1.454 | 8.239 |
| 1979 | 10.900 | 408.750 | | | | |

6.3.3.1 La Estimación de la producción se ha hecho en base a la declinación de la misma en el período 1961-1971 utilizando el método de los mínimos cuadrados.

6.3.3.2 Los ingresos se han calculado tomando la producción estimada por el precio actual de 37,50 sucres el barril.

6.3.3.3 Los gastos de operación se han considerado invariables (constantes).

6.3.3.4 Por las condiciones presente de funcionamiento, la concesión será económicamente rentable hasta el año de 1978.

6.3.4 PRODUCCION Y FUNCIONAMIENTO CON CAMBIOS INMEDIATOS DE RECOMENDACION

| Años | Producc. Petróleo sucres | Ingreso Venta Petróleo sucres | Gastos Parciales sucres | Mejoras sucres 1972 | Particip. Utilidad sucres | Gastos totales operac. sucres | Ganancias Netas sucres |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1972 | 20.210 | 848.820 | 397.002 | 76.450 | 56.306 | 529.758 | 319.062 |
| 1973 | 18.880 | 792.960 | 397.002 | | 59.394 | 456.396 | 336.564 |
| 1974 | 17.550 | 737.100 | 397.002 | | 51.015 | 448.017 | 289.083 |
| 1975 | 16.220 | 681.240 | 397.002 | | 42.636 | 439.638 | 241.602 |
| 1976 | 14.890 | 625.380 | 397.002 | | 34.257 | 431.259 | 194.121 |
| 1977 | 13.560 | 569.520 | 397.002 | | 25.878 | 422.880 | 146.640 |
| 1078 | 12.230 | 513.660 | 397.002 | | 17.499 | 414.501 | 99.159 |
| 1079 | 10.900 | 457.800 | 397.002 | | 9.120 | 406.122 | 51.678 |
| 1080 | 9.570 | 401.940 | 397.002 | | 741 | 397.743 | 4.197 |
| 1081 | 8.240 | 346.080 | | | | | |

6.3.4.1 La producción se ha estimado con el método de los mínimos cuadrados en base a cifras anteriores.

6.3.4.2 Para los ingresos por el petróleo crudo se ha estimado el precio que se recomienda de 42 sucres/ Bbl.

6.3.4.3 El aprovechamiento del gas natural no ha sido considerado.

6.3.4.4 En los gastos de consideran las recomendaciones.- Los sueldos y los gastos se mantienen constantes en el tiempo ya que si hay un aumento de los mismos, influiría en el costo.

6.3.4.5 El funcionamiento de la concesión sería económico, hasta 1980.

6.3.5 EVALUACION DEL EQUIPO

El equipo de producción e instalaciones del campo - están amortizados, en cambio para la adecuación de la operación, requiere la siguiente inversión:

| | Inversión inmediata unica 1972 sucres | Inversión anual fija sucres | Inversión mediata aprovechamient.gas sucres |
|---|---|---|---|
| a. Equipamiento del taller de reparaciones de bombas | S/.35.050 | | |
| b. Construcciones y reparaciones civiles necesarias | 41.400 | | |
| c. Aprovisionamiento de bombas de fondo y repuestos | | S/.25.073 | |
| P a s a n | S/.76.450 | S/.25.073 | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| V i e n e n | S/.76.450 | S/.25.073 | |
| d. Tendido de una línea de 2" de gas a la Población de Salinas (Industria) | | | S/.85.000 |
| TOTALES | S/.76.450 | S/.25.073 | S/.85.000 |

La inversión anual fija de 25.073 sucres/año por repuestos, es un aumento a las partidas anteriores en estos rubros, pero no se trata de un gasto extrapresupuestario.

6.4 VENTAJAS ECONOMICAS PARA EL OPERADOR: (Cuadros Nºs.12 13 y 14)

Por el desempeño del campo y del análisis de declinación de la producción, sabemos que se trata de una trampa estratigráfica, cuyo mecanismo de desplazamiento es gas disuelto, donde el empuje del petróleo desde el reservorio rocoso es alcanzado por la expansión del gas, que se sostiene en solución bajo presión.

Los elementos considerados en el yacimiento de Petrópolis - son:

1. Producción de gas, aceite y agua.
2. Recobro máximo económico, y
3. Reservas.

La explotación del campo Petrópolis, será Económica hasta - el momento en que los costos e ingresos por producción sean iguales.

El operador del campo debe prestar atención a los costos de mano de obra y a las reservas del campo, de las que desventajosamente no se tiene un cálculo volumétrico del petróleo.

Cabe mencionar que actualmente en la concesión no se considera un retorno económico de las inversiones, puesto que, todo el equipo de operación se encuentra amortizado, de donde

los costos de mantenimiento y costos de mano de obra señalan el barril económico límite a producirse. Conforme a las condiciones presentes de producción, se ha estimado una operación rentable hasta 1978.

Para las condiciones de operación posterior la concesión se regirá de acuerdo a los siguientes principios:

6.4.1 Rebajas y ciertos aumentos en las cuentas, previstos para los futuros presupuestos de producción.

6.4.2 Ingresos por la producción de aceite y posible ampliación del activo por la utilización del gas natural sujeto previamente a pruebas de producción y control de presiones de los pozos para justificar la inversión y explotación.

Se logrará por las recomendaciones inmediatas, un incremento en las ganancias netas en el período 1972-1980 de -- 734.163 sucres que se obtendrá por la inversión extra de 76.450 sucres en el primer año (1972) y un reordenamiento de los gastos que significan un ahorro en los mismos de - 51.930 sucres anuales, como se observa en los cuadros sobre las ganancias estimadas de la concesión, sin y con mejoras planteadas, que se presentan a continuación:

Sin las Mejoras (1)

| Años | Ingresos por producción sucres | Gastos totales de operación sucres | Ganancias Netas sucres |
|---|---|---|---|
| 1972 | 757.875 | 495.273 | 262.602 |
| 1973 | 708.000 | 487.792 | 220.208 |
| 1974 | 658.125 | 480.311 | 177.814 |
| 1975 | 608.250 | 472.830 | 135.420 |
| 1976 | 558.375 | 465.348 | 93.027 |
| 1977 | 508.500 | 457.867 | 50.633 |
| 1978 | 458.625 | 450.386 | 8.239 |

Con las mejoras inmediatas (2)

| Años | Ingresos por producción sucres | Gastos totales de operación sucres | Ganancias Netas sucres |
|---|---|---|---|
| 1972 | 848.820 | 529.758 | 319.062 |
| 1973 | 792.960 | 456.396 | 336.564 |
| 1974 | 737.100 | 448.017 | 289.083 |
| 1975 | 681.240 | 439.638 | 241.602 |
| 1976 | 625.380 | 431.259 | 194.121 |
| 1977 | 569.520 | 422.880 | 146.640 |
| 1978 | 513.660 | 414.501 | 99.159 |
| 1979 | 457.800 | 406.122 | 51.678 |
| 1980 | 401.940 | 397.743 | 4.197 |

GANANCIAS NETAS

| Años | Sin mejoras sucres | Con Mejoras inmediatas sucres | Variaciones sucres |
|---|---|---|---|
| 1972 | 262.602 | 319.062 | + 56.460 |
| 1973 | 220.208 | 336.564 | +116.356 |
| 1974 | 177.814 | 289.083 | +111.269 |
| 1975 | 135.420 | 241.602 | +106.182 |
| 1976 | 93.027 | 194.121 | +101.094 |
| 1977 | 50.633 | 146.640 | + 96.007 |
| 1978 | 8.239 | 99.159 | + 90.920 |
| 1979 | - | 51.678 | + 51.678 |
| 1980 | - | 4.197 | + 4.197 |
| TOTALES | S/.947.943 | S/. 1'682.106 | S/.743.163 |

Como resultado final de las recomendaciones inmediatas, se podrá mantener la financiación de la operación hasta 1980; de ahí en adelante deberá hacerse consideraciones sobre abandono de pozos, tomando en cuenta las pozos que han pasado el límite por gastos de producción y reduciendo los egresos por la operación.

La producción del campo tiende a agotarse por lo menos con el actual régimen de conservación, sin embargo la declinación media de la producción en los años 1961-1971 es de -- 1.4%.

Podrá prolongarse favorablemente el aprovechamiento en el campo algo más de lo apreciado, debido a la tendencia del

campo a mantener estabilizada la producción, tratándose de formaciones que conservan las energías del yacimiento.



BIBLIOTECA

## 7. LISTA DE ILUSTRACIONES

### 7.1 MAPAS:


Nº 1 Ubicación y área de desarrollo de la concesión Petrópolis.

Nº 2 Posición del campo de Petrópolis respecto al distrito petrolífero de la Península de Santa Elena.

Nº 3 Perfil de los registros litológicos de las muestras de los pozos del campo de Petrópolis.

Nº 4 Concesión Petrópolis (Estatal).

Nº 5 Cortes Estructurales de los pozos Productores de la Concesión Petrópolis.

Nº 6 Cortes Estructurales de los pozos productores de la concesión Petrópolis (continuación)

Nº 7 Oleoducto desde la concesión Petrópolis hasta la Refinería de la Libertad.


### 7.2 CUADROS:


Nº 1 Localización de los pozos de Petrópolis.

Nº 2 Clasificación Estratigráfica tentativa de las rocas de la Península de Santa Elena.

Nº 3 Sistemas de producción de los pozos productores del campo de Petrópolis.

Nº 4 Tipos de completaciones de los pozos del campo Petrópolis.

Nº 5 Producción de petróleo del campo de Petrópolis.

Nº 6 Historia de producción de los pozos Nºs 103-101-109 de la concesión Petrópolis.

Nº 7 Historia de la producción de los pozos Nºs -- 104-107-115 de la concesión Petrópolis.

Nº 8 Historia de la producción de los pozos Nºs 119-122-126 de la concesión Petrópolis.

Nº 9 Historia de la producción de los Pozos Nºs 114-120 121 de la concesión Petrópolis.

Nº10 Historia de la producción de los pozos Nºs 129-113-125-131 de la concesión Petrópolis.

Nº11 Construcción tipo para taller de reparación de bombas.

Nº12 Producción de petróleo crudo.

Nº13 Gastos e ingresos totales estimados.

Nº14 Ganancias netas estimadas de operación.

# B I B L I O G R A F I A


Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd.

Estudios de Exploración, para perforación de pozos en la vecindad del Campo de Ancón - 27 Marzo 1966.

Notas Geológicas de los pozos 101 al 131 del Campo de Petrópolis - 1941 - Agosto 1965.

R. W. Canfield

Reporte Geológico de la Costa Ecuatoriana - Publicación del Ministerio de Industrias y Comercio, Abril 1966.

W. A.Dow:

Petróleo Interamericano Publicación Mensual por The Petroleum Publishing Co. Agosto 1969.

Dirección General de Hidrocarburos.

Informes de: Perforación, Historia de las Formaciones Geológicas, producción, terminación y abandono y cerramiento de pozos del Campo Petrópolis (1941-1971).

Acta de Entrega - Recepción de las Maquinarias, Instalaciones y demás bienes que pertenecían a la Empresa "Petrópolis Oil Company" - 10 Diciembre 1970, p. 4-11.

C. Gatlin:

Ingeniería de Perforación de Pozos de Petróleo y Completación - New York Prentice Hall 1960, p. 308-318.

R. Hoffstetter

Léxico Estratigráfico Internacional. América Latina - Fascículo V Ecuador 1956 (Publicaciones del Centro Nacional de Investigaciones Científicas París).

J. L. Mac Leod:

Reporte Especial Nº 2 del Campo de Petrópolis Diciembre - 1952.

C. Maurer (Schlumberger)

Recientes Progresos en los Punzamientos de Pozos de Petróleo . (Publicaciones del Instituto Argentino de Petróleos Marzo-Abril 1961).

Monarch Engineering Corporation.

Bombas de Varillas Catálogo. Gardena, California-Julio - - 1962.

P. Mondraín

Curso de Producción Tomo XII Bombeo (Publicaciones del Instituto Francés del Petróleo, París).

P. Orieux:

Equipo de Pozos Fluyentes. (Publicaciones del Instituto -- Francés del Petróleo, París).

M. E. Padilla:

Resumen Geológico y Probabilidades Petroleras de la Provincia del Guayas (Septiembre 1967).

Petrópolis Oil Company:

Producción Mensual de Petróleo Nº 14/1/3, dos volúmenes -- (Septiembre 1946-Septiembre 1970).

Sociedad de Geólogos y Geofísicos del Ecuador:

Guía de la Geología de la Península de Santa Elena - Marzo 1970 - Editor A.E.C. Ltd.

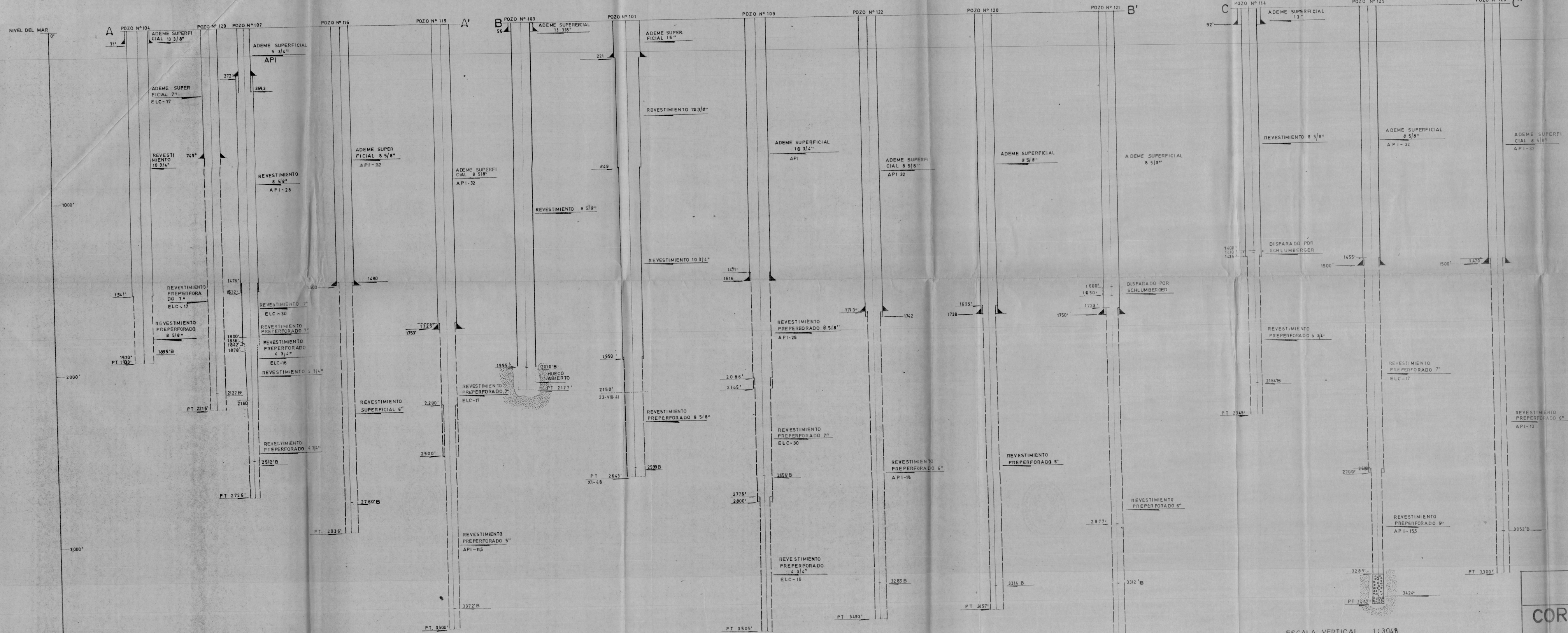
R. Sorel:

Curso de Producción Tomo XII Tratamiento de Pozos (Publicación del Instituto Francés del Petróleo - Septiembre 1966).

L.C. Uren:

Ingeniería de Producción de Petróleos

McGraw-Hill- Junio 1965, p. 320-562.




