

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO

TESIS DE GRADO

PRIMERA PARTE

APLICACION Y RESULTADOS DE UNA PRUEBA  
PILOTO DE RECUPERACION TERMICA POR  
COMBUSTION "IN-SITU".

Por:

Jorge Barnadas Pacheco

PROMOCION:

FERNANDO WASWORD

LIMA-PERU

1966

A mis queridos padres que por sus  
dedicaciones y esfuerzos, pudieron  
hacer posible la culminación de mi  
carrera.

A mis profesores que con sus sabias  
enseñanzas me mostraron el camino  
de la superación profesional.

A la Cía. Ganso Azul por los beneficios  
que de ella he obtenido y en especial al  
Dr. Gerónimo Alvarado, por su protec-  
ción y consejos recibidos.

A mi querida novia Lily

# I N D I C E

## P R I M E R A P A R T E

### APLICACION Y RESULTADOS DE UNA PRUEBA PILOTO DE RECUPERACION TERMICA POR COMBUSTION IN-SITU

	PAG.
<u>GENERALIDADES.</u> - .....	1
<u>CAPITULO I.</u> -	
A.- Características del Reservorio .....	4
B.- Procesos de combustión .....	6
<u>CAPITULO II.</u> -	
A.- Ecuaciones para el calculo de los requere- mientos de aire y la presión de inyección	9
B.- Petróleo "In-Situ" y Petróleo Recuperable	14
<u>CAPITULO III.</u> -	
A.- Ejecución de la prueba piloto .....	16
B.- Comportamiento de cada pozo .....	20
<u>CAPITULO IV.</u> -	
A.- Programa de cores, su ejecución y resulta dos. ....	24
<u>CAPITULO V.</u> -	
A.- Balance económico del proyecto .....	28
<u>CAPITULO VI.</u> -	
A.- Conclusiones .....	35
B.- Apendice A: Ecuaciones de T.W. Nelson y J.S. McNiel .....	36

## GENERALIDADES

La presente Tesis, está compuesta de dos partes; en la primera mostramos un proyecto completo realizado en una Cía. X, la ecuación que se formó es el promedio de varias pruebas de laboratorio (hacemos notar que cuanto más pruebas se realicen, mayor exactitud tendrá dicha ecuación y por consiguiente se obtendrán resultados más precisos de los requerimientos de aire y de la presión de inyección) y la aplicación y resultados de campo, fueron recopilados después de un minucioso estudio.

La segunda parte es un estudio de factibilidad técnico-económico de aplicación de este método en un área de E. P. F.

Ponemos en evidencia el hecho de poseer una interesante información técnica reciente , sobre Combustión "In-Situ", proporcionada por investigadores de Estados Unidos, quienes en todo momento, en mérito a nuestro interés por trabajos de esta naturaleza, nos presentaron un adecuado asesoramiento técnico.

Dados los sorprendentes resultados obtenidos en áreas aplicadas, es que nos permitimos presentar éste proyecto, con la esperanza de poder aportar una valiosa información que podría dar soluciones a problemas de Recuperación Secundaria en áreas de E. P. F.

Debido al corto tiempo de que disponemos por tener que ocupar plazas de trabajo y por las dificultades presentadas, ajenas a nuestra voluntad, no nos ha sido posible realizar la etapa de experimentación, esto

es, hacer la prueba de combustión de un Core de la formación saturada con petróleo y agua, en el laboratorio, sin embargo, ponemos a disposición de la Facultad de Petróleo de la U.N.I., el equipo de laboratorio diseñado por los suscritos, siendo nuestro mayor deseo de que pueda ser útil para las compañías que pretendan llevar a cabo proyectos de recuperación aplicando la combustión "In-Situ".

Queremos dejar constancia así mismo, de nuestro deseo de prestar nuestra modesta colaboración en el momento que se crea conveniente, para realizar la prueba de laboratorio.

Hemos escogido 8 pozos de un block del Campo Los Organos, para el Anteproyecto, ya que se tiene como información preliminar el haber efectuado trabajos ó estudios que demuestran las condiciones favorables que muestra el citado bloque para trabajo de recuperación secundaria, ajustándose éstos dentro de las limitaciones que requiere el estudio de recuperación por combustión "In-Situ".

Indicamos así mismo, que los valores estimados se han deducido después de un profundo estudio de los resultados de diferentes pruebas de campo ya realizadas; así mismo de diferentes trabajos de experimentación llevados a cabo en formaciones con características similares por diferentes compañías.

Invocamos nuevamente nuestro interés, en el sentido de que para estudios posteriores, se realice la prueba de laboratorio que proporcionará datos valiosísimos en la elaboración de un gran proyecto a escala comercial.



## AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestro reconocimiento a los Científicos Investigadores Hossein Kazemi, Junior Member AIME y a J. L. Barue de la Tulsa Research Center, Sinclair y Gas, por los estudios e informes proporcionados.

Hacemos extensivo nuestro agradecimiento al Dr. Pedro Verástegui M. y al Ing° Manuel Vargas M., quienes en todo momento colaboraron con nosotros para la mejor realización del siguiente estudio, a los Ingenieros que laboraron en el Campo quienes gentilmente nos proporcionaron la información requerida; al Ing° Juan Rodríguez del C. y al Decano de la Facultad de Petróleo, Ing° Arturo Osorio Blanco, por su invaluable ayuda y asesoramiento y finalmente a la Sra. Lilia Machado de Camper, un especial agradecimiento por colaborar con nosotros en el tipiado del presente trabajo.

LOS AUTORES

## CAPITULO I

### A. - CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO. -

El reservorio es un canal de arenas depositadas, estas son areniscas de grano fino, además de lutitas y arenas gruesas. Las propiedades de éste reservorio son bastante variables a través de todo el campo.

De acuerdo con los registros eléctricos y controles litológicos, se ha determinado que la formación petrolífera en el área escogida, se desarrolla entre los 579' a 633'. Dentro de este paquete existen arenas con diferentes propiedades físicas y saturación de fluídos muy variables. ( Disposición de pozos Fig. 1).

La producción obtenida de ésta formación, corresponde a las arenas de mejor porosidad, permeabilidad y saturación comercial en especial, la arena principal que tiene un espesor promedio de 45'.

En el presente trabajo no se pretende profundizar en el aspecto geológico, por eso, se ha estudiado solamente la secuencia de las arenas en estudio de los pozos que están ubicados dentro del área para determinar la columna estratigráfica promedio.

El reservorio está rodeado de una activa inundación de agua y primariamente produjo por impulsión del gas en solución, luego se le hizo mantenimiento de presión con inyección de gas y

finalmente inyección de agua.

La figura 12 muestra una sección transversal SW-NE a través del área que se consideró para la prueba térmica piloto. En esta se nota que el espesor de la arena aumenta de NE a SW.

El reservorio tiene un volumen de 128,039 acres piés, según se muestra en la figura 2, en la cual se ha ubicado el área que se tomó para efectuar la prueba piloto.

En el siguiente Cuadro se muestra los valores promedios, obtenidos para las características de las arenas tales como porosidad, permeabilidad, espesor y también de valores promedios para las características de los fluidos contenidos. ( Cuadro No. 1)

CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO. -

Area piloto, acres	2.22
Potencia promedio, piés	45.5
Profundidad promedio, piés	600
Porosidad promedio, %	20.6
Permeabilidad promedio, md.	118
Saturación de agua estimada %	30
Factor de volumen original	1.12
Petróleo producido antes de la prueba piloto, <u>STB</u> acre-pie	416
Gravedad del petróleo, °API	33
Viscosidad del petróleo, cp.	6

Petróleo en el lugar calculado del		
análisis de cores del T-1, <u>STB</u>		377
acre-pie		
Petróleo en el lugar calculado por		
balance de material <u>STB</u>		584
acre-pie		
Petróleo en el lugar promedio de re-		
cientos análisis de cores     STB		400
acre-pie		
Volumen de todo el campo, Acre netos		128,039

B . - PROCESO DE COMBUSTION. -

El proceso consiste en hacer una combustión en la formación adyacente a un pozo de inyección e impulsar esta ola de calor a través de la formación, hacia los pozos productores.

Cónforme avanza el frente a través del reservorio, el petróleo y el agua de la formación se vaporizan siendo estos vapores los que impulsan al frente de combustión, hacia adelante y se recondensan en la parte más fría de la formación. Estos líquidos destilado, el agua y los productos gaseosos de combustión, forman un banco ó una región de tres fases delante del frente; por consiguiente en éste el que empuja a los fluídos del reservorio hacia los pozos de producción.

El régimen de movimiento del frente se controla por el régimen al cual los residuos no destilables que ayudan a la combustión, pueden quemarse completamente fuera de la arena.

El rendimiento de la producción de una ola de calor conducida dentro de un reservorio con influjo de agua deberá diferenciarse de aquella conducida en un reservorio con gas en solución en etapa de depletación, por la diferencia de saturación de fluido.

El reservorio depletado primariamente, contiene saturación de agua con nata relativamente alta, saturación de petróleo y baja saturación de gas. El reservorio con influjo de agua, contiene saturación de agua altamente movable, saturación de petróleo residual y pequeña saturación de gas.

A medida que el frente de combustión se mueve hacia adelante, en uno u otro tipo de reservorio agotado, éste guía al aceite destilable, al agua "In-Situ" y al agua condensada, como producto de la combustión en igual dirección y quema la formación no destilable de petróleo.( F I G. 1-A )

El proceso de la ola de calor en un reservorio con influjo de agua, difiere del proceso en un reservorio sin influjo de agua en la zona de las 3 fases del banco de petróleo.

El reservorio sin influjo de agua tiene una saturación de petróleo altamente movable; por ésta razón, en un comienzo, se produce solo aceite y gas hasta el tiempo en que las 3 fases del banco de petróleo lleguen a los pozos productores.

Como el reservorio con influjo de agua tiene una saturación alta de agua, esta es guiada por el gas a la cabeza de las 3 fases del banco, por esto en un comienzo se produce agua con gas por un largo tiempo, hasta que las 3 fases alcanzan los pozos productores. Después de ése tiempo, gas, aceite y agua, se producirán en ambos reservorios, hasta que el frente de combustión llegue a los pozos productores.

La cantidad de aire requerido para quemar un acrepie de un reservorio, se llama "requerimiento de aire", y es único para cada reservorio.

Es de esperar que el requerimiento de aire no sea afectado por la etapa de depletación de un reservorio, debido a que se cree que las saturaciones inmediatamente delante del frente de combustión, son las mismas, independientes de las saturaciones del reservorio.

Este aire requerido y la cantidad del petróleo por recuperar, son los parámetros críticos que afectan el funcionamiento de la operación y economía del proceso.

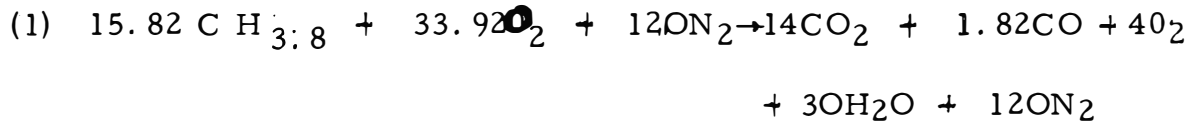
El aire requerido es doblemente importante, por que dicta los costos de compresión, por acrepie de reservorio é indica la cantidad de petróleo que se va a quemar y por consiguiente irrecuperable.

CAPITULO II

A. ECUACIONES PARA EL CALCULO DEL REQUERIMIENTO DE AIRE Y LA PRESION DE INYECCION. -

Presentamos éstos cálculos, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el laboratorio y aplicando las ecuaciones dadas por Nelson y Mc Niel, recientemente publicadas.

La ecuación que se produjo en el laboratorio fué la siguiente:



Cabe hacer notar que la ecuación anterior fué tomada en promedio de varias pruebas que se hicieron con cores de la misma formación y que mostraron ligeras diferencias.

(2) De acuerdo a la ecuación podemos obtener los SCF (Standad Cubic Feet), de aire que se necesitan por lb. de combustible; de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \frac{379 \text{ (SCF a } 60^\circ \text{ F)} \times (100 \text{ moles aire})}{15.82 \text{ (moles de combustible)} \times (15.8 \text{ peso moles comb.})} \\ & = 151.2 \frac{\text{SCF de aire}}{\text{lb de combustible}} \end{aligned}$$

(3) Asi mismo se hizo un promedio para las lbs. de combustible que se quemaban por pie<sup>3</sup> de arena en el laboratorio, éste resultó ser de

WF = 1.9 lbs. por pie<sup>3</sup> de arena, o lo que es lo mismo:

$$\bullet \quad 275 \frac{\text{Bbls. combustible}}{\text{acre-pie de reservorio}}$$

Por consiguiente:

$$(4) \quad \frac{\text{SCF aire}}{\text{pie}^3 \text{ de reservorio}} = 1.9 \frac{\text{lbs. de combust.}}{\text{pie}^3 \text{ de arena quemada}} \times 151.2 \frac{\text{SCF aire}}{\text{lb de comb.}}$$
$$= 287.5 //$$

También:

$$\frac{\text{MMSCF aire}}{\text{acre-pie}} = \frac{287.5}{43,560} = 12.52 //$$

Hemos supuesto una eficiencia de combustión del 80%, ya que así lo hemos considerado en el cálculo del consumo de  $275 \frac{\text{Bbls. de combust.}}{\text{acre-pie}}$

ó sea que el aire total será  $\frac{12.52 \text{ MMSCF}}{0.8 \text{ acre-pie}}$

$$\bullet \quad 15.7 //$$

(5) Cálculo del Aire total para el Five Spot Invertido. -

Se calcula teniendo en cuenta que para este tipo de patrón, según Nelson es de 70% la eficiencia volumétrica de barrido para el aire.

Aire total para el five-spot

$$V_T = 0.7 A (2 a^2 h) / 10^6 \quad (\text{M.M. S.C.F.})$$

$$V_T = 0.7 \times 287.5 \times 2 \times (225)^2 \times 45 / 10^6$$

$$V_T = 917 \text{ MM SCF}$$



(6) El régimen de avance del frente para una velocidad mínima de 0.125 pies/día será :

$$287.5 \times 0.125 = 35.95 \frac{\text{SCF aire}}{\text{pie}^2\text{-día}}$$

(7) El máximo régimen de flujo para el patrón se encuentra teniendo en cuenta la velocidad máxima de 4.77 pies/día.

$$i_a = 4.77 \times 35.95 \times 225 \times 45 \times 10^6 = 1.735 \frac{\text{MMSCF aire}}{\text{día}}$$

(8) Tiempo requerido para alcanzar el máx. régimen de aire :

$$t_I = \frac{r}{v_I} = \frac{i_a}{2 \pi h A v_I^2} \quad (\text{días})$$

Se considera  $v_I = 0.5$  pie/día

$$t_I = \frac{1.735 \times 10^6}{2 \times 3.14 \times 45 \times 287.5 \times (0.5)^2}$$

$$t_I = 85.4 \text{ días}$$

(9) Volumen inyectado cuando alcance el máx. rate.

$$\frac{85.4 \times 1.735}{2} = 74.1 \text{ MMSCF}$$

(10) Presión máxima de inyección

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + (i_a \mu_a T_f / 0.703 \text{ kg h}) \left[ 1.7 \frac{(a^2 / r_w v t)}{0.33 \times 0.5 \times 85.4} - 1.238 \right]$$

$$P_{iw}^2 = (14.7)^2 + \frac{1.735 \times 10^6 \times 0.0186 \times 620}{0.703 \times 25 \times 45}$$

$$\left[ 1.7 \frac{(225)^2}{0.33 \times 0.5 \times 85.4} - 1.238 \right]$$

$$P_{iw} = 449.5 \text{ psi}$$

A esta presión se le aumentará la presión de sumergencia.

(11) Cálculo del petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado :

$$N_1 = 43560 \left[ (S_o \phi_R / 5.61 \times 10^4) - (WF/301) \right] \text{ (bbls./acre-pie)}$$

$$N_1 = 43560 \left[ (36.8 \times 21 / 5.61 \times 10^4) - \frac{(1.9)}{301} \right]$$

El término 301 son #/bbl.

$$N_1 = 324.2 \text{ (bbls./acre-pie)}$$

(12) Cálculo del petróleo desplazado por acre-pie reservorio no quemado :

$$N_2 = 43,560 \times 0.4 \times S_o \phi_R / 5.61 \times 10^4 \text{ bbl/acre-pie}$$

El factor 0.4 es un promedio de eficiencia de recuperación en este sector de reservorio no quemado:

$$N_2 = \frac{43560 \times 0.4 \times 36.8 \times 21}{5.61 \times 10^4}$$

$$N_2 = 240 \text{ bbls./acre-pie}$$

(13) Recuperación total del petróleo

$$N_3 = \frac{E_v N_1}{100} + (100 - E_v) \frac{N_2}{100}$$

$$\text{Siendo } E_v = E_A \times E_1$$

$$\text{Se considera } E_A = 0.55$$

$$E_1 = 0.55$$

$$\text{Luego } E_v = 30\%$$

$$N_3 = \frac{30 \times 324.2}{100} + (100 - 30) \frac{240}{100}$$

$$N_3 = 265.26 \text{ bbls/acre-pie}$$

(14) Eficiencia de recuperación total:

$$E_R = \frac{N_3 \times 5.61 \times 10^6}{43560 \text{ So. } \phi_R}$$

$$E_R = \frac{265.26 \times 5.61 \times 10^6}{43560 \times 36.8 \times 21}$$

$$E_R = 44.15 \%$$

(15) Petróleo recuperado por MMSCF de aire inyectado:

$$\frac{265.26}{12.52} = 21.15 \frac{\text{bbl.}}{\text{MMSCF aire}}$$

(16) Máximo régimen de producción de petróleo del patrón:

$$21.15 \times 1.735 = 36.62 \text{ bbl/dia}$$

Aumento de la producción en:

$$36.62 \text{ bbls/dia}$$

B. PETROLEO "IN-SITU" Y PETROLEO RECUPERABLE

Como se mencionó anteriormente. el requerimiento de aire y el petróleo In-Situ, fueron los parámetros críticos que afectaron la economía de la recuperación térmica. La ecuación del balance material hace un estimado promedio In-Situ de la saturación de petróleo en el campo de aproximadamente 600 STB  
acre-pie

En éste estimado se ha usado una saturación de agua con nata de 30%. La saturación de agua con nata debería ser menor que el 30% conforme se ha indicado por pruebas capilares recientes por consiguiente el petróleo "In-Situ" por balance de material, debería ser más alto. La pérdida de petróleo, como vapor cuando el campo estuvo bajo impulsión por gas, no se ha tomado en cuenta para hacer el balance de material. También el Factor de Volumen de Formación es un estimado. Debido, a la inseguridad de los valores estimados, el máximo petróleo "In-Situ" se toma como 600 STB  
acre-pie

Recientes cores tomados en los campos de ésta Compañía "X" dieron un promedio de saturación de aceite de 400 STB  
acre-pie

La saturación de aceite en los cores representa un valor mínimo ya que el core es invadido por los fluídos de perforación y algo de petróleo es impulsado de éste.

Debido a que esto no se tomó en cuenta, para la prueba de FIVE SPOT invertido, no todo el petróleo impulsado hacia adelante, por la zona de combustión, fué producida.

La mayor parte del petróleo impulsado hacia adelante debería recuperarse en un proyecto a escala comercial. El petróleo desplazable puede estimarse por diferencia, entre el petróleo consumido por la ola de calor y el petróleo "In-Situ" total.

Los cálculos mostraron que 17 Bbls. de petróleo se quemaron y 5 Bbls. se craquearon a gases hidrocarburos por cada MMSCF de aire inyectado que fué utilizado.

Multiplicando una eficiencia de Combustión de 80% veces los 15.7 MMSCF de aire total requeridos dieron una utilización neta de aire de 12.5 MMSCF/acre-pie, multiplicando los  $125 \frac{\text{MMSCF}}{\text{acre-pie}}$  veces los 22 STB/MMSCF de aire requerido dió un valor de  $\frac{275 \text{ STB}}{\text{acre-pie}}$  de petróleo consumidos por el frente de combustión. Como un ejemplo, si hay 550 STB/acre-pie "In-Situ" el petróleo desplazable será 275 STB/acre-pie.

Si se asume que se producirá la mayor parte del petróleo desplazable, puede calcularse un GOR de producción promedio, dividiendo los  $15.7 \frac{\text{MMSCF}}{\text{acre-pie}}$  por los  $275 \frac{\text{STB}}{\text{acre-pie}}$  Esto dá un GOR de 57 MSCF/Bbl.

CAPITULO III

A. -

EJECUCION DE LA PRUEBA PILOTO

Primeramente en éste reservorio se inyectó paulatinamente aire, esto se hizo con la finalidad de lograr estabilizar la saturación de aire en el reservorio. Esta etapa demoró alrededor de 6 semanas, fué así como después de éste tiempo se empezó la combustión , el 22 de Noviembre de 1960.

La ignición se hizo con un quemador de gas que fué previamente sentado en el zapato del casing. ( Fig. 2-A). Después de 25 días de combustión con un promedio de mezcla de aire-gas de 20 BTU de poder calorífico, en el pozo, el análisis de gas producido indicó que la combustión en el reservorio se había realizado eficientemente y se discontinuó la inyección de gas natural. Se debe tener en cuenta que el gas natural se inyecta juntamente con el aire con el fin de lograr que se realice la Combustión".

El calor total impuesto durante el período de combustión fué de  $246.6 \times 10^6$  BTU.

La fig. (3) es la historia total de inyección y producción de gas. La producción incluye los pozos pilotos y los pozos periféricos de los alrededores.

La presión de inyección fué originalmente de 730 psi, luego fué disminuyendo gradualmente hasta 550 psi y permaneció así hasta aproximadamente 9 meses, en que se instaló un segundo compresor. En este tiempo la presión subió hasta 670 psi y fué disminuyendo hasta los 620 psi en Agosto de 1962.

Este gradual mejoramiento en inyectividad fué causado por el movimiento del frente de combustión y la alta permeabilidad inherente al aire que existe en la arena seca detrás del frente.

El régimen de inyección fué de 750 MSCF/D, después de los primeros 3 meses de operación se instaló el segundo compresor doblándose así el régimen de inyección a 1.4 MMSCF/D, en Abril de 1962. Sólo un compresor estuvo en servicio durante Enero y Febrero de 1963 cuando se instalaron cilindros de una sola etapa, en consecuencia los regímenes de inyección estuvieron bajos. En Marzo de 1963, con ambos compresores en servicio, el régimen de inyección se incrementó a 1900 MSCF/D, con una presión de inyección de 720 psi.

La Fig. 3., muestra que los cambios en los regímenes de inyección fueron reflejados por cambios correspondientes en los regímenes de producción hasta que los pozos pilotos BP-5 y BW-5 fueron taponeados a fines de 1963. Durante los primeros 6 meses de 1964, la medida del volumen de producción del gas era algo baja por que un solo pozo productor piloto permaneció y la mayoría de los gases de combustión

estuvieron moviéndose hacia los alrededores de los pozos periféricos.