TESIS DE GRADO
DEL SR TARQUINO LOPEZ

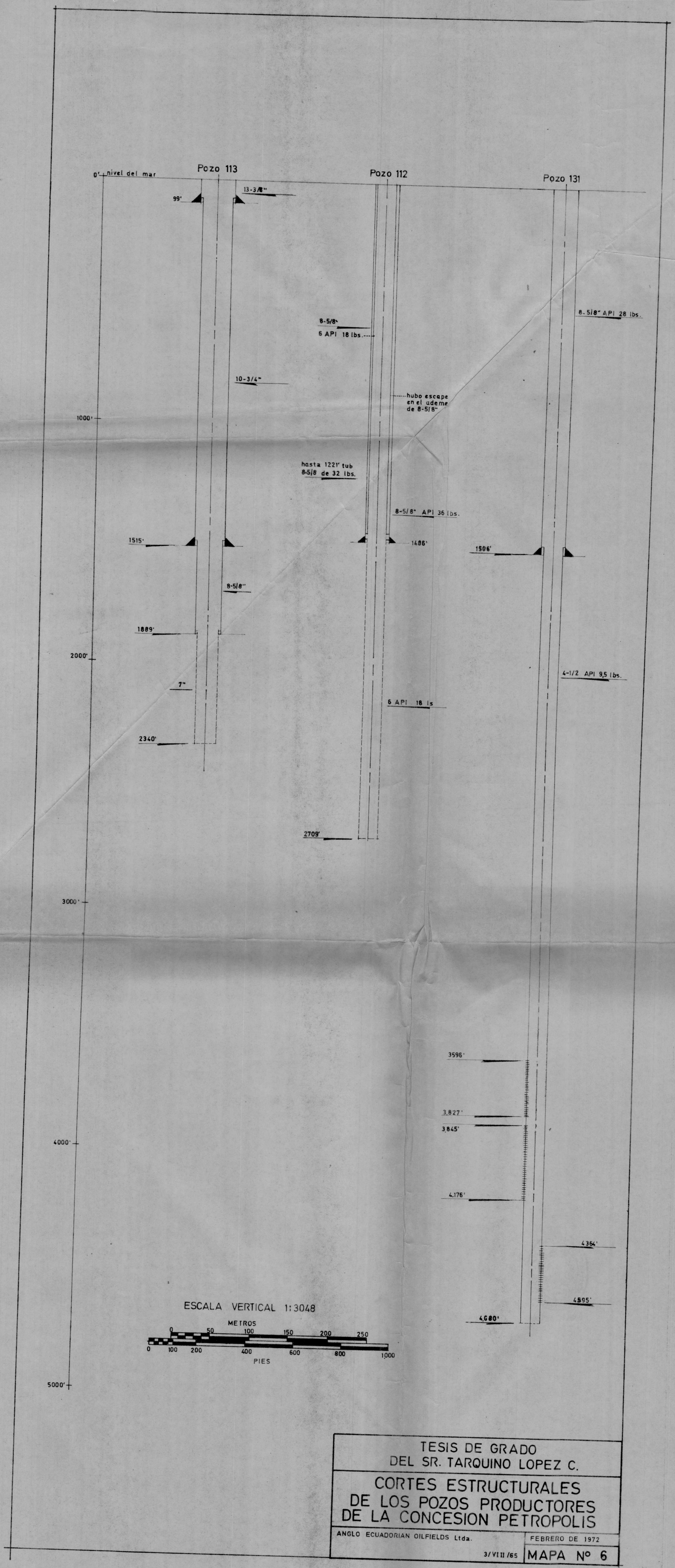
# CORTES ESTRUCTURALES DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA CONCESION PETROPOLIS

ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS LTDA.

FEBRERO DE 1972

MAPA Nº5

XI / 52




TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ C.

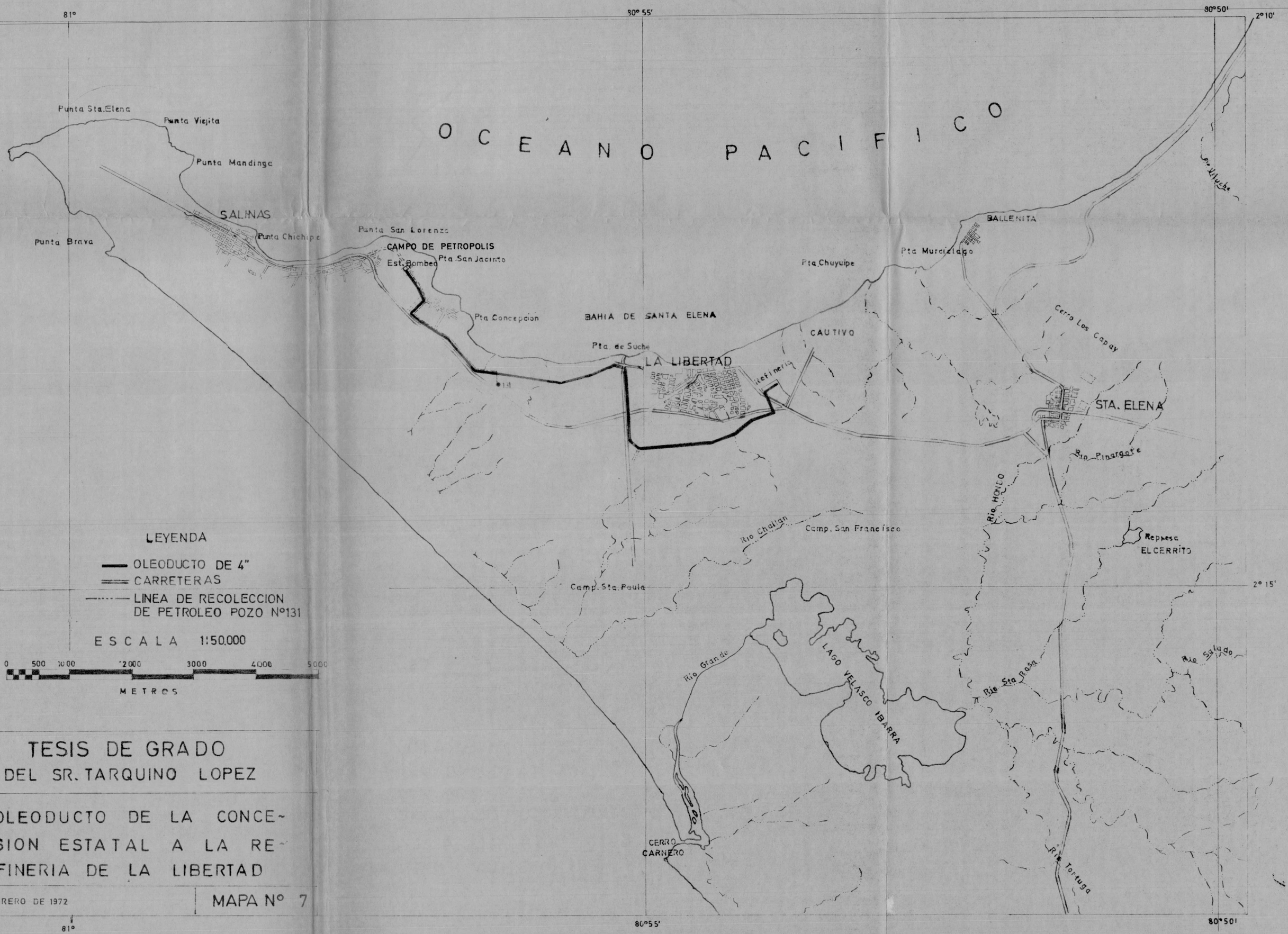
# CORTES ESTRUCTURALES DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA CONCESION PETROPOLIS

ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS Ltda.

FEBRERO DE 1972

3/VIII/65

MAPA Nº 6




# TESIS DE GRADO

DEL SR. TARQUINO LOPEZ

OLEODUCTO DE LA CONCESION ESTATAL A LA REFINERIA DE LA LIBERTAD

FEBRERO DE 1972 | MAPA Nº 7

De la hoja MU.A.3 ~ Edicion 1-I.G.M.

# TESIS DE GRADO
# DEL SR. TARQUINO LOPEZ

## Localizacion de los pozos de PETROPOLIS (Mapa N°3)

FEBRERO DE 1972 — CUADRO No. 1

| Pozo N° | COORDENADAS AEO | | COORDENADAS GEOGRAFICAS | |
|---|---|---|---|---|
| | LATITUD | LONGITUD | LATITUD | LONGITUD |
| 100 | 12.301 N | 10.086 O | 2° 12' 05.3" S. | 80° 57' 09.8" O. |
| 101 | 12.183 N | 9.925 O | 2° 12' 08.9" S. | 80° 57' 04.5" O. |
| 102 | 12.321 N | 9.953 O | 2° 12' 04.6" S. | 80° 57' 05.5" O. |
| 103 | 12.316 N | 9.948 O | 2° 12' 04.4" S. | 80° 57' 05.1" O. |
| 104 | 12.315 N | 9.799 O | 2° 12' 04.6" S. | 80° 57' 00.3" O. |
| 105 | 11.620 N | 10.620 O | 2° 12' 27.2" S. | 80° 57' 27.1" O. |
| 106 | 12.425 N | 10.038 O | 2° 12' 01.0" S. | 80° 57' 08.1" O. |
| 107 | 12.183 N | 9.778 O | 2° 12' 08.9" S. | 80° 56' 59.8" O. |
| 108 | 12.446 N | 9.904 O | 2° 12' 00.3" S. | 80° 57' 03.9" O. |
| 109 | 12.056 N | 9.850 O | 2° 12' 13.1" S. | 80° 57' 02.1" O. |
| 110 | 12396 N | 10.185 O | 2° 12' 02.0" S | 80° 57' 12.9" O. |
| 111 | 12.272 N | 9.664 O | 2° 12' 06.0" S | 80° 56' 56.2" O. |
| 112 | 12220 N | 9.540 O | 2° 12' 06.6" S | 80° 56' 51.8" O. |
| 113 | 12.140 N | 9.611 O | 2° 12' 10.2" S | 80° 56' 54.5" O. |
| 114 | 12.110 N | 10.066 O | 2° 12' 09.6" S. | 80° 57' 09.1" O. |
| 115 | 12.085 N | 9.724 O | 2° 12' 12.4" S. | 80° 57' 58.2" O. |
| 116 | 12.495 N | 10.132 O | 2° 11' 58.5" S | 80° 57' 11.2" O. |
| 117 | 12.358 N | 9.605 O | 2° 12' 03.2" S | 80° 56' 54.2" O. |
| 118 | 12 506 N | 9.997 O | 2° 11' 58.4" S | 80° 57' 06.9" O. |
| 119 | 12.002 N | 9.639 O | 2° 12' 14.8" S | 80° 56' 55.5" O. |
| 120 | 11.867 N | 9.659 O | 2° 12' 19.1" S | 80° 56' 56.0" O. |
| 121 | 11.737 N | 9.599 O | 2° 12' 23.3" S | 80° 56' 54.2" O. |
| 122 | 11.952 N | 9.770 O | 2° 12' 16.3" S | 80° 56' 59.6" O |
| 123 | 12.435 N | 9.821 O | 2° 12' 00.7" S | 80° 57' 01.2" O |
| 124 | 12.532 N | 9.853 O | 2° 11' 57.5" S | 80° 57' 02.2" O |
| 125 | 12.057 N | 9.971 O | 2° 12' 13.0" S | 80° 57' 06.1" O |
| 126 | 11.934 N | 9.896 O | 2° 12' 16.9" S | 80° 57' 03.7" O |
| 127 | 12.260 N | 10.225 O | 2° 12' 06.4" S | 80° 57' 12.2" O |
| 128 | 12.316 N | 9.873 O | 2° 12' 04.6" S | 80° 57' 02.1" O |
| 129 | 12.253 N | 9.742 O | 2° 12' 06.7" S | 80° 56' 58.6" O |
| 130 | 12.144 N | 9.848 O | 2° 12' 11.1" S | 80° 57' 02.1" O |
| 131 | 10.246 N | 8.344 O | 2° 13' 12.0" S | 80° 56' 16.4" O |

# TESIS DE GRADO
# DEL SR. TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972

CUADRO No.2

CLASIFICACION ESTRATIGRAFICA DE LAS ROCAS DE LA PENINSULA DE "SANTA ELENA" (TENTATIVO)

| | UNIDAD | EDAD | LITOLOGIA | AMBIENTE |
|---|---|---|---|---|
| | Aluvión | | arcilla, aluvión, arena | continental |
| | Inconformidad | | | |
| | Tablazo | CUATERNARIO | areniscas, calcáreas | Litoral |
| | Inconformidad | | | |
| COMPLEJO OLISTOSTROMICO Santa Elena | OLISTOLITO ARENISCA PUNTA ANCON | LO ULTIMO DEL EOCENO MEDIO A EOCENO SUPERIOR | SUBGREYWACKE. ARENISCAS TOBACEAS. LUTITAS. CONGLOMERADOS LIGNITICOS | MARINO POCO PROFUNDO. LITORAL A DELTAICO |
| | ARCILLA SECA | EOCENO SUPERIOR | ARCILLAS. LUTITAS. ARENISCAS TURBIDITAS | NERITICO EXTERIOR RELATIVAMENTE DISTANTE DE UN MEDIO TURBULENTO |
| | INTERCALACION SOCORRO | NO MAS VIEJO DEL EOCENO SUPERIOR | ARENISCAS TURBIDITICAS Y LUTITAS | BATIAL MEDIO. TURBIDITICO CENAGOSO |
| | OLISTOSTROMO CLAY PEBBLE BED | NO MAS VIEJO DEL EOCENO SUPERIOR | MATRIX: ARCILLAS ARENOSAS. CONGLOMERADOS ARCILLOSOS | ENTREMEZCLADO |
| | | | OLISTOLITOS: ARENISCAS (TURBIDITAS). CONGLOMERADOS GUIJARROS. ARCILLOLITAS CALCAREAS Y DOLOMITICAS CALIZAS | ? |
| | OLISTOSTROMO AZUCAR | NO MAS VIEJO QUE EL CRETACEO SUPERIOR INDETERMINADO | MATRIX AZUCAR: ARENISCAS TURBIDITAS Y LUTITAS | ENTREMEZCLADO |
| | | | OLISTOLITO ATLANTA: ARENISCAS CONGLOMERADOS | CONTINENTAL Y LITORAL |
| | | | OTROS OLISTOLITOS: LODOLITAS SILICEAS. ARENISCAS Y LUTITAS. | ? |
| | OLISTOSTROMO WILDFLYSCH | LO ULTIMO DEL EOCENO MEDIO AL EOCENO SUPERIOR | MATRIZ: ARCILLAS OLISTOLITOS: LODOLITAS SILICEAS. ARENISCAS | |
| | INCONFORMIDAD y/o PLEGAMIENTO TECTONICO | | | |
| | GUAYAQUIL | CRETACEO SUPERIOR Y MAS ANTIGUO | LODOLITAS SILICEAS. ARENISCAS Y PIROCLASTICOS | SERIE GEOSINCLINAL |
| | CALLO / PIÑON | | LODOLITAS SILICEAS. ARENISCAS TOBACEAS. CONGLOMERADOS. AGLOMERADOS. TOBAS. LAVAS | SERIE GEOSINCLINAL |

Emplazamiento durante el EOCENO y el OLIGOCENO

Marzo de 1970 ~ Sociedad de Geólogos y Geofísicos del Ecuador

TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972 — CUADRO No.3

# SISTEMAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS PRODUCTIVOS DEL CAMPO PETROPOLIS

| Pozo Nº | METODO PRODUCCION | Profundidad total en pies | PROMEDIO PRODUCCION sept./1.970 Bbls./dia | Profundidad de la bomba en pies | TIPO DE TUBERIA | TIPO DE MOTOR | PRIMERA FECHA DE PRODUCCION | Produccion primeros 30 dias Bbls. | PRODUCCION ACUMULADA sept./1.970 Bbls. | POZOS en la misma linea | H.P | R.P.M. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | Bombeo mecánico | 2.643 | 11,9 | 2.599 | 2" U.P.S. | INDIVIDUAL DIESEL 2 CILINDROS | 25-VIII-41 | 1.792 | 270.492 | | 12 | 650 |
| 103 | Bombeo mecánico | 2.127 | 1,7 | 2.010 | 2" 11-1/2 std. | Catalina Nº3 motor a gas 1 cilindro | 9-VII-42 | 6.625 | 199.597 | 114 | ≃ 80 | 330 |
| 104 | Bombeo mecánico | 1.935 | 1.8 | 1.885 | 2" 11-1/2 std. | | 15-I-43 | 5.046 | 262.613 | 107 | ≃ 80 | 330 |
| 107 | Bombeo mecánico | 2.726 | 5,0 | 2.512 | 2" 11-1/2 std | | 14-IX-44 | 1.528 | 174.013 | 104 | ≃ 80 | 330 |
| 109 | Bombeo mecánico | 3.505 | 1.2 | 2.656 | 2" ST. EU. | | 15-II-45 | 297 | 56.820 | 122-125-126 | ≃ 80 | 330 |
| 112 | | 2.709 | | | | | 9-II-46 | 1.223 | 27.420 | | | |
| 113 | Bombeo mecánico | 2.340 | | | 2" ST. E.U. | SWAJE | 28-IX-46 | 716 | 35.495 | 115-119-129 | | |
| 114 | Bombeo mecánico | 2.349 | 3,0 | 2.164 | 2" 11-1/2 std | Catalina Nº3 motor a gas 1 cilindro | 1-IX-47 | 878 | 55.453 | 103 | ≃ 80 | 330 |
| 115 | Bombeo mecánico | 2936 | 5,9 | 2.760 | 2" 11 T. UPS. | | 14-IV-51 | 431 | 45.598 | 113-119-129 | ≃ 80 | 330 |
| 119 | Bombeo mecánico | 3.500 | | 3.372 | 2" S T.EU. | SWAJE | 2-II-49 | 1.891 | 83.854 | 113-115-129 | | |
| 120 | Bombeo mecánico | 3.457 | 3,6 | 3.314 | 2" ST. EU. | INDIVIDUAL DIESEL 1 CILINDRO | 13-VI-49 | 981 | 69.631 | 121 | 6 | 650 |
| 121 | Bombeo mecánico | 3.977 | 1.2 | 3.312 | 2" ST. EU. | Catalina Nº5 m. a diesel 2 cilindros | 24-X-49 | 214 | 43.198 | 120 | 12 | 650 |
| 122 | Bombeo mecánico | 3.493 | 3,0 | 3.263 | 2" ST. EU. | | 13-II-50 | 1.054 | 63.226 | 109-125-126 | 12 | 650 |
| •125 | Bombeo mecánico | 3.462 | | 2.520 | 2" ST. EU. | Catalina Nº6 a diesel 1 cilindro | 24-XI-51 | 154 | 14,618 | 109-122-126 | 6 | 650 |
| 126 | Bombeo mecánico | 3.300 | 3.6 | 3052 | 2" ST. EU. | | 15-III-52 | 674 | 27.738 | 109-122-125 | 6 | 650 |
| 129 | Bombeo mecanico | 2.215 | 4.0 | 2.122 | 2" Upset EU | CATALINA Nº3 A GAS 1 cilindro | 9-XII-52 | 1.719 | 38.199 | 113-115-119 | ≃ 80 | 330 |
| 131 | Regimen muy pequeño | 4.654 | | 3.846 | 2" 10 T std | | 21-VII-65 | 1.872 | | | | |