A mediados de 1964, la saturación de gas estuvo bien establecida por todas partes en los alrededores del área, y el volumen medido de producción de gas fué nuevamente alto.

Hacia fines de 1963 la producción promedio de los volúmenes de gas fué de aproximadamente 87% del volumen de gas inyectado. El 69% del gas producido fué de 4 pozos del área piloto y el 18% de los pozos de los alrededores del patrón. Hubo un 2.5% debido al relleno de gas, un 4% a la contracción por combustión, de tal forma que un 6.5% del aire inyectado no fué tomado en cuenta.

La figura(4) es un historial de producción de la prueba piloto. Las figuras 5, 6, 7, 8, 9 y 10 son producciones de los pozos de la prueba piloto individualmente y los cores de los pozos completados.

La fig. 4 muestra que el oxígeno producido fué estable en 4% y el dióxido de carbono en 13% del gas producido. Las variaciones en el análisis de gas en los pozos individuales son tan pequeños que tuvieron que considerarse insignificantes.

La producción total diaria del área-piloto comenzó a incrementar considerablemente durante Febrero y Marzo de 1962. Este



incremento fué el resultado de un banco térmico de petróleo que alcanzó el BP-4. Las figuras 7 y 8 muestran que los 2 pozos inyectoros de agua previamente, BW-5 y CW-5, comenzaron a producir petróleo en los meses de Julio y Agosto de 1961, pero la producción continuada para ambos pozos comenzó durante Junio de 1962.

La producción acumulativa de petróleo, de ésta prueba piloto fué de 12,429 barriles.

La figura 4 muestra que el régimen de producción de agua del área-piloto decrece gradualmente desde el comienzo de las operaciones hasta Octubre de 1961. Desde entonces hasta Abril de 1962, el régimen de producción de agua fué claramente uniforme. El régimen se incrementó después de la instalación del segundo compresor y tuvo fluctuaciones después que el pozo BP-4 fué cerrado.

El régimen de producción de agua del BP-4 decrece hasta Febrero de 1962, en donde se incrementa con el arribo del banco de petróleo.

La producción de agua del pozo BP-5 disminuyó hasta Mayo de 1962, cuando 4 o 5 veces se incrementó la producción anterior de agua.

El volumen de ésta masa de agua se piensa que es de una fuente fuera del reservorio por que la salinidad del agua era 2 ó 3

veces la salinidad de los otros 3 pozos. De las figuras 7 y 8 se podrá ver que el régimen de producción de agua ha decrecido continuamente de los 2 primeros pozos de inyección de agua el CW-5 y BW-5.

La producción acumulativa de agua de 174,010 barriles podría no haber estado contenida en el área-piloto. Aunque los pozos inyectoros de agua desalineados fueron cerrados, la inundación de agua en el área circundante contribuyó a la producción de agua del piloto.

Es significativo el hecho de que la alta producción de agua ocurrió al comienzo de la vida de la prueba, cuando poco petróleo fué producido.

Esto indicó que la entrada de agua no resultó en la producción de cantidades significativas de petróleo desde fuera del área-piloto. El influjo de agua ha decrecido a medida que la ola de calor se fué aproximando a los pozos productores, debido a las variaciones de presión.

B. - COMPORTAMIENTO DE CADA POZO

Pozo BP-4 Fué el primer pozo en ser afectado por el banco de petróleo (Fig. 5).

Aunque la producción de gas se incrementó aproximadamente 6 veces durante el período de 15 de Marzo al 7 de Setiembre de 1962, el GOR de producción permaneció en aproximadamente 50 MSCF/Bbl. durante este período de producción del banco de petróleo. La producción de agua se incrementó durante el período del banco de aceite pero el WOR (relación agua-petróleo) permaneció en aproximadamente 4.5. El pozo tuvo una temperatura fluente de superficie de 180° F, cuando fué abandonado el 7 de Setiembre de 1962.

Fué cerrado debido a que la corrosión se estaba haciendo muy seria y se temía que fuera a ocurrir una falla mecánica y esto acarrearía que el piloto se obstruyera por debajo.

Pozo BP-5 La producción de gas comenzó a incrementar en el BP-5 en Setiembre de 1963, justo antes de que el banco de aceite se abriera camino (Fig. 6). Una caída momentánea en la producción de gas durante Diciembre de 1962 fué el resultado de haber abierto los pozos BW-4 y CW-4 por un período de dos meses.

La producción de gas se incrementó aproximadamente tres veces de, Noviembre de 1962 a Noviembre de 1963, mientras que el GOR de producción permaneció aproximadamente 50 MSCF/Bbl.

Durante Noviembre de 1963 el régimen de gas, el GOR, y la temperatura superficial de flujo, fueron incrementándose indicando de éste modo que el pozo estaba cerca de la etapa de abandonamiento. El WOR fué aproximadamente de 5:1, durante el período del banco de petróleo.

Pozo BW-5 La producción de gas se incrementó con la instalación del 2do. compresor en Mayo de 1962 y permaneció en 250 MSCF/D hasta que arribó el segundo banco de petróleo durante Marzo de 1963. (Fig. 7)

El GOR durante la fase del banco de petróleo fué de 65 MSCF/Bbl. El WOR fué en promedio de 3:1 durante la fase productiva del banco de petróleo. El pozo fué cerrado el 7 de Noviembre de 1963. Durante los últimos 10 días de operación de éste pozo el régimen de producción de gas se incrementó de 450 a 959 MSCF/D y el GOR incrementó de 65 a 135 MSCF/Bbl.

Pozo CW-5 El GOR y el WOR para éste pozo fué en promedio de aproximadamente 50 MSCF/Bbl. y 3 : 1 respectivamente, durante la fase de producción del banco de petróleo (Fig. 8). El pozo estaba produciendo un promedio de 2.5 Bbls./dia de petróleo con 152 MSCF/D de aire cuando se cerraron los pozos pilotos productores el 28 de Abril de 1965.

La temperatura superficial de flujo no mostraba indicación de que la ola de calor se abriera paso en aquel tiempo. El CW-5 se

convirtió en un pozo productor con bajo volumen de gas.

Pozo T-2 Fué completado como productor durante Setiembre de 1964, inicialmente hizo 155 MSCF de gas, 7 barriles de petróleo y 14 barriles de agua por dia con 60 psi de presión en el tubing. El 27 de Octubre de 1964 el pozo estuvo produciendo 214 MSCF/D con una temperatura superficial de flujo de 91°F. En el pozo se mantuvo una presión de fondo de 200 psi y la temperatura de flujo bajó a 72 °F. El 31 de Marzo de 1965 el pozo estaba produciendo 221 MSCF/D, con 295 psi de presión en el tubing y una temperatura de flujo de 105 °F. El pozo se cerró el 7 de Abril de 1965. La figura 9 es la historia de producción del pozo T-2.

Pozo T-4 Fué completado como productor el 22 de Noviembre de 1964 Tuvo un potencial inicial de 304 MSCF de gas, 2 barriles de petróleo y 3 barriles de agua por día con una presión del tubing de 465 psi.

En la figura 10 se muestra la historia de producción del pozo T-4. El promedio del oxígeno contenido en el gas producido era del orden de 12%. La presión alta en el tubing y el contenido de oxígeno indicaba que allí había comunicación directa entre éste pozo y la zona no quemada. El PH del agua producida de éste pozo descendió a 5. Basado en la performance pasada de pozos pilotos, esto indicaba que la ola de calor estaba cerca.

## CAPITULO IV

### A. - PROGRAMA DE CORES, SU EJECUCION Y RESULTADOS

Siendo el requerimiento de aire el parámetro más importante que afecta los procesos económicos, se decidió que fueran tomados suficientes cores con el fin de determinar razonablemente el volumen no quemado en ésta prueba piloto. Se tomaron diez cores para ayudar a definir éste volumen no quemado.

Este reservorio es de solamente 600 pies de profundidad pero el Coreo fué difícil y costoso debido a la existencia de una gradiente de presión de aproximadamente 1 psi/pie.

Se cementaron en todos los pozos de Coreo, trescientos pies de casing superficial.

Se hizo necesario lodo con un peso de 23 lbs./galón. Uno de los pozos sopló y tuvieron que prepararse nuevos lodos para otros pozos en los cuales el gel. del lodo aumentó y las viscosidades se hicieron suficientemente altas.

Resultados Los gráficos de los cores de éstos huecos y del pozo de inyección se muestran en las figuras 13 hasta la 23. Sus localizaciones se muestran en la fig. 11. El cuadro 2 es un programa de cores y el sumario de los pozos para ésta prueba piloto.

Tres muestreos en los pozos T-2, T-4 y T-7 no penetraron la arena quemada. El T-2 y el T-4 fueron completados como productores.

Los cores de los pozos T-3, T-5, T-5A, T-6 y T-6A encontraron secciones de arena quemada parcialmente y T-3A así como el T-5B fueron considerados completamente no quemados.

Estos pozos fueron taponeados, así como completados coreando cada uno.

La figura 11 es un mapa de curvas de igual potencia del volumen de reservorio no quemado en ésta prueba piloto. El borde principal del frente de combustión (el contorno de la línea cero), fué determinado como sigue :

El pozo T-2. - No fué quemado, pero se calentó después de estar produciendo. Este pozo limita la dirección SE.

El pozo T-3 y T-3A. - Sirve como control en la dirección NE. El régimen de cambio de la sección no quemada entre éstos pozos fué extropolado a cero.

El pozo T-4. - No fué quemado pero el rendimiento de producción subsecuente indica que la ola de calor esta cerca.

Este pozo limita en la dirección NW.

El pozo T-6 y T-6-A. - Sirve como control en la dirección Oeste (W). El régimen de cambio de la sección quemada entre éstos pozos fué extropolado a cero.

El pozo T-7. - No fué quemado pero una medición de temperatura indicó que la ola de calor estaba cerca. Este pozo limita en la dirección W-SW.

El pozo T-5 y T-5A. - Sirve como control en dirección SW. El régimen de cambio de la sección quemada entre éstos pozos fué extropolado a cero.

El pozo CW-5. - No estaba quemado en la dirección Sur, sin embargo el banco de petróleo estaba en etapa de producción por 2 años y la ola de calor se creyó que estaba cerca.

El control en las direcciones Este y Norte se basó en una comparación de los volúmenes de aire inyectado desde que se taponeó el BP-4, BP-5 y BW-5. El aire inyectado desde que fueron taponeados el BP-5 y BW-5 es igual a la mitad del aire inyectado, cuando fué taponeado el BP-4. La distancia del frente de combustión detrás del BP-5 y BW-5 fué tomado como la mitad de la existente detrás del BP-4.

Los pozos T-3, T-6-A y T-5A fueron puntos de control para la línea de contornos de 10 pies y los pozos T-6, T-5 y T-3A son puntos de control para la línea de contorno de 30 pies.



Los pozos T-3A, T-6 y T-5B sirven como controles para la línea de contorno de 35 pies.

El espesor quemado en los pozos T-7, T-6 y T-1 y la potencia de la arena del reservorio de todos los pozos, sirvió como una guía para la línea de contorno de 40 pies.

El planímetro indicó que el volumen de arena quemada de acuerdo al mapa de curvas de igual potencia, fué de 125.6 acre-pie.

Este programa de cores a mostrado que el frente de combustión no fué vertical y que tendió a tomar la forma de una lengua en el trayecto de menor resistencia.