• P 125 desde el 2º Semestre de 1971 tiene regimen de producción muy pequeño
≃ aproximadamente

Cuadro Nº4

TIPOS DE COMPLETACIONES DE LOS POZOS DEL CAMPO " PETROPOLIS "

| | Pozo Nº | Sistemas perforación | Fecha de perforación | Profundidad total pies | PERFILES ELECTRICOS | PERFILES LITOLOGICOS | PERFILES PALEONTOLOGICOS | Tuberias de Revestimiento SUPERFICIAL | Tuberias de Revestimiento DE ACEITE | Fecha de producción inicial | INTERVALO PROBADO pies | Prueba de producción 24 horas Bbls./día | Producción agua % | COMPLETACION |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 100 | percusión | 8-V-37 | 2010 | | 0-2,130 | | 5 3/4" a 1.600' | | 18-X-39 | 1600 2010 | 11 | | hueco abierto |
| | 101 | percusión | 17-II-41 | 2.150 | | 0-2,150 | | 16" a 221' | 13 3/8" bajado a 849' | 25-VIII-41 | 1960-2643 | 60 | 50 | tipo control de arena |
| | | | | 2643 | | | | | 10 3/4" bajado a 1.960' | | | | | tipo control de arena |
| | | | 8-V-48 | | | | | | 8 5/8" bajado a 2.643' | 1-XI-48 | | | | tipo control de arena |
| A | 102 | percusión | 23-X-41 | 1.414 | | 0-1414 | | 10 3/4" a 62' | | 14-I-42 | | | | |
| | 103 | percusión | 28-I-42 | 2.127 | | 0-2127 | | 13 3/8" a 56' | 8 5/8" bajado a 1.995' | 9-VII-42 | 1995-2127 | 258 | 80 | hueco abierto |
| | 104 | percusión | 5-VIII-42 | 1.933 | | 0-1.920 | | 13 3/8" a 71' | 10 3/4" bajado a 1.541' | 15-I-43 | 1541-1.933 | 170 | 10 | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 8 5/8" bajado a 1.920' | | | | | tipo control de arena |
| A | 105 | percusión | 17-IV-43 | 1.473 | | 0-1.473 | | 16" a 41' | 12" bajado a 93' | 10-X-43 | | | | |
| | | | | | | | | | 10 3/4" bajado a 1426' | | | | | |
| | 106 | percusión | 20-X-43 | 2.154 | | 0-2.154 | | 13 3/8" a 88' | 10 3/4" bajado a 1243' | 27-IV-44 | 1243-1.919 | 12 | 10 | hueco abierto |
| | | | | | | | | | 8 5/8" bajado a 1919' | | | | | hueco abierto |
| | 107 | rotaria | 26-VI-44 | 2726 | | 0-2726 | | 8 5/8" a 1532' | 7" bajado a 1476/1842 | 29-VIII-44 | 1800-1842 | 51 | 10 | tipo control de arena |
| | | | | | | | | 5 3/4" a 364' | 4 3/4" bajado a 1836'/1878' | | 1836-1878 | | | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | | | 2160-2726 | | | tipo control de arena |
| | 108 | percusión | 26-VI-44 | 2095 | | | | 13 3/8" a 86' | 10 3/4" bajado a 1248' | 4-IV-45 | 1870-2095 | 130 | | hueco abierto |
| | | | | | | | | | 8 5/8" bajado a 1579' * | | | | | hueco abierto |
| | | | | | | | | | 7" bajado a 1870' | | | | | hueco abierto |
| | 109 | rotaria | 25-X-44 | 3505 | | 0-2800 | 3212-3216 | 10 3/4" a 1.516' | 8 5/8" bajado a 1471'-2145 | 15-II-45 | 1471-2145 | 3 | 50 | tipo control de arena |
| | | | | | | | 3495-3505 | | 7" bajado a 2086'-2800 | | 2086-2800 | | | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 4 3/4" bajado a 2776'-3505 | | 2776-3505 | | | tipo control de arena |
| | 110 | rotaria | 9-IV-45 | 3500 | | | | 10 3/4" a 1439' | 8 5/8" bajado * 1439'-2170 | | 1439-2170 | | | hueco abierto |
| | | | | | | | | | 6" bajado a * 2144'-3500 | 6-VI-45 | 2144-3.500 | | | hueco abierto |
| | 111 | rotaria | 3-VIII-45 | 2.200 | | | | 8 5/8" a 1421' | 6" bajado a 1382'-2200 | 3-IX-45 | 1382-2.200 | 56 | | tipo control de arena |
| | 112 | rotaria | 7-XI-45 | 2709 | | | | 8 5/8" a 1486' | 6" bajado a 1443'-2709 | 19-VI-46 | 1443-2709 | 40 | | tipo control de arena |
| | 113 | percusión | 3-I-46 | 2340 | | 40-960 | | 13 3/8" a 99' | 10 3/4" bajado 1515' | 20-IX-46 | 1889-2340 | 11 | | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 8 5/8" bajado 1889' | | | | | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 7" bajado a 1889-2340 | | | | | tipo control de arena |
| | 114 | percusión | 3-XII-46 | 2349 | | | | 13" a 92' | 8 5/8" bajado a 1436' | 8-VIII-47 | 1400\|1410 d | 28 | | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 5 3/4" bajado a 2349-1436 | | 1436-2349' | | | tipo control de arena |
| | 115 | rotatoria | 20-II-51 | 2936 | | | | 8 5/8" a 1500' | 6" bajado a 1480\|2936 | 8-V-51 | 1480-2936 | 14 | | tipo control de arena |
| | 116 | percusión | 29-IX-47 | 2366 | | 290-1.180' | | 13 3/8" a 89' | 8 5/8" bajado a 1540' * | VIII-48 | 2013-2366 | 5 | | hueco abierto |
| | | | | | | | | | 7" bajado a 2013' | | | | | hueco abierto |
| | 119 | ROTARIA 0 2000 & PERCUCION 2000-3500 | 2-IX-48 | 3500 | | | | 8 5/8" a 1753' | 7" bajado a 1725'-2500' | XII-48 | 1725-2500 | 60 | 10 | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | 5" bajado a 2200'-3500' | | 2200-3500 | | | tipo control de arena |
| | 120 | rotaria | 2-III-49 | 3457 | | | | 8 5/8" a 1738' | 6" bajado a 1695'-3457' | 13-VI-49 | 1695-3457 | 10 | 10 | tipo control de arena |
| | 121 | rotaria | 17-V-49 | 3977 | | | | 8 5/8" a 1750' | 6" bajado a 1723'-3977' | 1-X-49 | 1723-3977 | d 7 | 5 | tipo control de arena |
| | | | | | | | | | | | 1600-1650 | | | tipo control de arena |
| | 122 | rotaria | 9-XI-49 | 3493 | | | | 8 5/8" a 1.742' | 6" bajado a 1713'-3493 | 13-II-50 | 1713-3493 | 30 | 30 | tipo control de arena |
| | 123 | rotaria | 22-III-50 | 3610 | SP/SN/LN/LL | 2.000-3300 | | 8 5/8" a 1578' | 6" bajado a 1517'-3610 | 1-VIII-50 | 1517-3610 | 47 | 10 | tipo control de arena |
| | 124 | rotaria | 2-IX-50 | 3026 | SP/SN/LN/LL/ML | 1.290-2795 | | 8 5/8" a 1607' | 6 bajado a 2557-3026 | 30-I-51 | 1607-3026 | | | hueco abierto & tipo control arena |
| | 125 | rotaria | 22-V-51 | 3462 | | 3388-3391 | | 8 5/8" a 1500' | 7" bajado a 1455'-2700' | 24-XI-51 | 1455-2700' | 8 | 90 | tipo control arena |
| | | | | | | | | | 5 bajado a 2688-3289' | | 2688-3289' | | | tipo control de arena |
| | 126 | rotaria | 10-XII-51 | 3300 | | 0-2282 | | 8 5/8" a 1500' | 6" bajado a 1470-3300 | 15-II-52 | 1470-3300 | 14 | | tipo control de arena |
| | 127 | rotaria | 31-III-52 | 3025 | | | | 8 5/8" a 1498' | 6" bajado a 1479-3025 | 23-VI-52 | 1479-3025 | 6 | 50 | tipo control de arena |
| | 128 | rotaria | 10-VII-52 | 3000 | | | | 7" a 739' | 7" bajado a 739-3000 | 23-IX-52 | 739-3000 | 7 | 100 | tipo control de arena |
| | 129 | rotaria | 8-X-52 | 2215 | | | | 7" a 749 | 7" bajado a 749-2215 | 9-XII-52 | 749-2215 | 55 | | tipo control de arena |
| | 130 | rotaria | 26-XII-52 | 2206 | SP/SN/LN/MLL/GRN | | | | | 27-II-53 | | 4 | | tipo control de arena |
| | 131 | rotaria | 14-V-65 | 6169 | LL/MLL/SL/GR/CDM GRN/CLL | 0-4176 | | 8 5/8" a 1514 | 4 1/2" bajado 4680 | 7-VII-65 | 3596-3827 | 47 | 85 | tipo ademe perforado |
| | | | | | | | | | | | 3865-4176 | | | |
| | | | | | | | | | | | 4364-4595 | | | |

## LEYENDA

Pozos Productores

DE PETROLEO Nos:
101 103 104 107 109 113 114 115 119 120 121 122 125 126 129 131

DE GAS Nº 112

NO PERFORADOS Nos:
117 118

ABANDONADOS Nos:
100 105 106 110 111 112 116 117 118 123 124 127 128 130 108

## ADEMES

Peso - Grado

| | | |
|---|---|---|
| 4 3/4" | 16 | ELC |
| 5" | 11,5 | API |
| 5 3/4" | | API |
| 6" | 13 | API |
| 7" | 13 | API |
| 8 5/8" | 28 | API |
| 8 5/8" | 32 | API |
| 10 3/4" | | API |
| 12" | | |
| 13 3/8" | | ELC |
| 16" | | |

PERFILES ELECTRICOS

SP: Auto potencial
SN: Corto Normal
LN: Largo Normal
LL: Lateral
MLL: Micro Lateral
GRN: Gamma Ray Newtron
GR: Gamma Ray
CDM: Buzamiento
CLL: Localizador de los Collar del ADEME

INTERVALO PROBADO

Nº d (disparos)

(*) tuberia sacada del pozo "A" pozo abandonado desde su inicio

TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº5

# PRODUCCION del CAMPO "PETROPOLIS"

(en barriles de petróleo)

TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ
FEBRERO DE 1972

| Pozo Nº | Años produciendo PETROLEO: | 1941 | 1942 | 1943 | 1944 | 1945 | 1946 | 1947 | 1948 | 1949 | 1950 | 1951 | 1952 | 1953 | 1954 | 1955 | 1956 | 1957 | 1958 | 1959 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | Producn. acumul. Sep./970. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 100 | 25 | 765.00 | 2267.00 | 947,26 | 845,92 | 145,25 | -,- | -,- | 541,56 | 855,95 | 712,55 | 221,00 | 296,00 | 264,00 | 289,00 | 583,00 | 525,00 | 224,00 | 129,00 | 151,00 | 155,00 | 200,00 | 145,00 | 188,00 | 204,00 | 25,00 | 189,00 | 130,00 | -,- | -,- | -,- | 10.998,49 |
| 101 | 30 | 11.384.00 | 29805,00 | 13,811,33 | 15.742,59 | 6604.15 | 4425,18 | 3.360,10 | 6087,91 | 31.896,66 | 11.407,64 | 12545,00 | 11.422,00 | 8542,00 | 8453,00 | 7947,00 | 7.394,00 | 7.591,00 | 7.281,00 | 6.679,00 | 7.049,00 | 6.245,00 | 6.372,00 | 5.813,00 | 6.616,00 | 4.749,00 | 5.800,00 | 5.243,00 | 4.179,00 | 4.147,00 | 2.900,00 | 271.491,56 |
| 102 | | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- |
| 103 | 29 | -,- | 51.043,00 | 43.259,29 | 26.676,94 | 4.003,31 | 1.323,93 | 134,40 | 92,79 | 4.039,05 | 1.926,71 | 237,00 | 217.00 | 88,00 | 2.113,00 | 4.112.00 | 3.862,00 | 6.670,00 | 6006,00 | 5.352,00 | 4680,00 | 4.513,00 | 4.096,00 | 4.518,00 | 3.434,00 | 2.625,00 | 3.270.00 | 3.100,00 | 3.508,00 | 3.047,00 | 1.751,00 | 199.698,42 |
| 104 | 28 | -,- | -,- | 112.947,12 | 55.041.01 | 20.283,45 | 9.106,04 | 6.282,44 | 3.476,96 | 9.699,13 | 8.275,53 | 6.866,00 | 5.332,00 | 3597.00 | 2268,00 | 1.737,00 | 1.611,00 | 1.479,00 | 1.244,00 | 1.309,00 | 1.212,00 | 1.157.00 | 1.166,00 | 1.332,00 | 1.145,00 | 725,00 | 1.259,00 | 1.123,00 | 948,00 | 888,00 | 580,00 | 262.289,68 |
| 105 | | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- |
| 106 | 22 | -,- | -,- | -,- | 15.810,71 | 9018,55 | 4.300,21 | 5.241,67 | 3.738,67 | 1.722,36 | 3.150,84 | 1.280,00 | 1.079,00 | 1.015.00 | 1015,00 | 1570,00 | 1.603,00 | 1.209,00 | 1.252,00 | 1.221,00 | 944,00 | 977,00 | 933,00 | 1.166,00 | 1.425,00 | 190,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 59.862,01 |
| 107 | 27 | -,- | -,- | -,- | 9.840,14 | 24.719,66 | 17.220,76 | 16.845,51 | 9.793,73 | 5421,47 | 5.001.40 | 4.954,00 | 7.616,00 | 7.075,00 | 6.742,00 | 5.980,00 | 6.007,00 | 5.615,00 | 5.225,00 | 4.389,00 | 4.004,00 | 3.852,00 | 3.714,00 | 3.412,00 | 2.808,00 | 2.369,00 | 2.719,00 | 2.630,00 | 2.340.00 | 2.422,00 | 1.297,00 | 174.012,67 |
| 108 | 9 | -,- | -,- | -,- | -,- | 26.850,96 | 19.618,29 | 9.169,97 | 3.001,44 | 6.309,26 | 2.348,32 | 263,00 | 201,00 | 4,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 67.766,24 |
| 109 | 26 | -,- | -,- | -,- | -,- | 6.197,17 | 5.159,38 | 5.560,69 | 3.493,26 | 3693,48 | 3.334,13 | 3.875,00 | 1.824,00 | 1.204,00 | 1.258,00 | 1.295,00 | 1.478,00 | 1.491,00 | 1.238,00 | 987,00 | 992,00 | 1.091,00 | 870,00 | 839,00 | 1.133,00 | 793,00 | 1.638,00 | 2.116,00 | 2157.00 | 1.774,00 | 1.340,00 | 56.831,11 |
| 110 | 7 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 515,51 | 388,03 | 1.497,60 | 649,78 | 306,00 | 81,00 | 22,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 3.459,92 |
| 111 | 23 | -,- | -,- | -,- | -,- | 4.249,43 | 5.644,52 | 4508,02 | 3927,79 | 2.721,51 | 2.780,58 | 1.578,00 | 1.174,00 | 901,00 | 1.151,00 | 1.158,00 | 908,00 | 812,00 | 661,00 | 684,00 | 705,00 | 694,00 | 618,00 | 644,00 | 372,00 | 159,00 | 10,00 | -,- | -,- | -,- | 49,00 | 36.109,85 |
| 112 | 10 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 8631,34 | 6569,45 | 422843 | 2294,11 | 2530,81 | 1.217,00 | 1027,00 | 725,00 | 170,00 | 29,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 27.422,14 |
| 113 | 25 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 1.870,98 | 5.602,89 | 4.850,93 | 2.986,68 | 3.408,78 | 2341,00 | 1.927,00 | 1.505,00 | 1.306,00 | 1.325,00 | 1.388,00 | 1.293,00 | 1.008,00 | 760,00 | 766,00 | 756,00 | 663,00 | 608,00 | 390,00 | 61,00 | 159,00 | 305,00 | 59,00 | 124,00 | 30,00 | 35.494,26 |
| 114 | 24 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 7.442,64 | 7.548,20 | 5.385,81 | 3.500,11 | -,- | 3.264,00 | 2.007,00 | 1.949,00 | 3.250,00 | 2409,00 | 2.110,00 | 1.437,00 | 1.236,00 | 1.329,00 | 1.285,00 | 1.245,00 | 1.218,00 | 1.410,00 | 961,00 | 928,00 | 1.340,00 | 1.180,00 | 1.109,00 | 1.171,00 | 738,00 | 55.452,76 |
| 115 | 20 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 4.263,00 | 5.399,00 | 4.743,00 | 3621,00 | 2.318,00 | 2.296,00 | 2.291,00 | 2029,00 | 1.819,00 | 1.631,00 | 1.480,00 | 1.495,00 | 1.479,00 | 713,00 | 1.328,00 | 1.525,00 | 1.513,00 | 2.163,00 | 1.695,00 | 1.797,00 | 45.598,00 |
| 116 | 17 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 698,12 | 881,58 | 1.235,96 | 787,00 | 669,00 | 617,00 | 392,00 | 406,00 | 548,00 | 661,00 | 541,00 | 379,00 | 346,00 | 306,00 | 312,00 | 343,00 | 310,00 | 148,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 9.580,66 |
| 117 | | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- |
| 118 | | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- |
| 119 | 22 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 18,35 | 19.776,31 | 11.652,38 | 7.992,00 | 6.379,00 | 5893,00 | 4.789,00 | 4.198,00 | 3.856,00 | 3.119,00 | 2.740,00 | 2.302,00 | 1.982,00 | 1.807,00 | 1.722,00 | 1.303,00 | 1.122,00 | 602,00 | 913,00 | 183,00 | -,- | 222,00 | 228,00 | 82.799,04 |
| 120 | 22 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 5.515,20 | 5.827,12 | 4.475,00 | 4.082,00 | 4.085,00 | 4.702,00 | 3.929,00 | 3.642,00 | 3.678,00 | 3.212,00 | 2.785,00 | 2.625,00 | 2.549,00 | 2.423,00 | 2.604,00 | 2.321,00 | 1.991,00 | 2.687,00 | 2.617,00 | 2.315,00 | 2.300,00 | 1.287,00 | 71.651,32 |
| 121 | 22 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 388,82 | 4.029,40 | 2.791,00 | 2.978,00 | 2.071,00 | 2.279,00 | 2.526,00 | 2.610,00 | 2.333,00 | 2.406,00 | 2.128,00 | 1.857,00 | 1.964,00 | 1.781,00 | 1.682,00 | 2.031,00 | 1.632,00 | 1.644,00 | 1.313,00 | 1.010,00 | 1.222,00 | 538,00 | 43.214,22 |
| 122 | 21 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 9.846,86 | 7.128,00 | 6.153,00 | 4.925,00 | 4.284,00 | 3.648,00 | 3.197,00 | 2.861,00 | 2.576,00 | 2.168,00 | 1.904,00 | 2.043,00 | 1.807,00 | 1.558,00 | 1.563,00 | 1.264,00 | 1.333,00 | 1.442,00 | 1.506,00 | 1.288,00 | 725,00 | 63.219,86 |
| 123 | 14 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 5.855,00 | 8.254,00 | 6.960,00 | 4.784,00 | 3.122,00 | 2.213,00 | 1.902,00 | 816,00 | 399,00 | 192,00 | 246,00 | 255,00 | 163,00 | 56,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 35.217,00 |
| 124 | 4 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 1200 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 23,00 | -,- | 17,00 | -,- | 13,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 65,00 |
| 125 | 15 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 417,00 | 3.501,00 | 2.652,00 | 3.086,00 | 1.411,00 | 546,00 | 431,00 | 294,00 | 250,00 | 294,00 | 318,00 | 300,00 | 330,00 | 501,00 | 288,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 14.819,00 |
| 126 | 19 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 2441,00 | 2.592,00 | 2.549,00 | 2.595,00 | 1.660,00 | 1.404,00 | 1.275,00 | 1.277,00 | 1.130,00 | 1.043,00 | 999,00 | 899,00 | 1.037,00 | 974,00 | 1.406,00 | 1.379,00 | 1.355,00 | 1.031,00 | 692,00 | 27.738,00 |
| 127 | 19 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 934,00 | 1.349,00 | 911,00 | 505,00 | 640,00 | 678,00 | 839,00 | 741,00 | 578,00 | 477,00 | 454,00 | 538,00 | 638,00 | 282,00 | 452,00 | 498,00 | 64,00 | 167,00 | 127,00 | 10.872,00 |
| 128 | 14 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 356,00 | 1.082,00 | 2.942,00 | 2.603,00 | 2.319,00 | 1.760,00 | 1.859,00 | 1.442,00 | 1.115,00 | 1.048,00 | 1.013,00 | 439,00 | 501,00 | 15,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 18.494,00 |
| 129 | 19 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 1.719,00 | 5.335,00 | 3.881,00 | 2.798,00 | 2368,00 | 2.541,00 | 2295,00 | 1.921,00 | 1.444,00 | 1.330,00 | 1.260,00 | 1.443,00 | 1.086,00 | 903,00 | 1.346,00 | 1.929,00 | 1.960,00 | 1.676,00 | 964,00 | 38.199,00 |
| 130 | 12 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 232,00 | 77,00 | 230,00 | 453,00 | 209,00 | 156,00 | 108,00 | 122,00 | 73,00 | 143,00 | 190,00 | 59,00 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 2.052,00 |
| 131 | 5 | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | -,- | 4.533,00 | 1.887,00 | 1.220,00 | 797,00 | 1.142,00 | 1.108, | 10.687,00 |
| | producción anual → | 12.149,00 | 83.115,00 | 170.965,00 | 123.957,31 | 102.071,93 | 77.300,63 | 71.233,29 | 51.886,17 | 105.084,98 | 87.473,90 | 75.066,00 | 75.774,00 | 67.251,00 | 64.650,00 | 57.525,00 | 52.923,00 | 50.603,00 | 46.101,00 | 40.396,00 | 37.066,00 | 35.440,00 | 33.667,00 | 32.807,00 | 30.370,00 | 26.584,00 | 29.577,00 | 27.921,00 | 25.470,00 | 24.316,00 | 16.151,00 | 1734895,21 |
| Nº de pozos productores p/ año: | | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 10 | 12 | 15 | 17 | 19 | 22 | 25 | 26 | 24 | 24 | 23 | 23 | 23 | 24 | 23 | 24 | 23 | 24 | 22 | 22 | 18 | 17 | 15 | 16 | 17 | |

TESIS DE GRADO

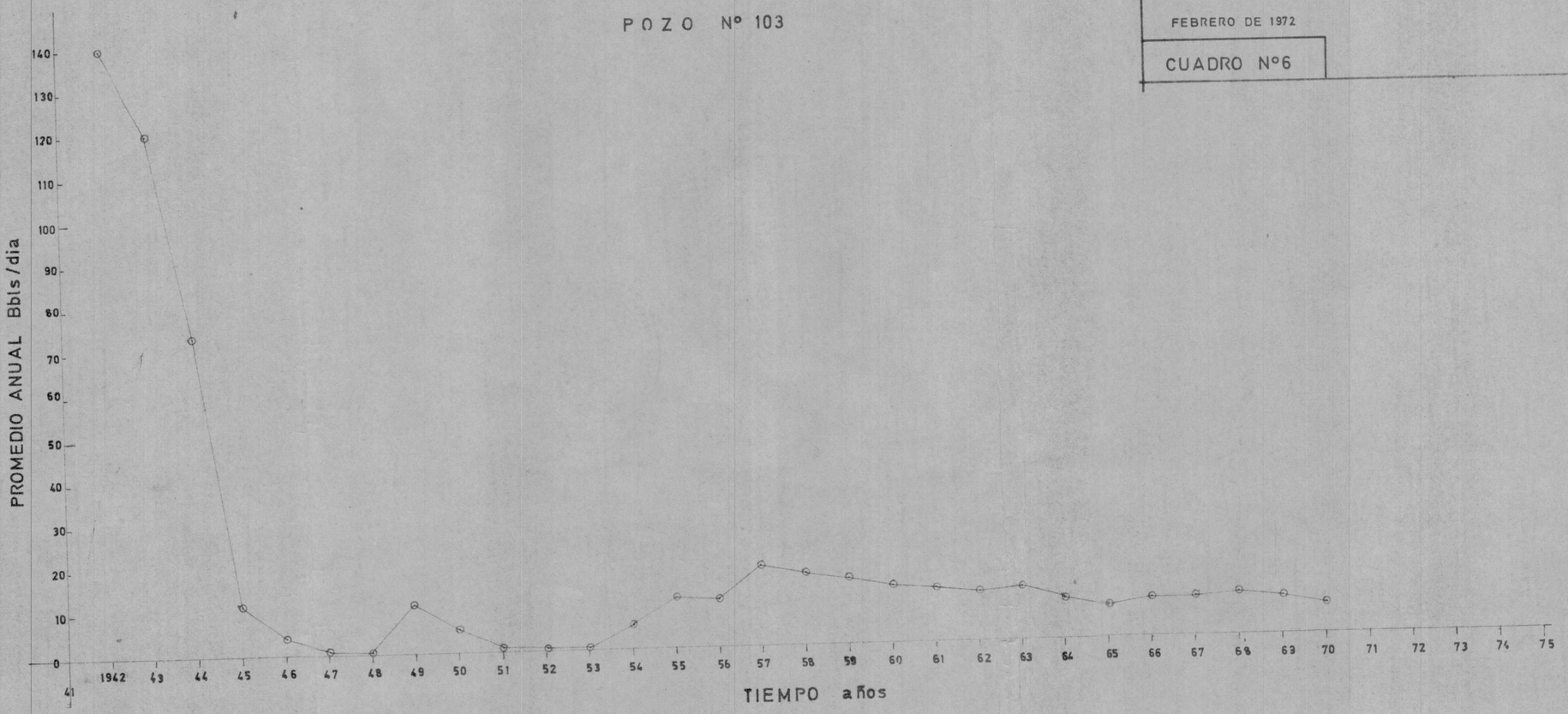
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

# HISTORIA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS Nº 103~101~109 DE LA CONCESION PETROPOLIS

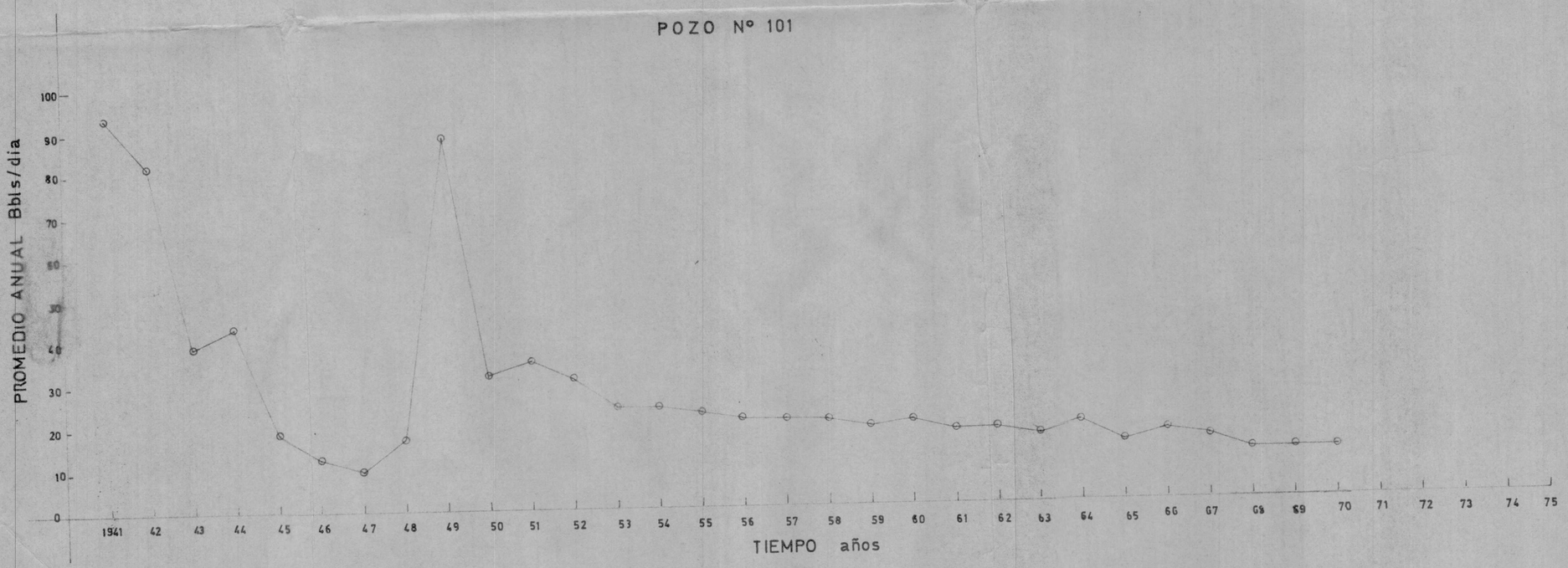
FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº6