La fig. 12, muestra una sección SO-Ne que cruza las arenas petrolíferas en el área piloto.

Los cores de los pozos T-3A y T-5B, probaron que eventualmente se alcanzó un barrido vertical casi completo, de la ola de calor.

## CAPITULO V

### BALANCE ECONOMICO DEL PROYECTO

A. - Se hicieron 2 análisis económicos, debido a que no se conocía el petróleo In-Situ, exactamente, se tomó dos valores para éste análisis o balance económico 500 y 600 Bbls.  
acre-pie

La tabla V muestra las condiciones térmicas de operación usados en este análisis. Se estimó una eficiencia de barrido de (FIG. 2-B Y 2-C ) la combustión de 70%. En ambos casos se asumió una "eficiencia de recuperación", de 90%. Esta eficiencia de recuperación representa la eficiencia con la cual puede producirse el banco de petróleo.

Para completar un proyecto térmico en 20 años con un requerimiento de aire de 15.8 MMSCF/acre-pie, se necesitaría un compresor que use 11,650 MMSCF de gas por día.

La tabla VI resume las predicciones económicas. El capital invertido, consiste primeramente en la instalación del compresor el cual cuesta US\$ 140 por HP. Se estimó que nuevos pozos inyectoras que se hicieron, costarían US\$ 3,000 cada uno. Se asumió que los pozos existentes en el campo eran satisfactorios para pozos productores y requería poco o casi nada de trabajos de reparación. El mantenimiento del compresor se estimó en US\$ 5 por HP, por año y el combustible en US\$ 0.25 por MSCF.

Los costos totales de extracción, se basaron en costos de operación de ésta compañía anteriormente, cuando se hizo inyección de agua y fueron estimados en US\$ 2,500 por día.

Los costos de extracción deberían ser comparables puesto que el flujo de los pozos en ambos casos y los requerimientos de personal, deberían ser los mismos.

Se asumió así mismo, que el campo total estaba sujeto a 1/8 de regalía. El precio del petróleo fué tomado en US\$. 2.94 por barril.

Los resultados de este análisis muestran que los 500 barriles/acre-pie "In-Situ", causan pérdida de dinero y que con los 600 barriles/acre-pie, no logra alcanzar la mínima inversión que la Compañía podría efectuar.

En el último caso dá solo 6.9% de retorno de la inversión con utilidades netas de 14'680,169 dólares.

C U A D R O N ° 2

PRUEBA TERMICA PILOTO DE UNA COMPAÑIA "X"

NUCLEOS DE LOS POZOS Y ESTADO ACTUAL DE LOS MISMOS

Wells	Profundidad Total Pies	Topo de la arena petrolff.	Fondo de la arena petrolff.	Intervalo total de la arena	Arena neta	Espesor de arena que- mada	Fecha en que se coreó	Estado Actual
-1	636	593	635	42	40	40	7-60	Pozo de inyección
	632	587	630	43	40	ninguno	9-64	Se completó como productor fué cerrado en Oebre. de 1964 debido a su alta temperatura de flujo en la superficie.
	625	587	623	36	31	15	10-64	Se taponeó en Octubre de 1964.
	634	592	632	40	36	33	11-64	Se taponeó en Octubre de 1964.
	635	586	633	47	45	ninguno	11-64	Se completó como productor, con una produc. final de gas de 264 MSCF y una contrapresión de 335 psi. Los análisis de gas y agua que la onda de calor está cerca.
	629	583	633	50	46	28	12-64	Se taponeó en Marzo de 1965.
-5A	635	581	633	52	48	10	3-65	Se taponeó en Marzo de 1965.
	635	583	633	50	50	41	4-65	Se taponeó en Abril de 1965.
	624	582	633	51	47	35	10-65	Se taponeó en Enero de 1965.
-6A	635	584	633	49	43	12	1-65	Se taponeó en Enero de 1965.
-7	633	582	632	50	46	ninguno	4-65	Se taponeó en Abril de 1965. La inspección de la temperatura mostró 93° F en 1 hora y 15 min. y 108°F en 3 horas 15 min. indicando que la combustión estaba cerca.
	643	579	628	44		Pozo en producc.		Se taponeó en Setbre. de 1962, tenía temperatura de flujo superficial y flujos corrosivos.
-5	646	577	631	45		Pozo en producc.		Se taponeó en Dobre. de 1963, tenía alta temperatura de flujo superficial y flujos corrosivos.
-5	647	582	632	42		Pozo en producc.		Se taponeó en Noybre. de 1963 alta temperatura superficial de flujo , flujos corrosivos.
-5	648	585	633	48		Pozo en		Resumen final de producción 152 MSCF/D. 25 BOPD y 9 BWPD.

El pozo no fué perforado a través de la arena, el fondo y espesor se ha estimado de pozos vecinos.

Las profundidades é intervalos están sacadas de registros eléctricos. Pozos no coreados.

C U A D R O N° 3

RESUMEN DE LA PRODUCCION DEL AREA PILOTO

Fecha	Evento	Pozo _____ Piloto _____						
		Inyección Acumulative de Aire MMSCF	Produc. Acumulative de Gas MMSCF	Bbbs. Acumulative Petról.	Bbbs. Acumulative Agua	Produc. Acumulative de Gas MMSCF	Bbbs. Acumulative Petról.	Bbbs. Acumulative de Agua
22-11-60	Comenzó el proyecto	Pozo T-1 encendido						
16- 3-62	El bco. de petróleo llegó al PB-4	344.7	52.5	699	13,675	264.5	1,059	87,287
8- 4-62	Segundo compresor	El regimen de inyección incrementó desde 665 MSCF/D a 1370 MSCF/D. La pres. subió de 565 psi. a 665 psi.						
7- 9-62	BP- 4 taponeando	566.1	135.5	2522	21,463	445.9	3,267	116,861
2-11-62	El bco. de petróleo llegó al BP-5	643.4	57.7	654	20,214	487.2	3,540	121,995
15- 3-63	Compresores de cilindros más grandes.	El regimen de inyección incrementó de 1370 MSCF/D a 2150 MSCF/D. La pres. subió de 665 psi. a 715 psi.						
1- 4-63	El bco. de petróleo llega al BW-5	825.4	197.8	416	45,207	589.1	4,700	141,505
1- 5-63	El bco. de petróleo llega al CW-5	888.0	167.0	407	41,736	628.4	5,313	144,519
7-11-63	Se taponeó el BW-5	1249.0	300.2	1829	49,604	865.6	9,286	162,858
30-12-63	Se taponeó el BP-5	1342.3	275.4	4546	49,737	914.4	9,878	166,207
1- 9-64	Comenzó el programa de Cores	1757.6				958.4	10,828	169,395
26- 9-64	Se completó el T-2 como productor.	El potencial Inicial 155 MSCF gas/dia, 7 bbbs. de petróleo /dia, 7 bbbs. petróleo/dia, 14 bbbs. agua/dia presión tubing = 64 psi.						
22-11-64	Se completó el T-2 como productor.	Potencial Inicial 304 MSCFgas/dia, 2 bbbs. petróleo/dia, 3 bbbs. agua/dia, presión de tubing = 465 psi.						
7- 4-65	Se cerró el T-2	2117.4	27.7	637	1,653	1047.7	12,319	173,666
14- 4-65	Se completó el programa de Cores	2119.8	-			1049.5	12,372	173,786
3- 5-65	Cierre de la prueba piloto	2162.3				1055.5	12,429	174,010

ANALISIS DE AGUA COMPAÑIA X

POZO CW-5			POZO BP-4			POZO BP-5			POZO BW-5		
Fecha	pH	Cloruros	Fecha	pH	Cloruros	Fecha	pH	Cloruros	Fecha	pH	Cloruros
1-10-61	7.00	7,757 ppm.	1-10-61	6.77	13,453 ppm.	1-10-61	6.98	15,150 ppm.	1-10-61	7.06	8,642 ppm.
4-13-61	6.64	7,721	4-13-61	6.65	16,635	4-13-61	6.80	15,053	4-13-61	6.54	8,490
5- 7-62	6.90	9,040	9-16-61	6.75	14,537	5- 7-62	6.70	25,010	5- 7-62	6.85	8,950
7-15-62	6.90	9,575	5- 7-62	6.41	15,310	5-16-62	6.32	39,700	7-15-62	6.77	9,930
9-14-62	7.04	8,960	7-15-62	5.29	14,850	5-21-62	6.31	40,700	9-14-62	6.57	9,670
4-18-63	6.90	12,030	8- 8-62	5.22	13,475	7-15-62	6.12	35,100	4-18-63	6.90	10,990
5-15-63	6.91	12,590	8-15-62	5.25	13,290	9-14-62	6.03	32,100	5-15-63	6.49	11,160
6-19-63	7.31	13,460	8-22-62	5.01	13,100	4-18-63	5.60	20,180	6-19-63	6.23	11,280
6-28-63	7.23	13,580	8-29-62	5.01	12,870	5- 6-63	5.37	18,420	6-28-63	6.12	11,530
7-24-63	7.05	13,920	9- 4-62	4.92	12,080	6- 5-63	5.19	16,900	7-24-63	6.08	12,050
8-28-63	6.81	14,180	9- 7-62	4.81	12,080	6-19-63	5.40	18,970	8-28-63	5.09	10,990
11-20-63	7.19	13,190				7- 5-63	5.29	19,520	9-13-63	4.87	10,100
12-11-63	6.80	14,480				7-31-63	5.05	18,250	9-18-63	5.00	9,860
1-22-64	5.98	13,660				8- 9-63	4.95	18,790	9-25-63	5.11	9,640
2- 3-64	4.95	11,690				8-21-63	4.93	18,440	10- 4-63	5.26	9,500
3- 6-64	5.90	14,350				9- 4-63	4.81	19,650	10-9-63	5.99	8,570
4- 1-64	5.55	12,750				9-25-63	4.79	19,580	10-23-63	5.09	8,510
5- 6-64	5.61	13,800				10-23-63	4.55	18,000	11-13-63	5.03	8,220
7-30-64	7.15	17,190				10-30-63	4.79	17,850			
10-16-64	7.13	21,220				11- 4-63	4.92	18,170			
11-19-64	6.52	15,790				11-20-63	4.89	15,030			
3-17-64	6.05	15,250				11-29-63	4.98	13,190			
4-15-65	6.71	15,240				12-11-63	4.95	16,590			
						12-30-63	4.92	12,400			

POZO T-2			POZO T-4		
Fecha	pH	Cloruros	Fecha	pH	Cloruros
10- 9-64	6.86	22,000 ppm.	12- 1-64	7.60	18,550 ppm.
10-16-64	7.13	21,220	12-10-64	5.47	13,810
11- 2-64	4.95	17,110	1- 7-65	4.61	10,500
11-19-64	4.95	15,790	1-27-65	5.09	8,520
12- 3-64	4.62	14,710	2-11-65	4.82	11,160
12-15-64	4.60	12,920	3-17-65	4.94	10,820
1-17-65	4.58	13,430	4-15-65	5.61	13,820
1-20-65	4.82	12,410			
2-11-65	4.70	12,210			
3-17-65	4.94	12,240			

CUADRO No. 5

CONDICIONES DE OPERACION EN RECUPERACION

TERMICA

	Petróleo <u>In-Situ</u>	STB acre-pie
	500	600
Volumen del reservorio, acres-pies	128,039	128,039
Eficiencia volumétrica de barrido, estim.	70%	70%
Vol. de reservorio, barrido acres-pies	89,600	89,600
Requerimiento aire, MMSCF/acre-pie barrido	15.8	15.8
Eficiencia de recuperación, por ciento	90	90
Recuperación térmica del área barrido STB/acre-pie	195	284
Recuperación térmica total, STB	17'500,000	25'400,000
Vida del proyecto, años	20	20
Producción diaria, STB	2400	3480
No. de pozos de inyección	95	95
Ai re requerido para barrer el reservo- rio, MMSCF	2	2
Presión de inyección, psi	700	700
Potencia requerida del compresor HP	57,000	57,000
Requerimiento de combustible del compresor MSCF/dia	11,650	11,650

CUADRO No. 6

ANALISIS ECONOMICO PARA UNA INVERSION EN ESCALA

COMERCIAL

CAPITAL INVERTIDO. -

TANGIBLE :	Planta de compresores 57,000 HP	US\$	8'000,000
	Líneas de inyección e instrumentac.	"	150,000
	Total :	US\$	8'150,000
INTANGIBLE :	Nuevos pozos de desarrollo, 95		
	pozos de inyección	"	285,000
	Total :	US\$	8'435,000

COSTOS ANUALES DE OPERACION

Operación y mantenimiento de compresor \$ 5/HP/año	US\$	285,000
Combustible del compresor, 25 <u>centavos</u> MSCF	"	1'065,000
Costos de extracción, 2,500 por día	"	910,000
Total :	US\$	2'260,000

CRITERIO ECONOMICO

	Petroleo In-Situ	STB acre-pie
	500	600
Payout' despues de impuestos, años	54.00	11.5
Inversión por barril producido	0.48	0.33
Utilidades netas totales	3'218,750	14'680,169
Valor presente de las ganancias netas 10%, régimen de descuento	1'512,167	6'591,614
Utilidad al régimen de inversión	- 0.62	6.74
Régimen de retorno a la inversión porcentaje	- 110	6.9



## C A P I T U L O   V I

### CONCLUSIONES

- 1º    La eficiencia de la combustión en éste reservorio ha sido eficiente
- 2º    Las dificultades operacionales en ésta prueba piloto quedaron despreciable.
- 3º    Los resultados del programa de cores para determinar el volumen de reservorio quemado mostraron que :
  - A)    El borde principal del frente de combustión no fué vertical y que tendría a una forma de cuña.
  - B)    Se obtuvo eventualmente un barrido completo del reservorio.
  - C)    Fueron barridos 126 acres-pies del reservorio.
- 4º    El aire requerido en ésta prueba fué calculado para ser 15.7 M MSCF/acre-pie de roca reservorio barrida.
- 5º    Fueron consumidos aproximadamente 275 STB acre-pie

APENDICE " A "

ECUACIONES DE T. W. NELSON Y J. S. MC NIEL

Estas ecuaciones han sido elaboradas en base a múltiples experimentos de laboratorio con aparatos similares al "Quemador de Arena".

Los datos de laboratorio para las soluciones de estas ecuaciones son :

- a) Diámetro interno del tubo combustión, pies ..... D
- b) Longitud del paquete quemado, pies ..... L
- c) Porosidad, % .....  $\phi$
- d) Volumen del gas producido, S.C.F. .... Vg.
- e) Composición del aire inyectado:
  - Nitrogeno, % Vol. .... N<sub>2a</sub>
  - Oxígeno, % Vol ..... O<sub>2a</sub>
- f) Composición del gas producido :
  - Nitrógeno, % Vol. .... N<sub>2g</sub>
  - Oxígeno, % Vol. .... O<sub>2g</sub>
  - Dioxido de Carbono, % Vol. .... CO<sub>g</sub>
  - Monoxido de Carbono, % Vol. .... CO<sub>g</sub>

La ecuación de combustión en este proceso es :

Aire (Nitrógeno + Oxígeno) + Combustible (Carbono + Hidrógeno)  
Nitrógeno + Dióxido de Carbono + Monóxido de Carbono + Agua  
+ Oxígeno que no reacciona.

Se asume que el N<sub>2</sub> es completamente inerte en la reacción por lo tanto:

$$N_2 \text{ Inyectado} = N_2 \text{ Producido.}$$

Las ecuaciones son:

1) Nitrógeno Inyectado, S. C. F.

$$= (V_g \times N_{2g}/100)$$

Oxígeno Inyectado, S. C. F.

$$= (V_g \times N_{2g}/100) (O_{2a}/N_{2a})$$

2) Dióxido de Carbono Producido, S. C. F.

$$= (V_g \times CO_{2g}/100)$$

Monóxido de Carbono Producido, S. C. F.

$$= (V_g \times CO_g/100)$$

Oxígeno que no reacciona, S. C. F.

$$= (V_g \times O_{2g}/100)$$

3) Peso del Carbono en el combustible quemado, lbs.

$$W_c = \left[ (V_g \times N_{2g} \times O_{2a}/100 N_{2a}) - (V_g \times O_{2y}/100) - (V_g \times CO_{2g}/100) - \frac{1}{2} (V_g \times CO_g/100) \right] \left( \frac{18}{379} \right)$$

Peso de Hidrógeno quemado en el combustible, lbs.

$$W_h = 2 \left[ (V_g \times N_{2g} \times O_{2a}/100 N_{2a}) - (V_g O_{2g}/100) - (V_g \times CO_{2g}/100) - \left( \frac{1}{2} \right) (V_g \times CO_g/100) \right] \frac{2}{379}$$

4) El peso total del combustible quemado será:

$$W_c = W_h = W_f \text{ lbs.}$$

5) Volumen del paquete quemado en el laboratorio:

$$= \frac{\pi D^2 L}{4} \text{ Pie}^3.$$

Luego, lbs de combustible consumido por pie<sup>3</sup> de arena quemada sera :

$$W = 4 W_f / \Pi D^2 L$$

- 6) Lbs. de combustible consumido por acre-pie de reservorio quemado.

$$= 43560 W_f$$

Donde :

$$F = (100 - \phi_r) (100 - \phi_p)$$

- 7) Total de aire inyectado, Va. (S.C.F.)

$$= N_2 \text{ inyectado} + O_2 \text{ inyectado}$$

$$= (V_g \times N_{2g} / 100) +$$

$$+ (V_g \times N_{2g} / 100) (O_{2a} / N_{2a})$$

Aire inyectado por lb. de combustible consumido.

$$= V_a / W_f \text{ (S.C.F./lb.)}$$

Aire inyectado/pie<sup>3</sup> de reservorio quemado.

$$A = V_a / W_f \times W_f$$

$$A = 4 V_a F / \Pi D^2 L \quad (\text{S.C.F./pie}^3)$$

Aire inyectado/acre-pie de reservorio quemado.

$$= 43560 A / 10^6 \quad (\text{MM S.C.F./acre-pie})$$

- 8) Aire inyectado por acre-pie del patrón, según las experiencias realizadas para el five-spot invertido la eficiencia volumétrica es del 62.6 %

Luego :

$$= 0.626 \times 43560 \text{ A}/10^6 = 27,269 \text{ A}/10^6$$

(MM S.C.F./ acre-pie)

9) Total de aire requerido para el five-spot del patrón.

$$V_t = 0.626 \text{ A} (2 a^2 h)/10^6 \quad (\text{MM S.C.F.})$$

10) Considerando una velocidad promedio de avance de 0.125 pies/día del frente de combustión.

Se tiene :

$$\text{S.C.F. de aire por día-pie}^2 \text{ de área del frente de combustión} = A \times 1/8 = V_a F/2\pi D^2 L$$

11) Rate de aire (S.C.F./día) =  $i_a$

$$= i_d \text{ Mini. ah} = i_o \text{ Mini. ah} = 4.77 \text{ A}(0.125)ah$$

Donde 4.77 es  $i_d$ , término de flujo sin dimensiones desarrollados de estudios de modelos potenciométricos de laboratorio y que ha sido tabulado con respecto al área de eficiencia de barrido de la siguiente forma :

Area de eficiencia de barrido

3.39	50 %
4.77	55
6.06	57.5
D	62.6

En forma general se puede estimar para el patrón five-spot una eficiencia de barrido de 55% con un correspondiente  $i_d$  de 4.77.

12) Tiempo requerido para alcanzar el máximo rate de aire.

$$T_1 = r_1/v_1 = i_a/2 \text{ II h A } v_1^2 \quad (\text{días})$$

13) Volumen de aire inyectado cuando se ha alcanzado el máximo rate de aire.

$$V_1 = T_1 i_a/2 \times 10^6 \quad (\text{MM S.C.F.})$$

14) Volumen de aire inyectado durante el período del rate constante.

$$V_2 = V_T - 2V_1 \quad (\text{MM S.C.F.})$$

15) Duración del período de rate constante.

$$T_2 = 10^2 V_2/i_a \quad (\text{días})$$

16) Máxima presión requerida para la inyección de aire, asumiendo

$$\mu_a = 0.018 \text{ cp.}$$

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + (i_a \mu_a T_F 10.703 \text{ Kg. h}) \times \left[ \ln(a^2/rw v_1 t_1) - 1.238 \right]$$

17) H. P. de compresión requerida.

$$\text{H. P.} = N^\circ \text{ patrones} \times \text{Ecuas. (II)} \times N^\circ \text{ estaciones} \times \text{eficiencia de compresión.}$$

18) Petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado  $N_1$ .

$$N_1 = 43560 \left[ (S_o \phi_R / 5.61 \times 10^4) - (WF/350) \right] \\ \text{ bbl./acre-pie}$$

Petróleo desplazado/ acre-pie de reservorio quemado.

$$N_2 = 43560 (0.40) S_o \phi_R / 5.61 \times 10^4 \\ \text{ bbl./acre-pie.}$$

Recuperación total de petróleo por acre-pie.

$$N_3 = E_v N_1/100 + (100-E_v) N_2 /100$$

Eficiencia de recuperación total.

$$E_R = \frac{N_3 \times 5.61 \times 10^6}{43560 S_o \phi_R}$$

19) Agua producida por acre-pie de reservorio.

$$= (43560 E_v/100) \times \left[ (4 W_w F/350 \Pi D^2 L) + (S_w \phi_R 15.61 \times 10^4) \right] \text{ bbl./acre-pie}$$

Donde  $S_w = \%$  de saturación de agua original.