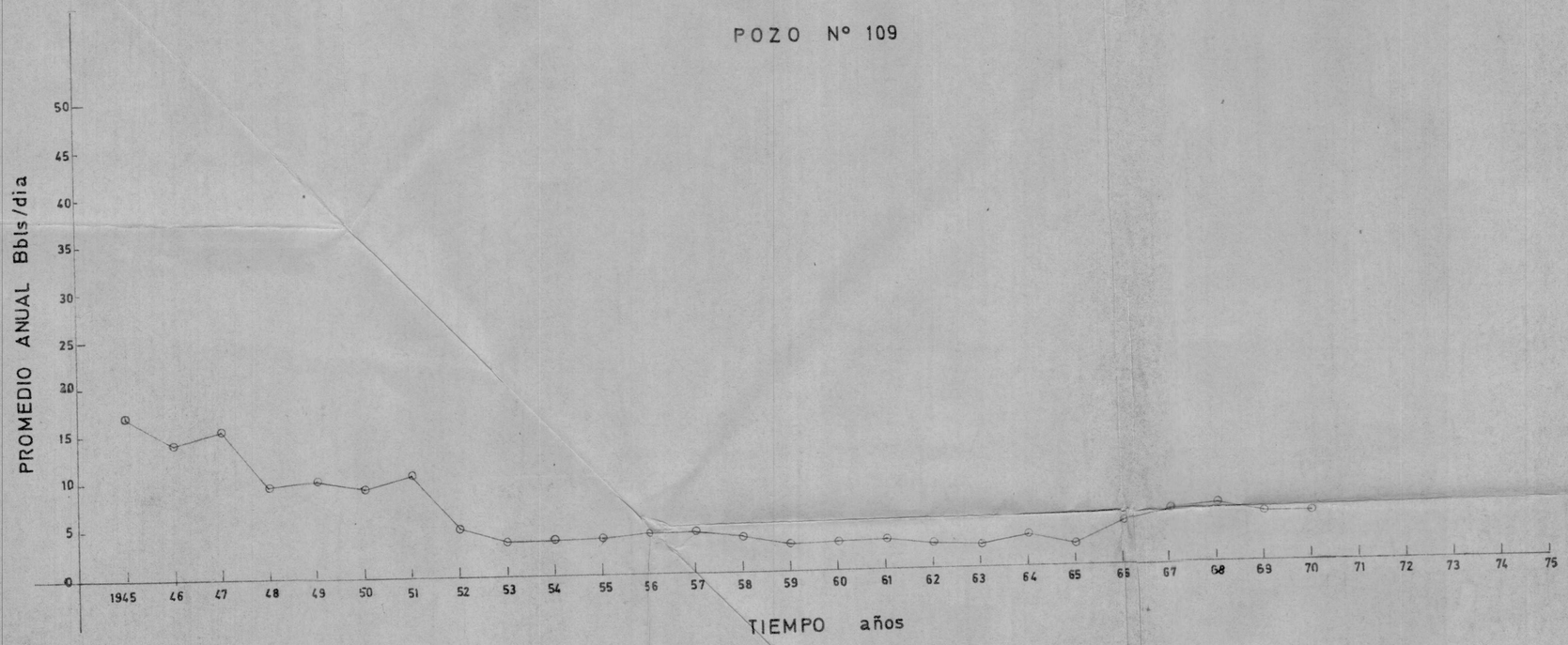
POZO Nº 103




POZO Nº 101




POZO Nº 109



TESIS DE GRADO

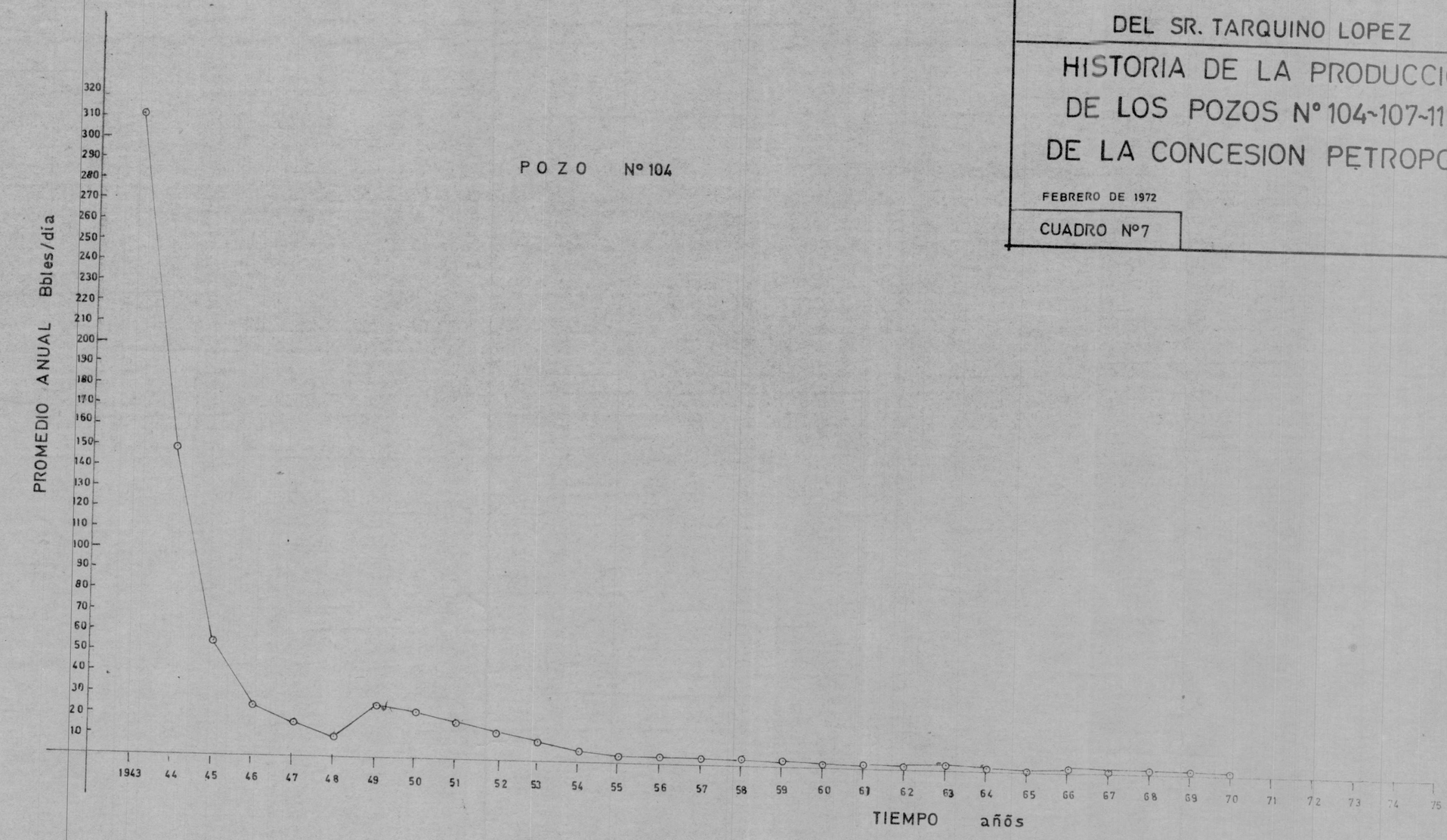
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

# HISTORIA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS Nº 104-107-115 DE LA CONCESION PETROPOLIS

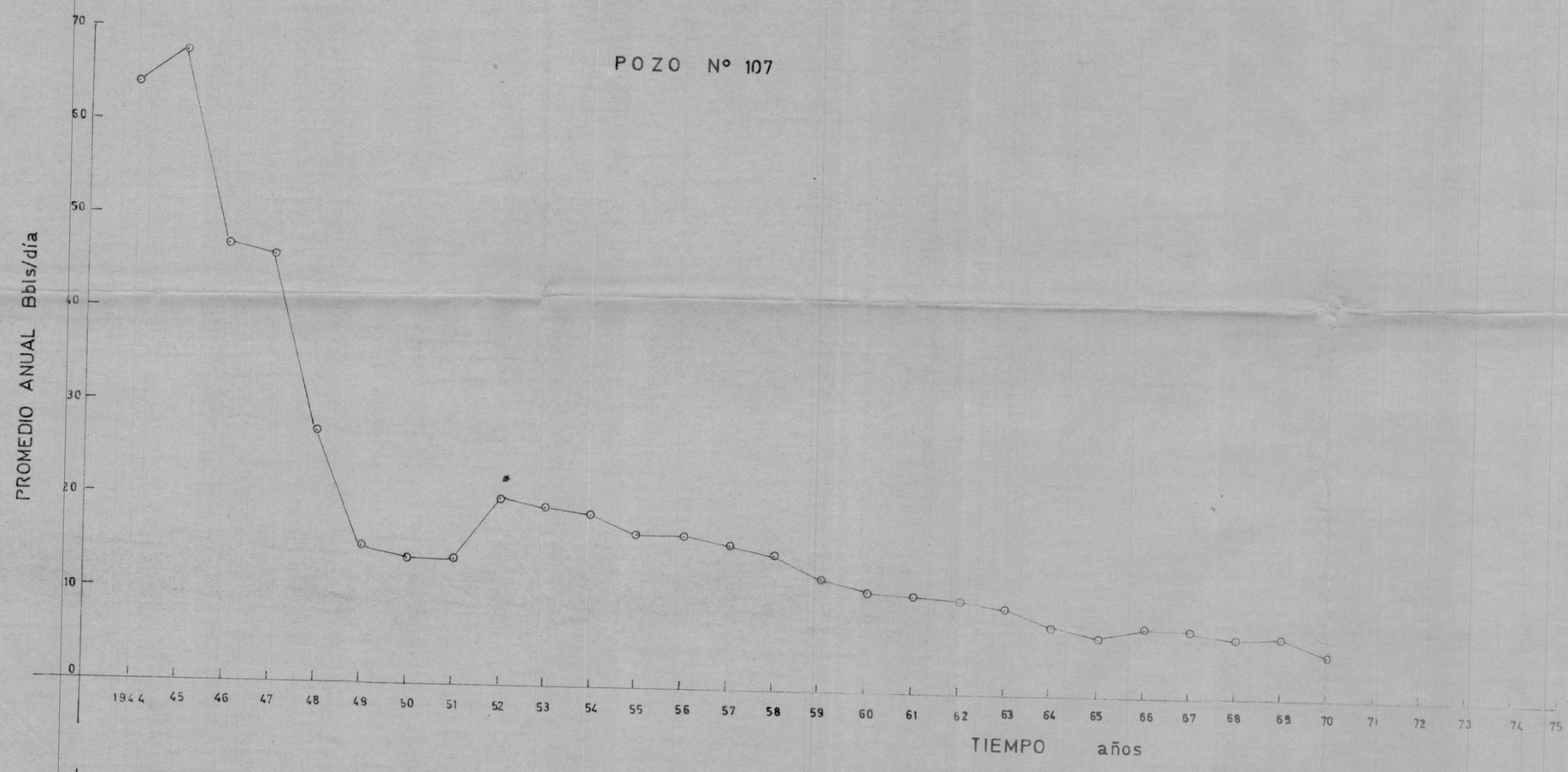
FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº7

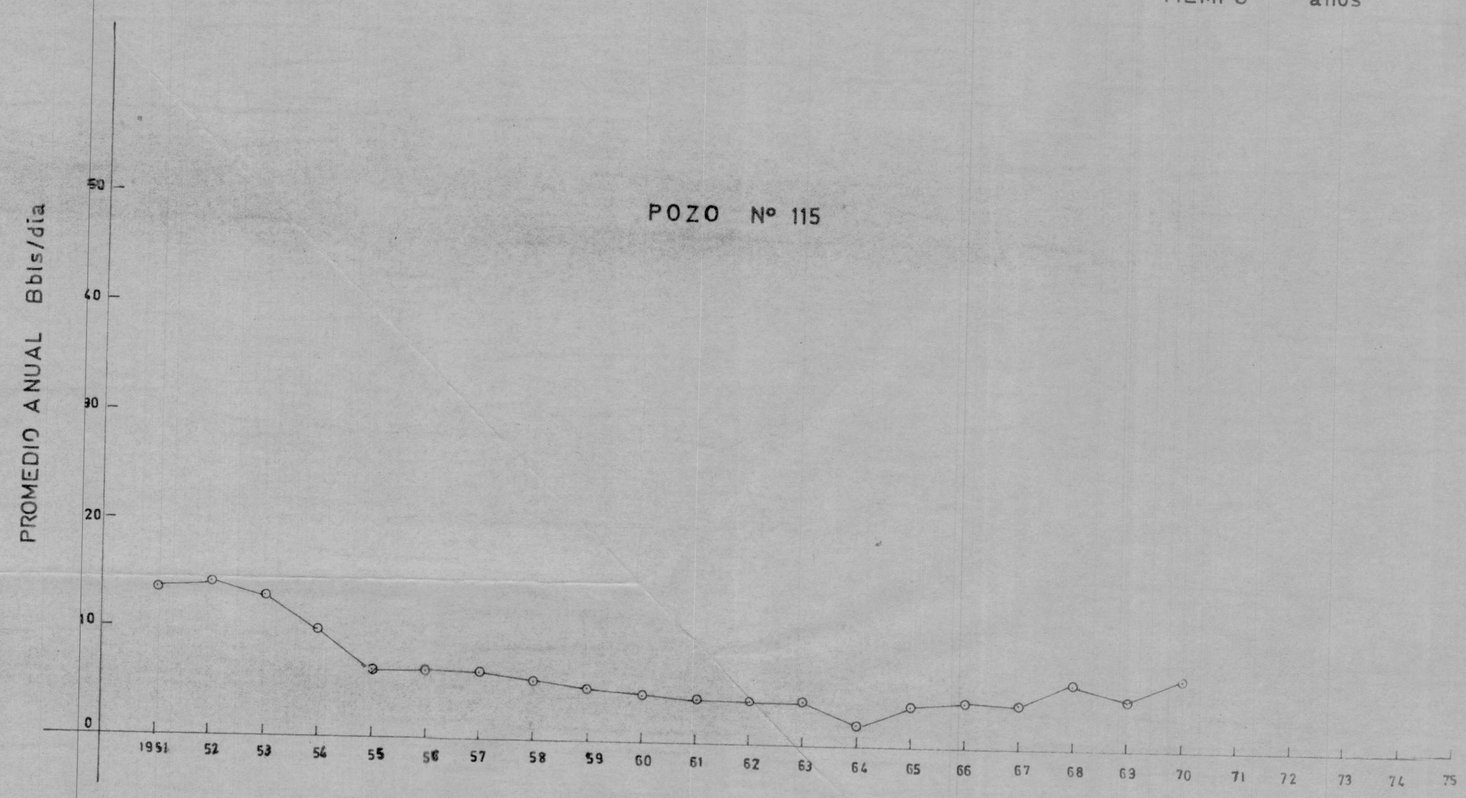
POZO Nº 104




POZO Nº 107




POZO Nº 115



TESIS DE GRADO

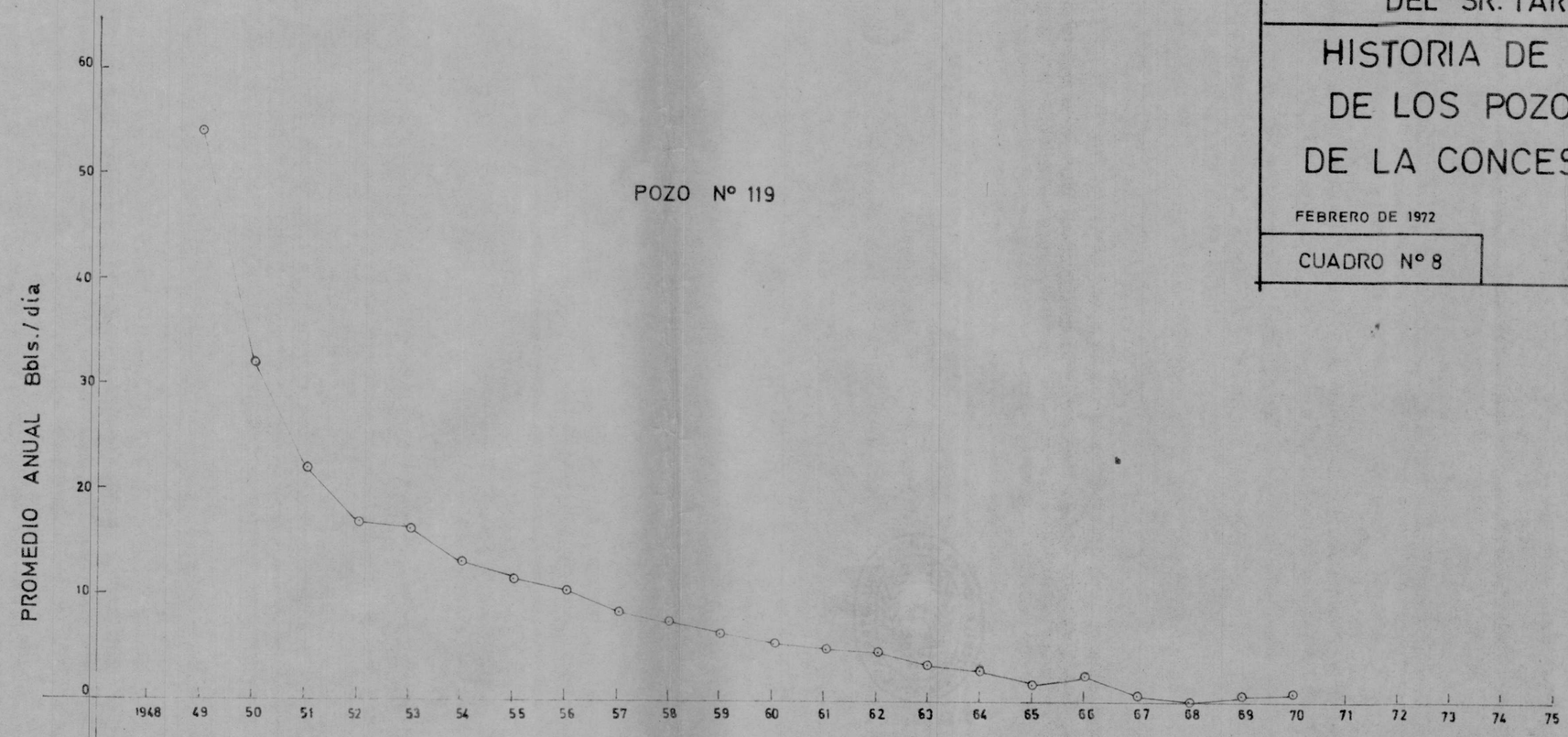
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