20) Petróleo recuperable por MM S.C.F. de aire inyectado.

$$= \left[ E_v N_1 + (100 - E_v) N_2 \right] \frac{10^6}{27269 A} \text{ bbl./MMS.C.F.}$$

21) Máximo rate de producción de petróleo del patrón.

$$= \text{Ecuas. (20) } \times N^\circ \text{ MM S.C.F. de aire}$$

22) Bbls. de agua producida por MM S.C.F. de aire inyectado

$$= 43560 (E_v/100) \left[ \frac{4 W_w F}{\Pi D^2 L (350)} + \frac{S_w \phi_R}{5.61 \times 10^4} \right] \times \frac{10^6}{27269 A}$$

23) Máximo rate de producción de agua.

$$= \text{Ecuas. (22) } \times N^\circ \text{ de MM S.C.F. de aire.}$$

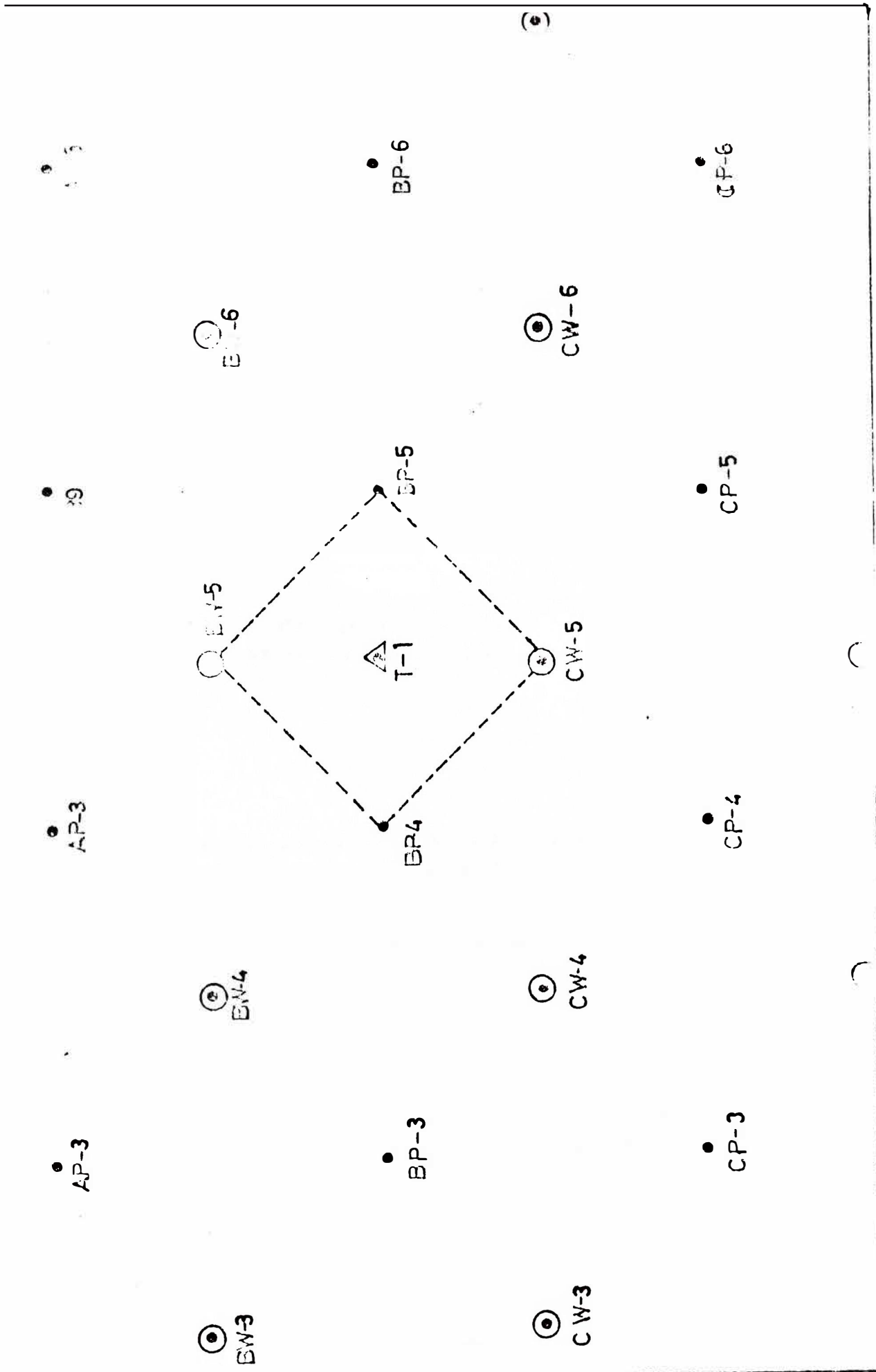
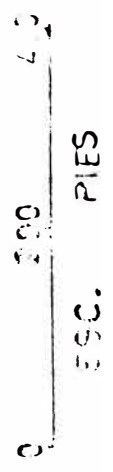
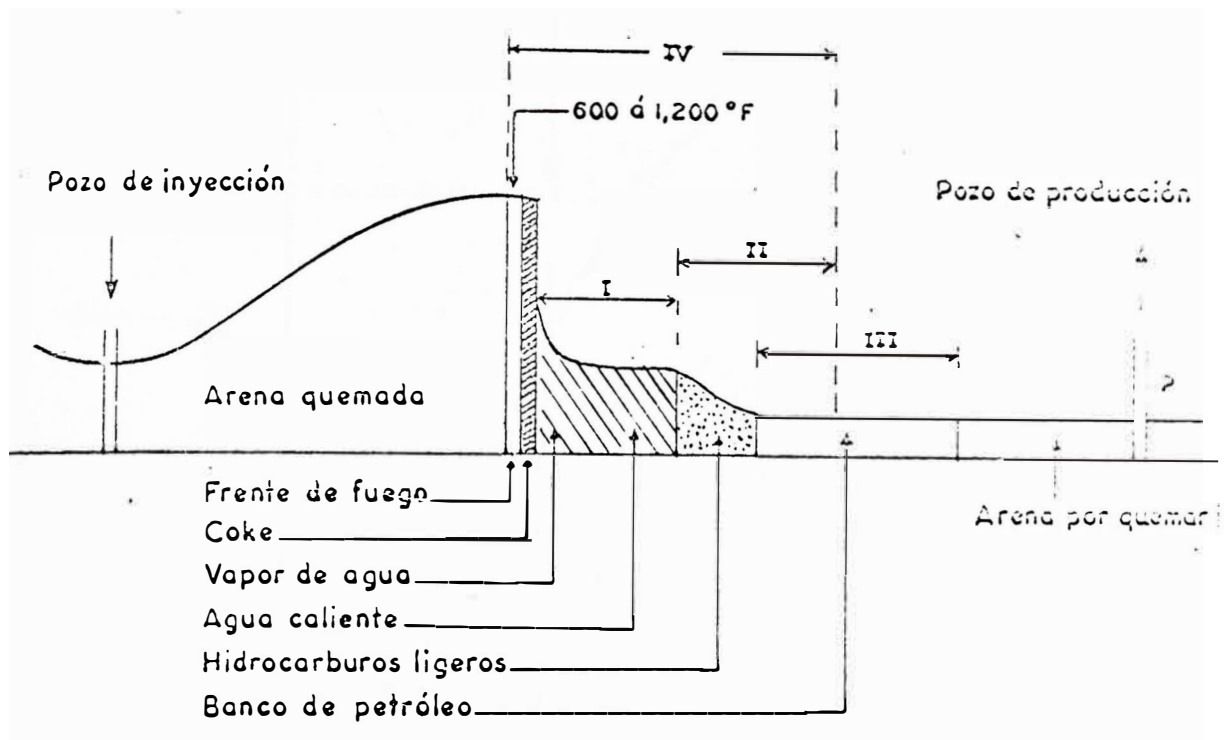


FIG. 1

DISPOSICION DE LOS PUNOS



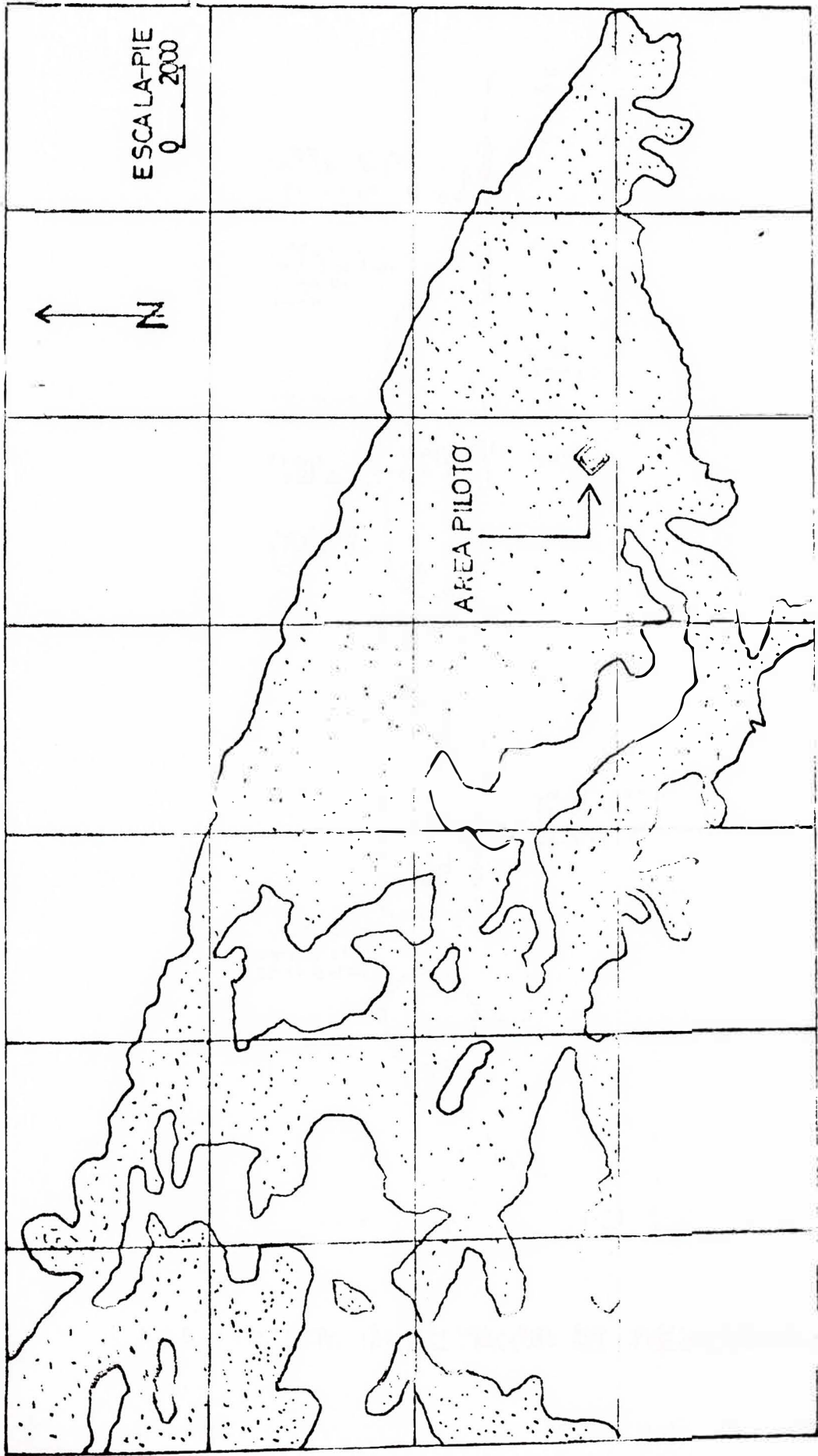




- I - Impulsión por vapor de agua y agua condensada
- II - Impulsión por miscibilidad de fases
- III - Impulsión por gases del crudo aligerado
- IV - Zona de influencia de la impulsión térmica

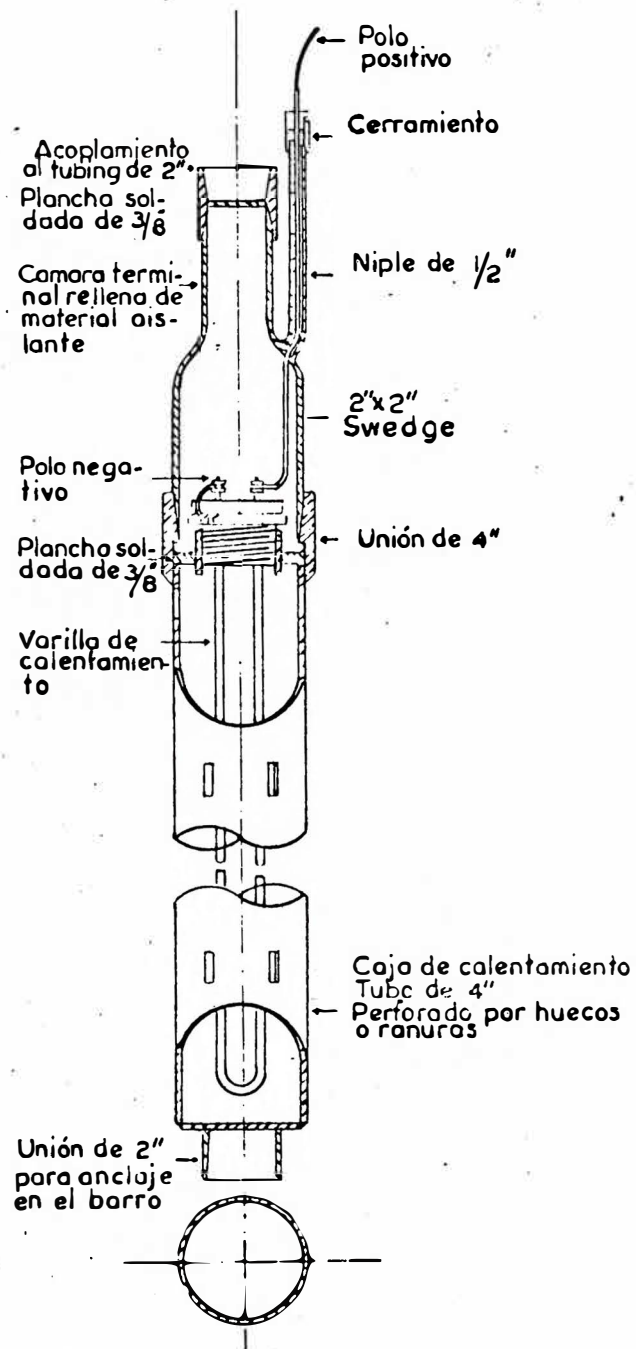
Corte vertical según el eje radial I-P con indicación de los gradientes térmicos y las zonas de impulsión.

FIG. 1-A



F. J. P. LIMITES PRODUCTIVOS DE LA AREA PETROLIFERA DEL CAMPO "A"

FIG. 2-A



CALENTADOR ELECTRICO DE FORMACION

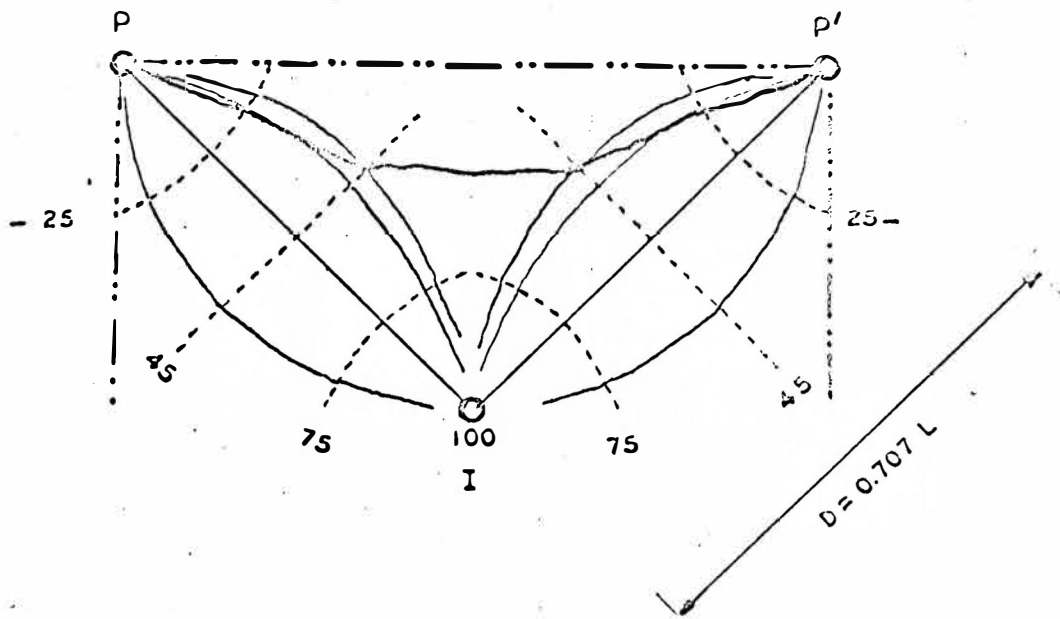


Fig 2-B El barrido horizontal en el patrón de los 5 puntos.  
I es el pozo de ignición.