# HISTORIA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS Nº 119-122-126 DE LA CONCESION PETROPOLIS

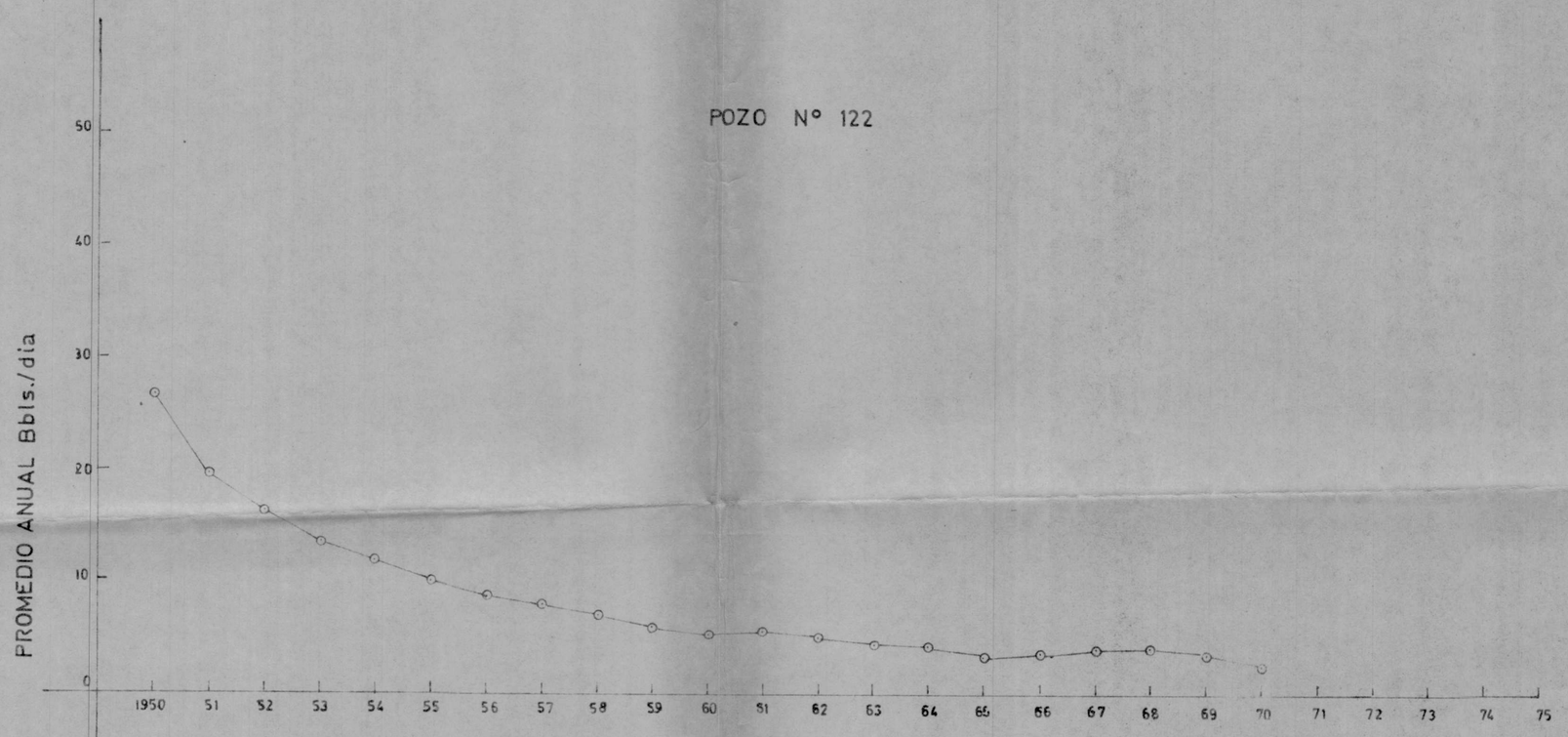
FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº 8

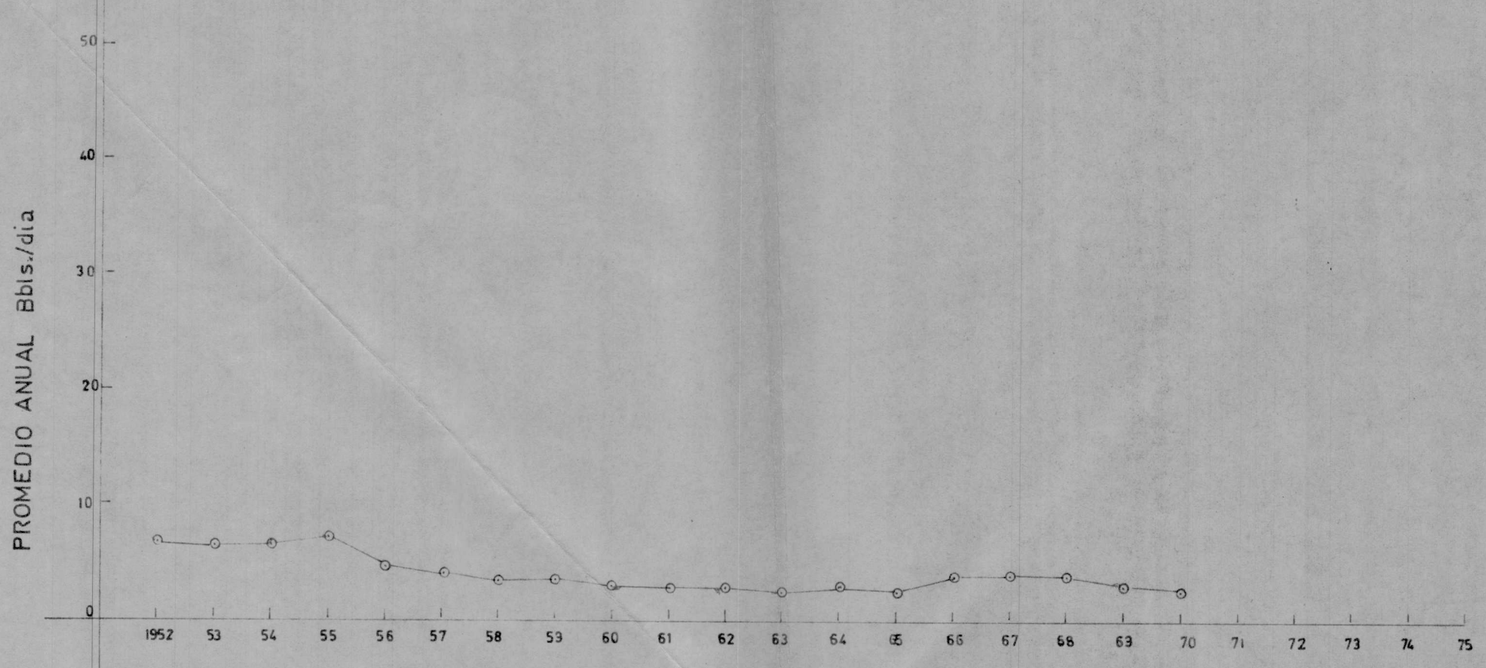
POZO Nº 119




POZO Nº 122




POZO Nº 126



TESIS DE GRADO

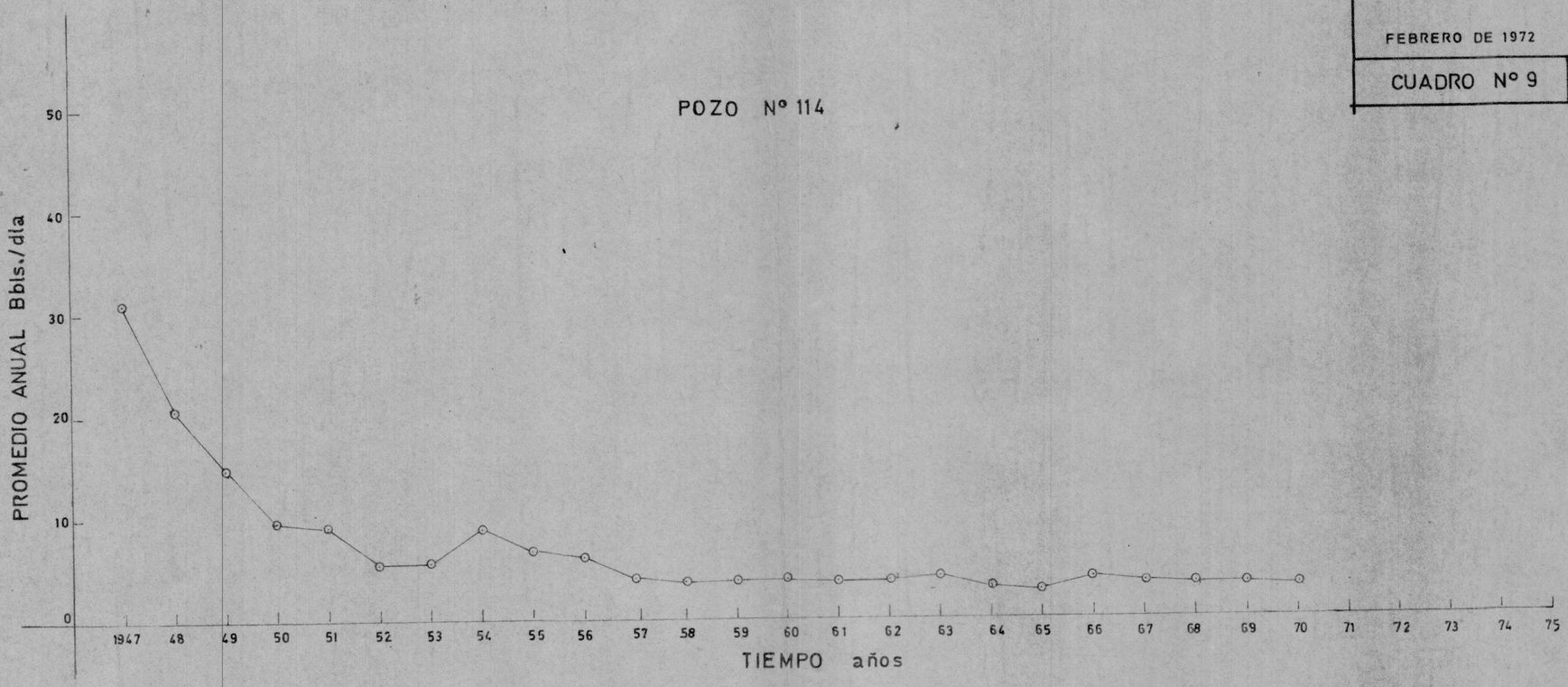
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

# HISTORIA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS Nº 114-120-121 DE LA CONCESION PETROPOLIS

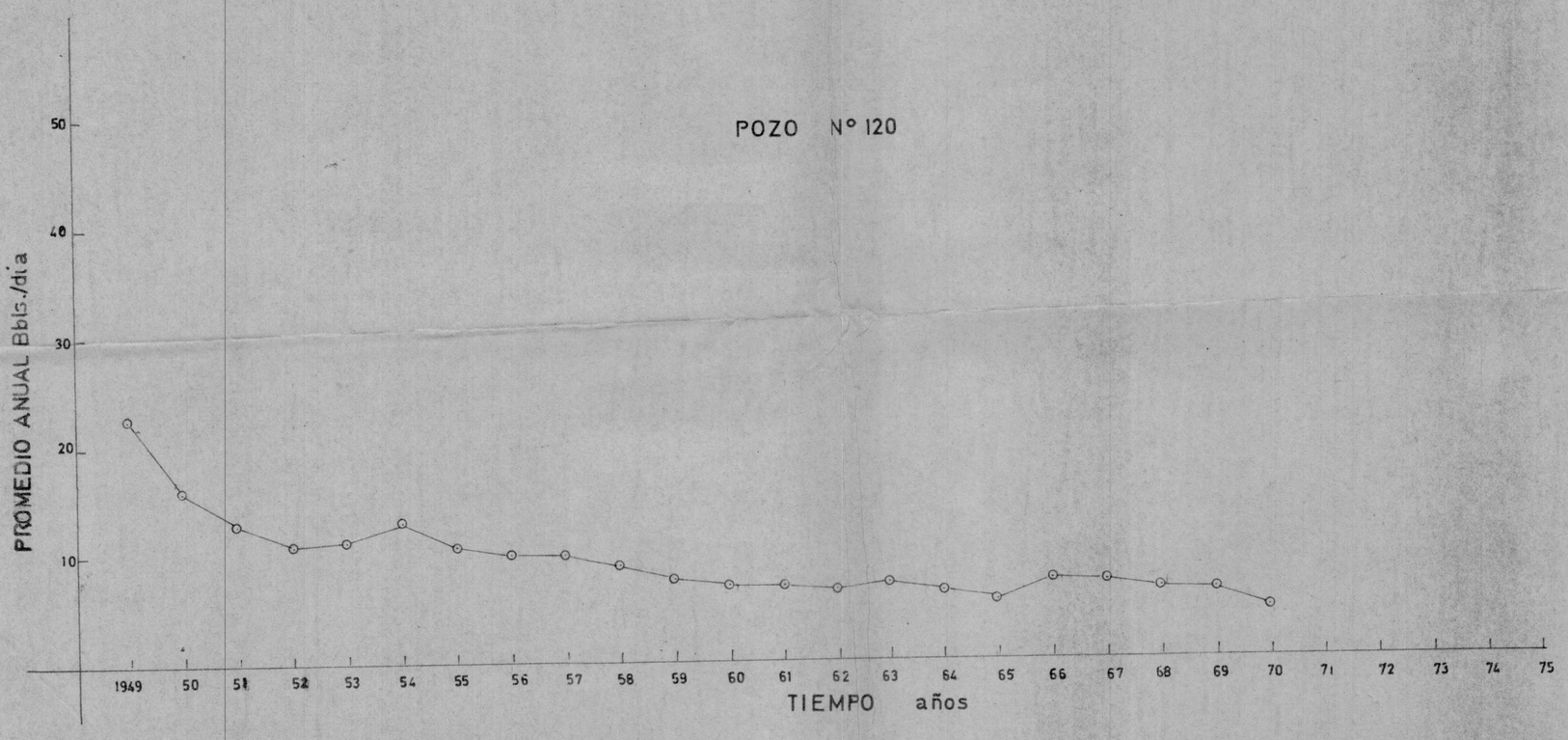
FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº 9

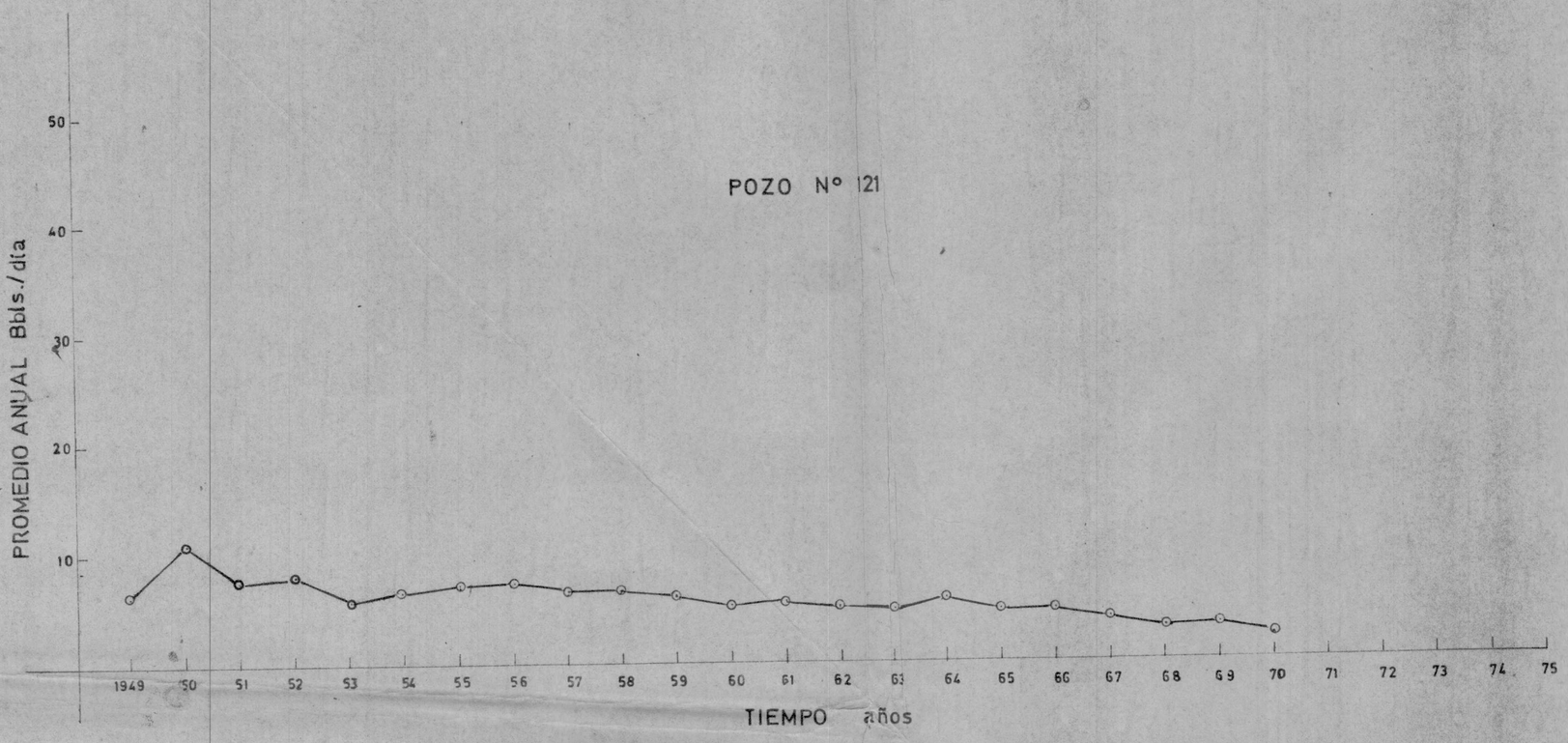
POZO Nº 114




POZO Nº 120




POZO Nº 121



TESIS DE GRADO

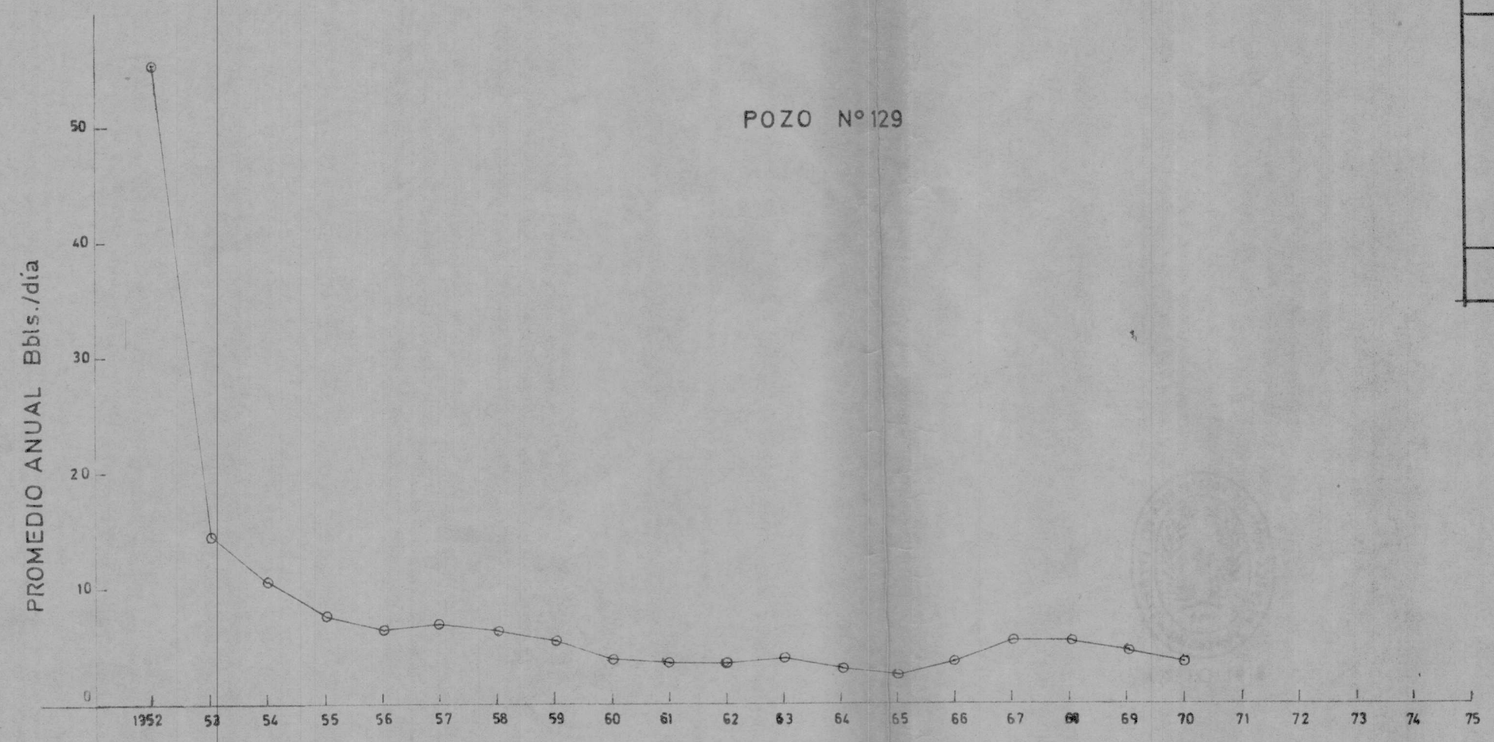
DEL SR TARQUINO LOPEZ

# HISTORIA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS Nº129-113-125 DE LA CONCESION PETROPOLIS

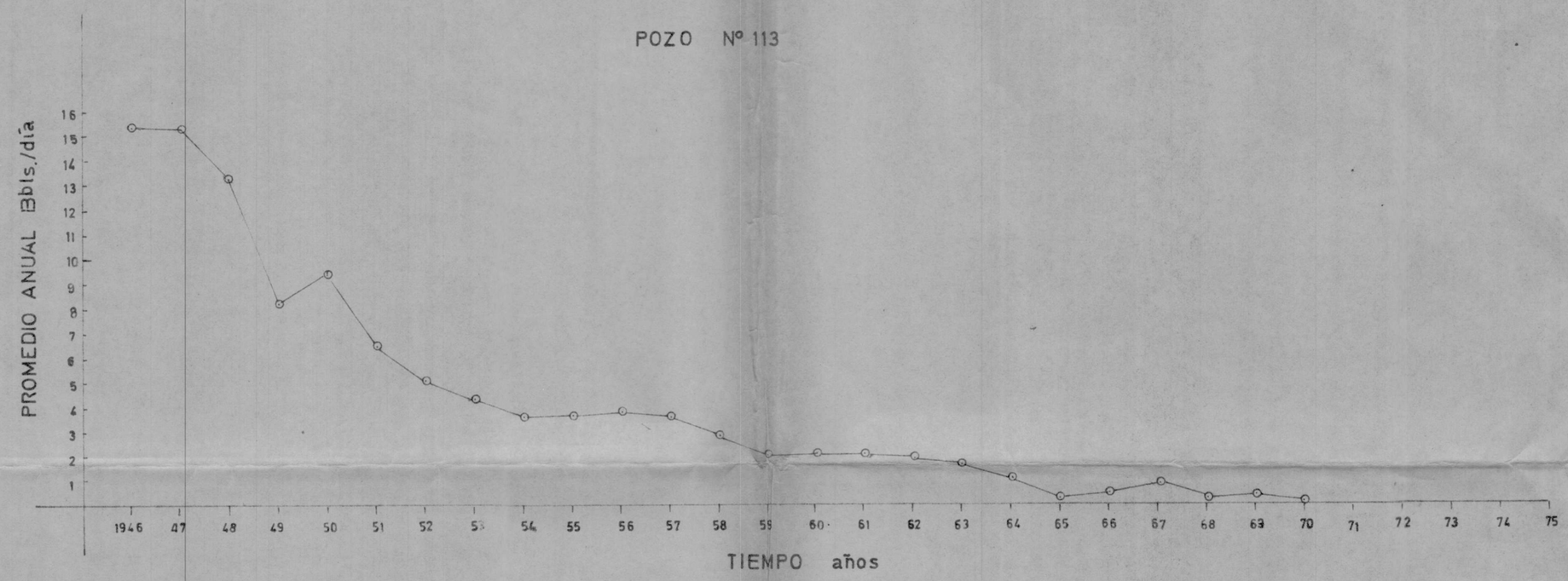
FEBRERO DE 1972

CUADRO Nº10

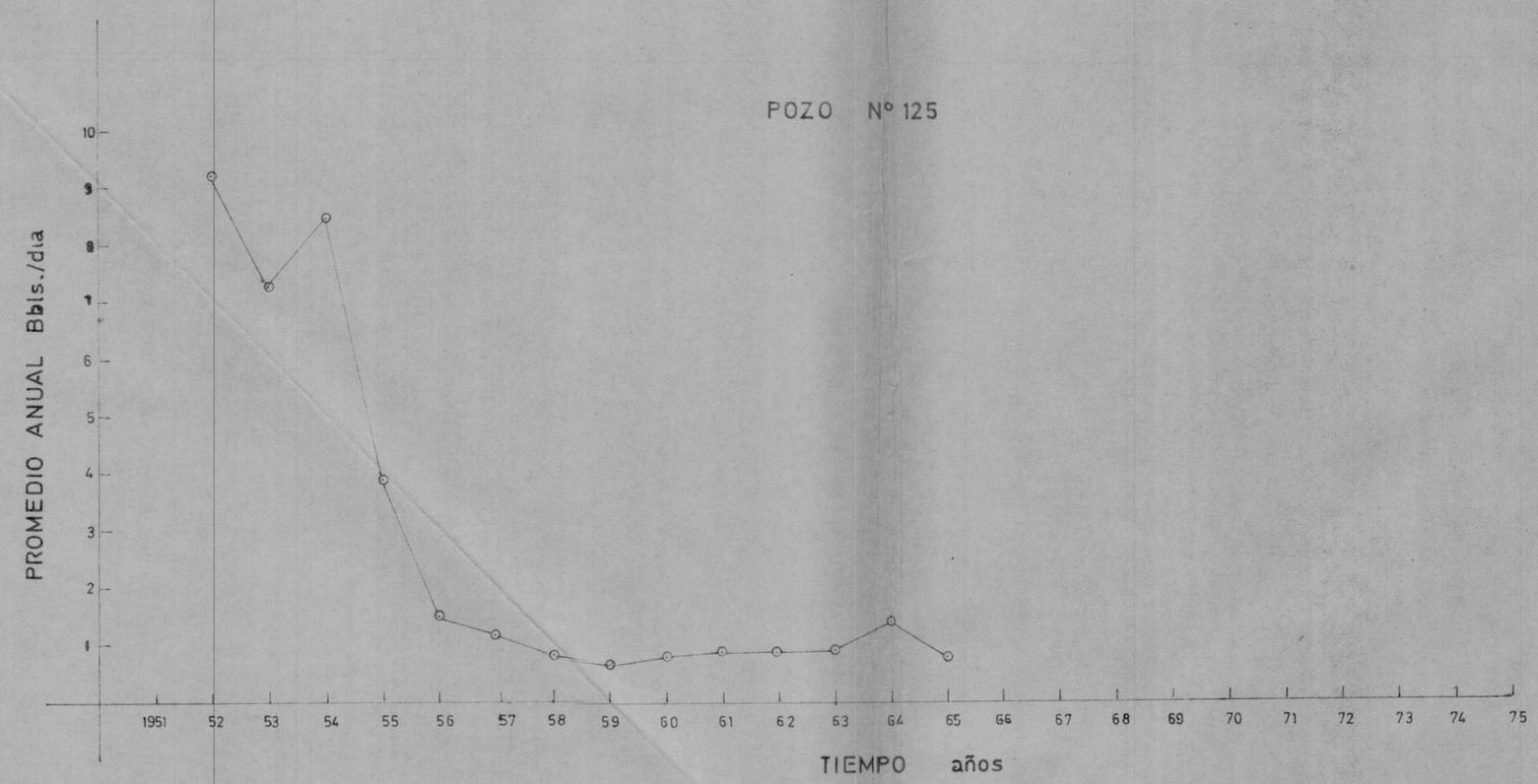
POZO Nº 129



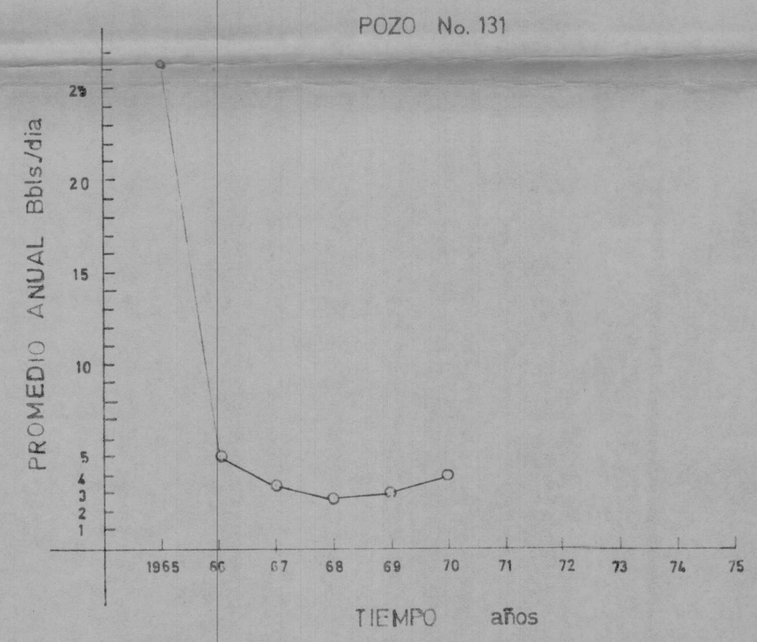

POZO Nº 113

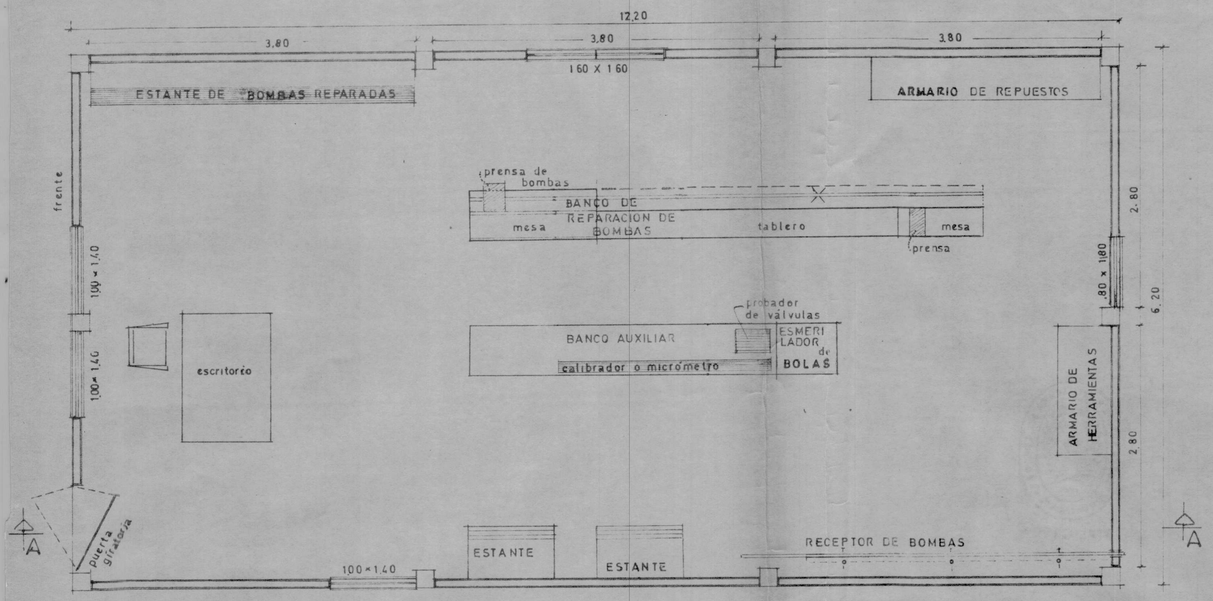



POZO Nº 125

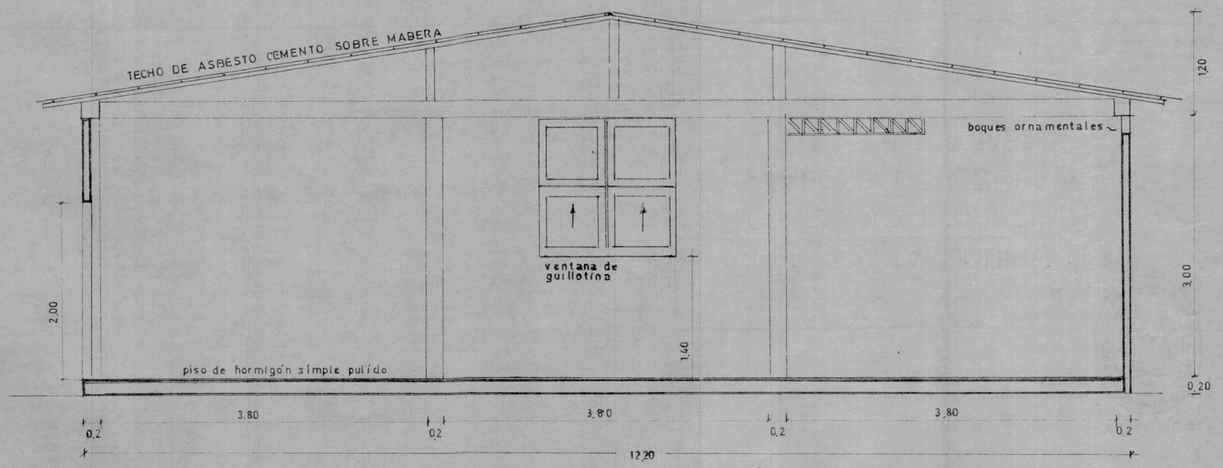



POZO No. 131

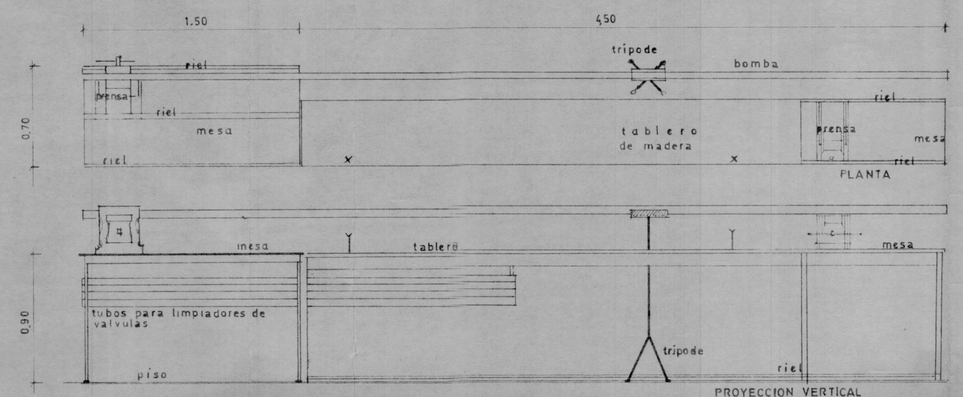




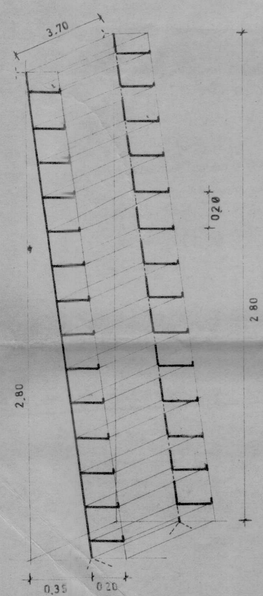

PLANTA
escala 1:50



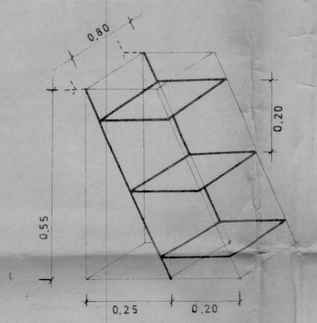

CORTE LONGITUDINAL A-A
escala 1:50



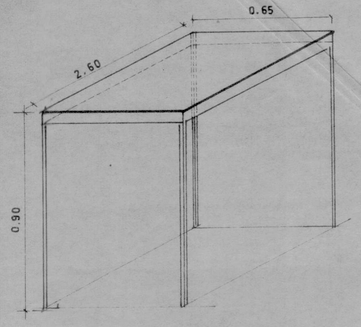

BANCO DE REPARACION DE BOMBAS ESCALA 1:30



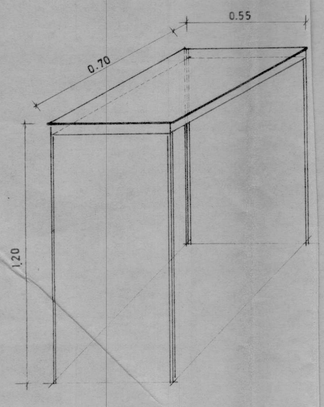

ESTANTE DE BOMBAS REPARADAS
ESCALA 1:25



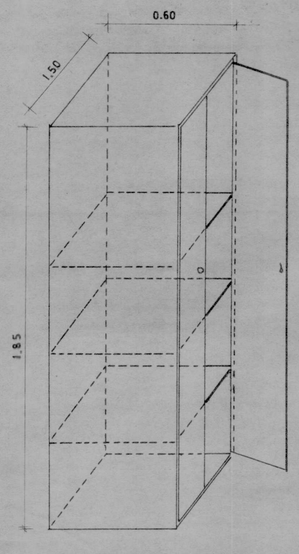

E S T A N T E
ESCALA 1:125



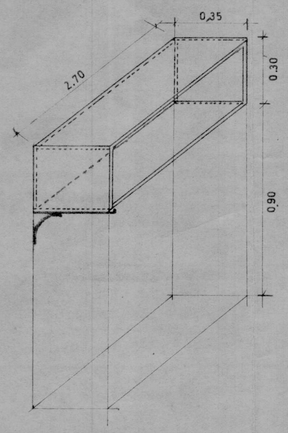

BANCO AUXILIAR
ESCALA 1:10



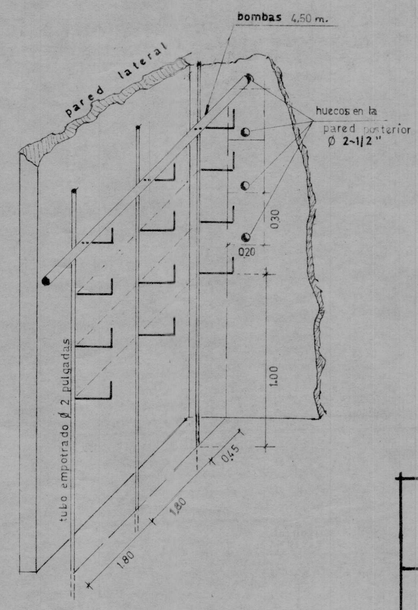

ESMERILADOR DE BOLAS & ASIENTOS
ESCALA 1:10




ARMARIO PARA HERRAMIENTAS
ESCALA 1:10




ARMARIO PARA REPUESTOS
ESCALA 1:10




RECEPTOR DE BOMBAS
ESCALA 1:25

# TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

## CONSTRUCCION TIPO PARA TALLER DE REPARACION DE BOMBAS

FEBRERO DE 1.972

CUADRO Nº 11

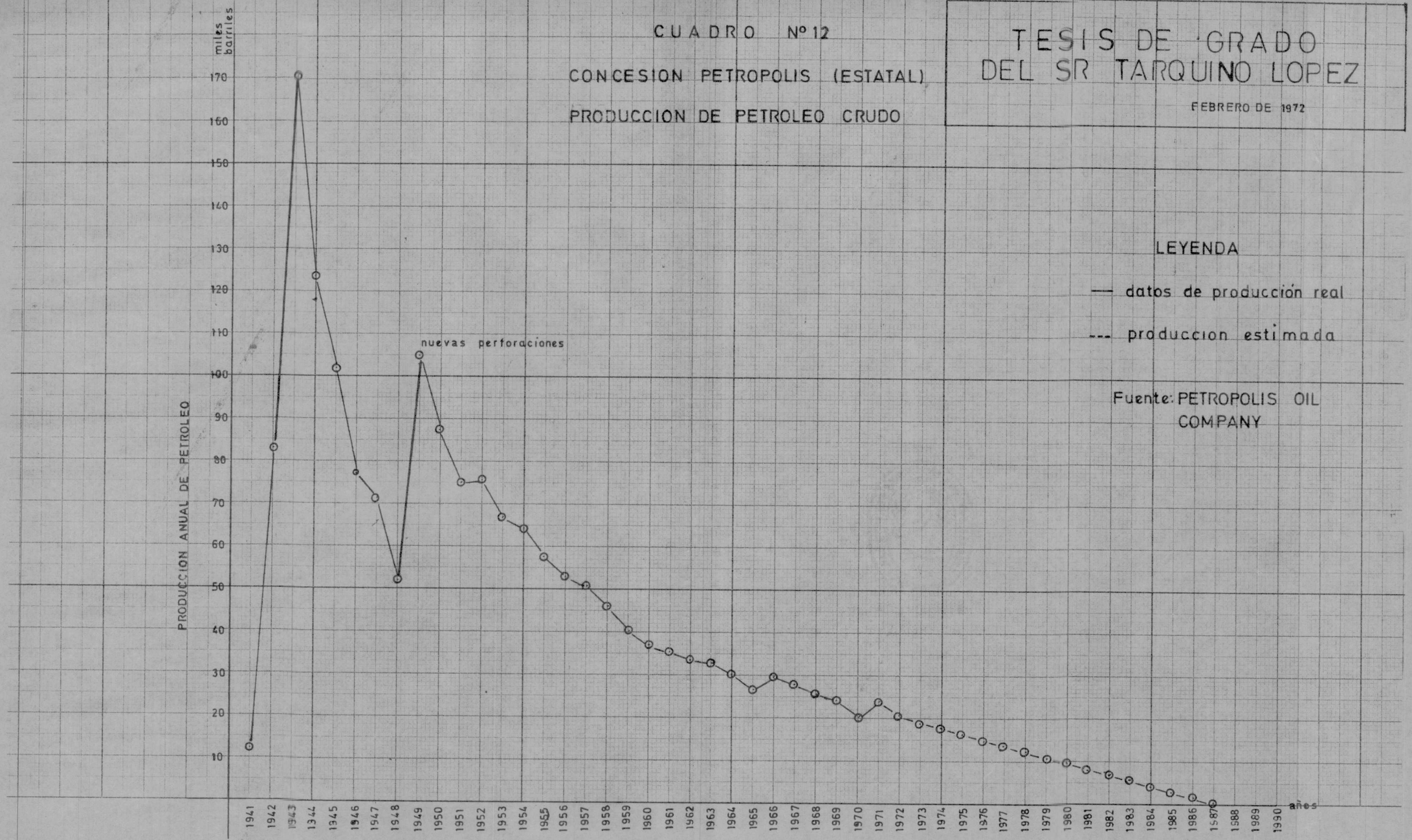
CUADRO Nº 12

CONCESION PETROPOLIS (ESTATAL)

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO

TESIS DE GRADO
DEL SR TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972




LEYENDA

— datos de producción real

--- produccion estimada

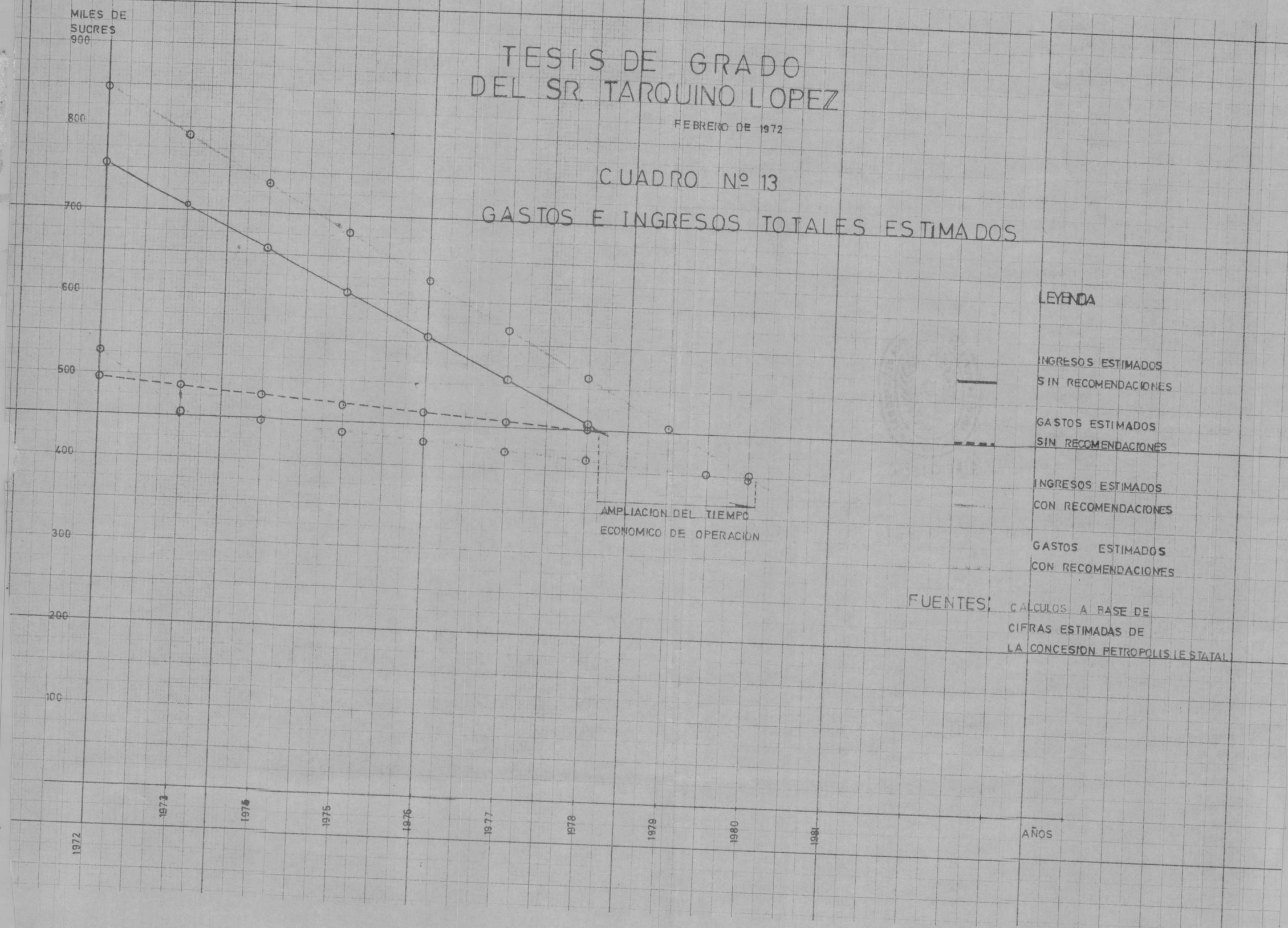
Fuente: PETROPOLIS OIL COMPANY

# TESIS DE GRADO
# DEL SR. TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972

## CUADRO Nº 13

## GASTOS E INGRESOS TOTALES ESTIMADOS



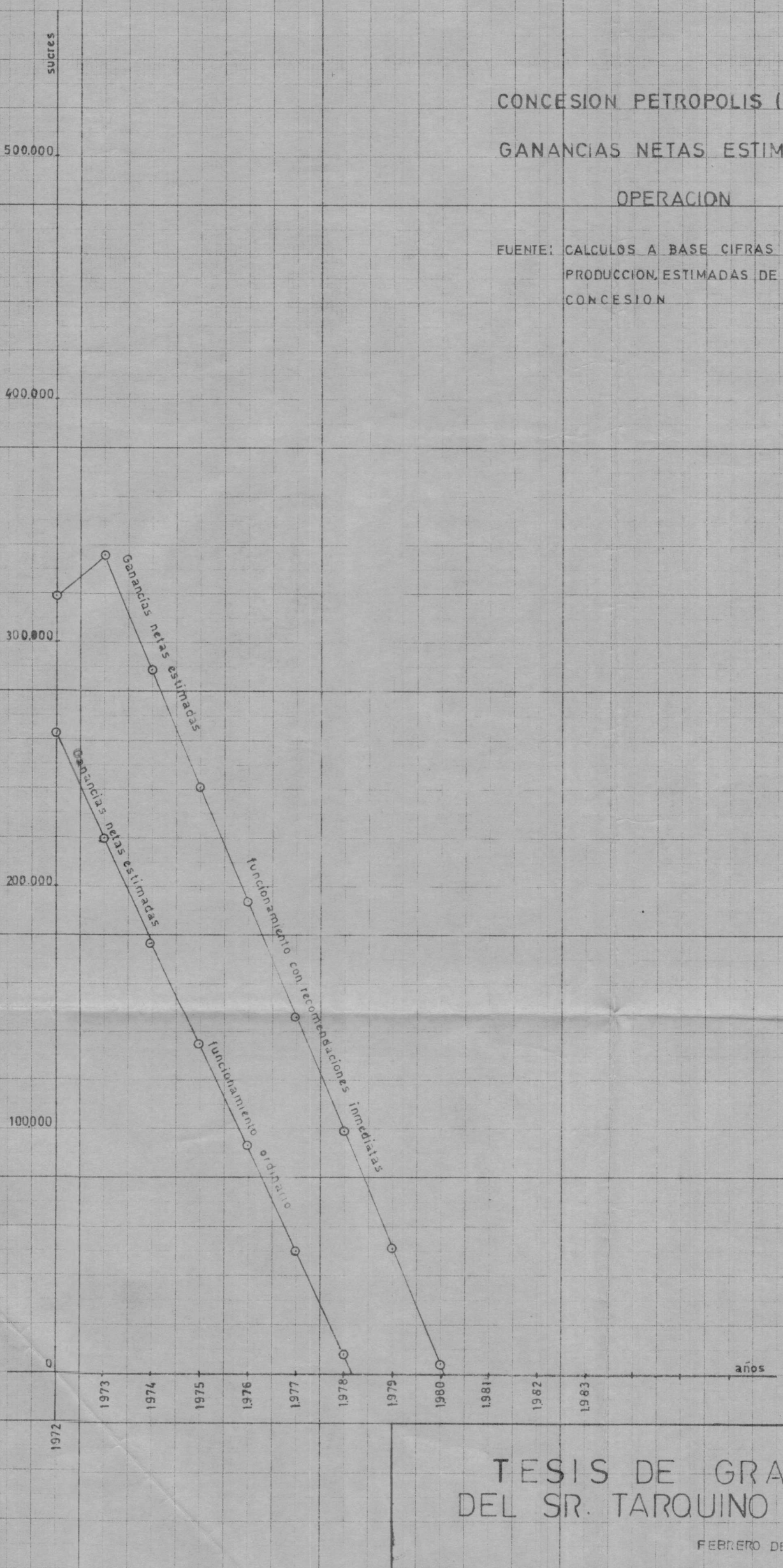

FUENTES: CALCULOS A BASE DE CIFRAS ESTIMADAS DE LA CONCESION PETROPOLIS (ESTATAL)

CUADRO Nº 14

# CONCESION PETROPOLIS (Estatal)

## GANANCIAS NETAS ESTIMADAS DE OPERACION

FUENTE: CALCULOS A BASE CIFRAS DE PRODUCCION ESTIMADAS DE LA CONCESION




TESIS DE GRADO
DEL SR. TARQUINO LOPEZ

FEBRERO DE 1972