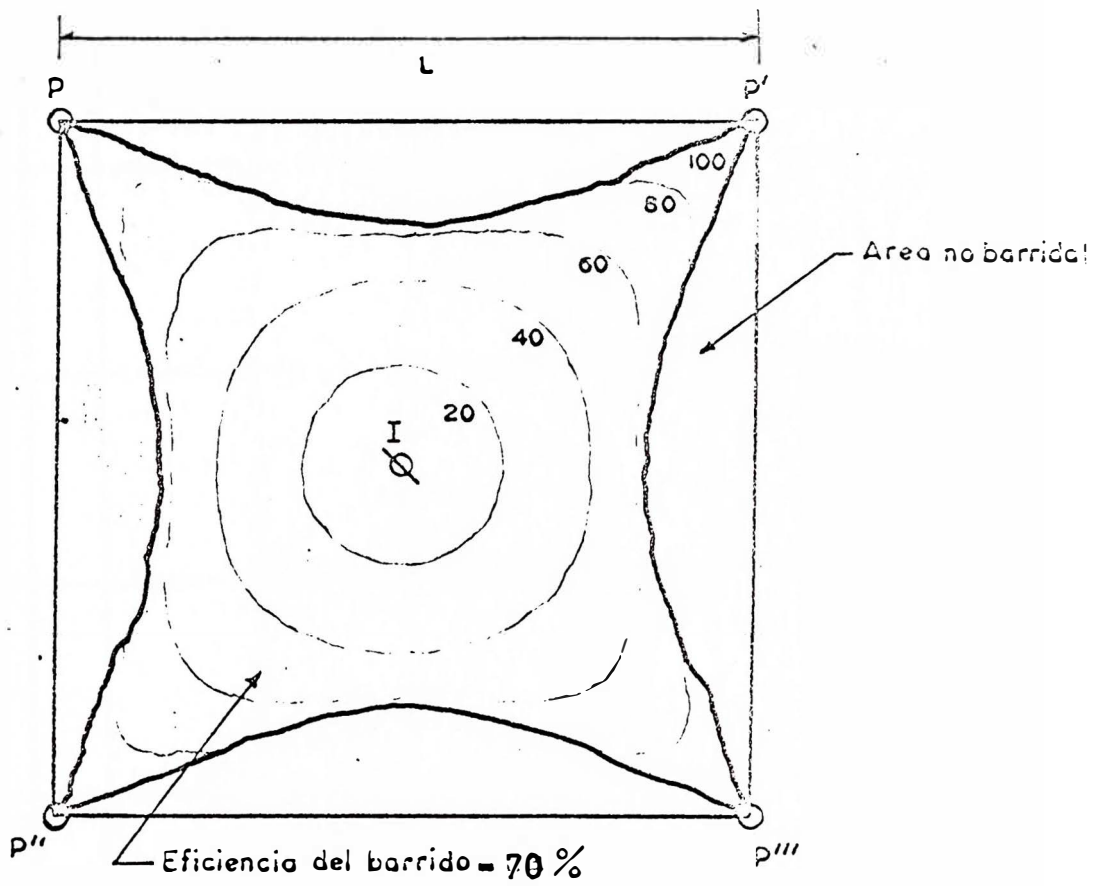


FIG. 2-C

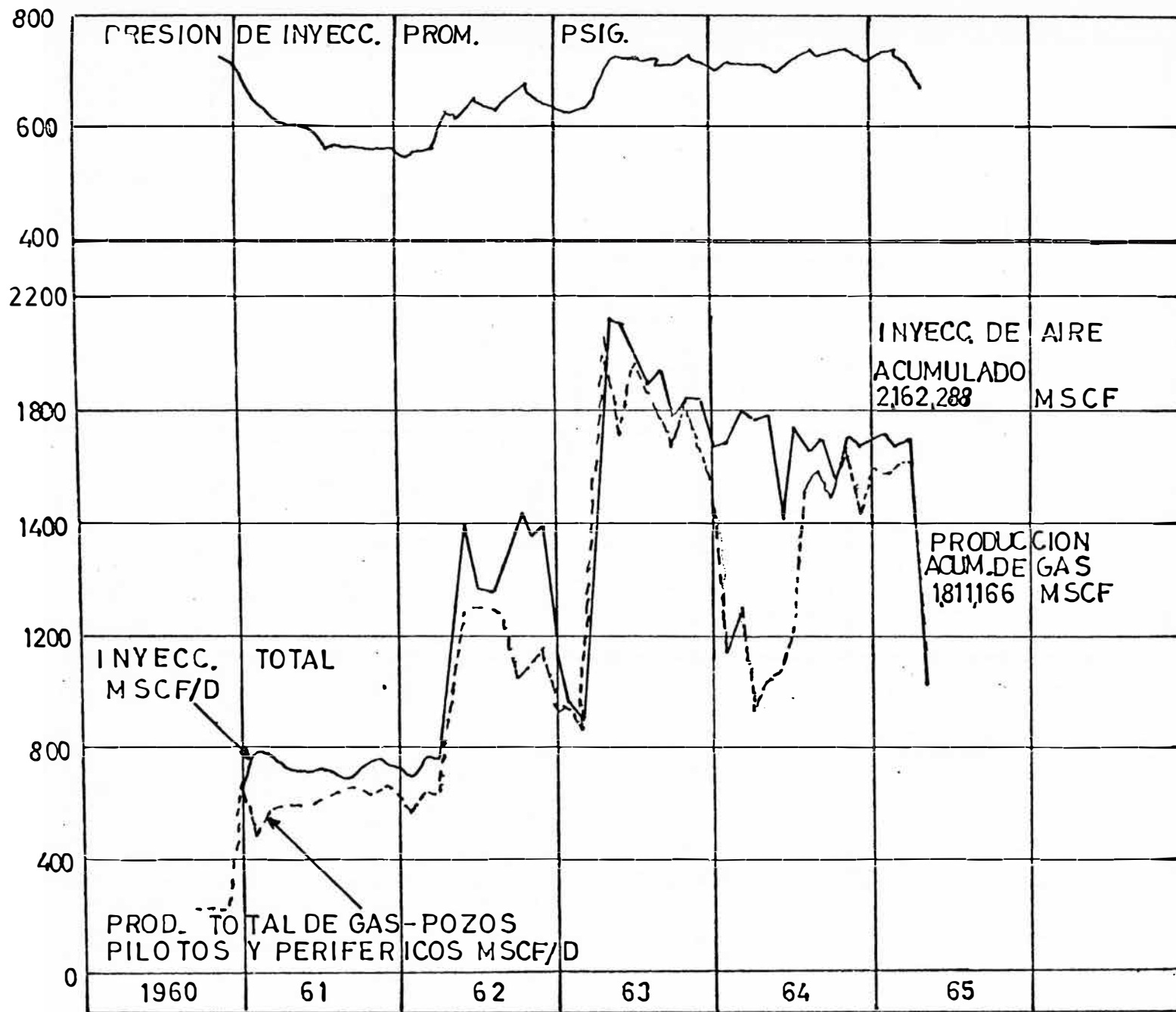


FIG. 3 GAS TOTAL DE INYECCION E HISTORIA DE LA PRODUCCION

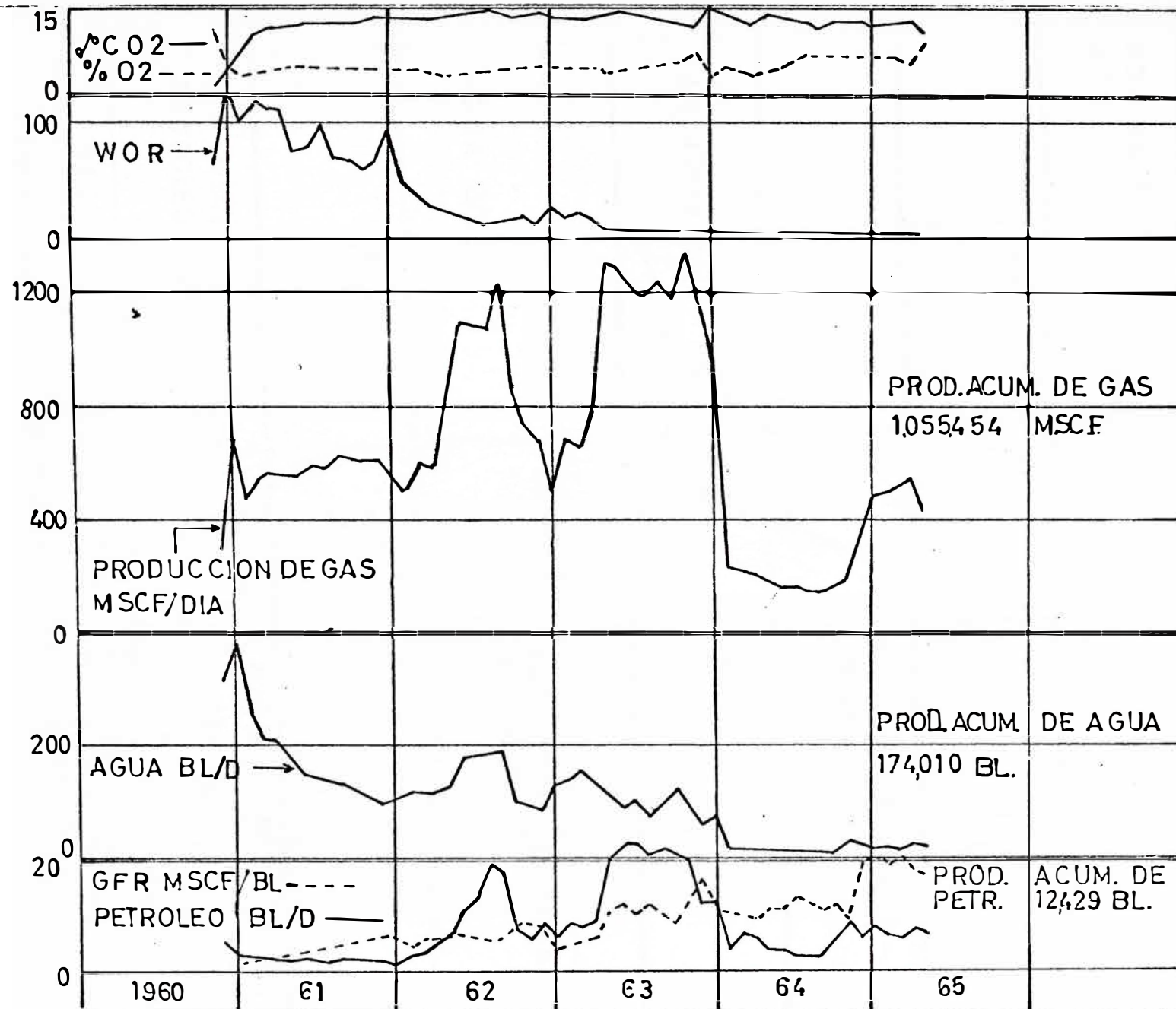


FIG. 4 HISTORIA DE LA PRODUCCION TOTAL DEL AREA PILOTO

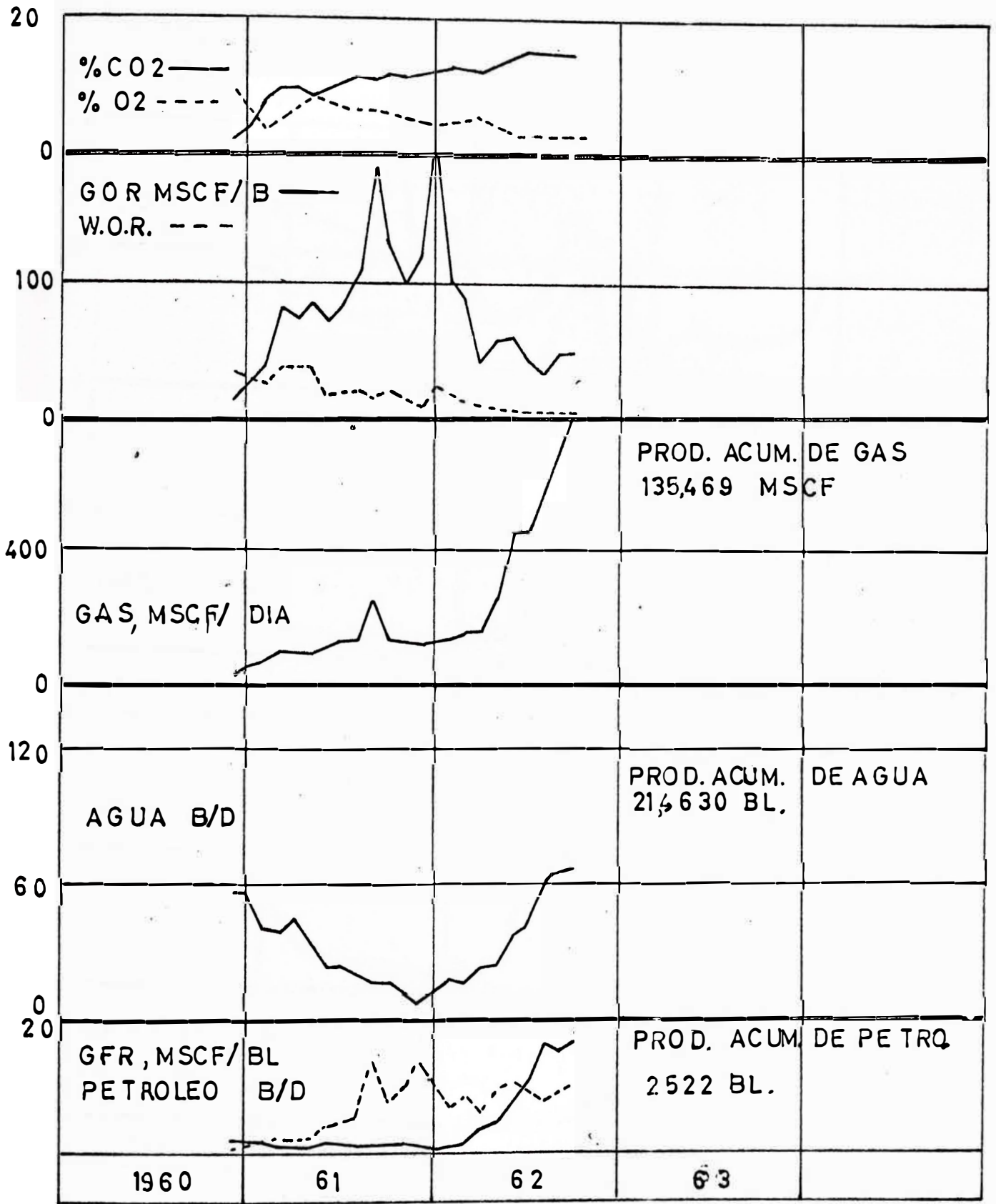


FIG 5 HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO

BP-4

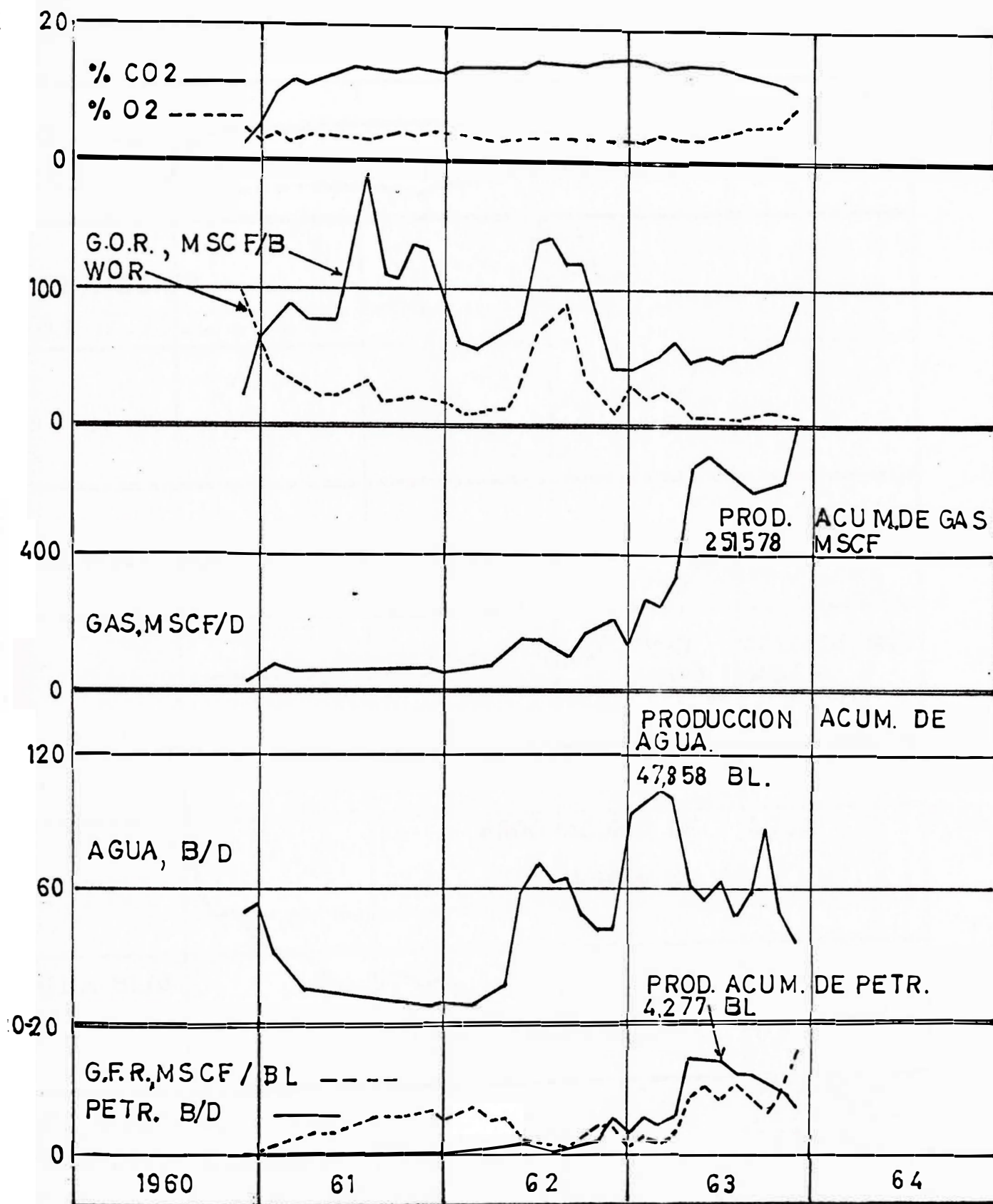


FIG. 6 HISTORIAL DE PRODUCCION DEL POZO BP-5



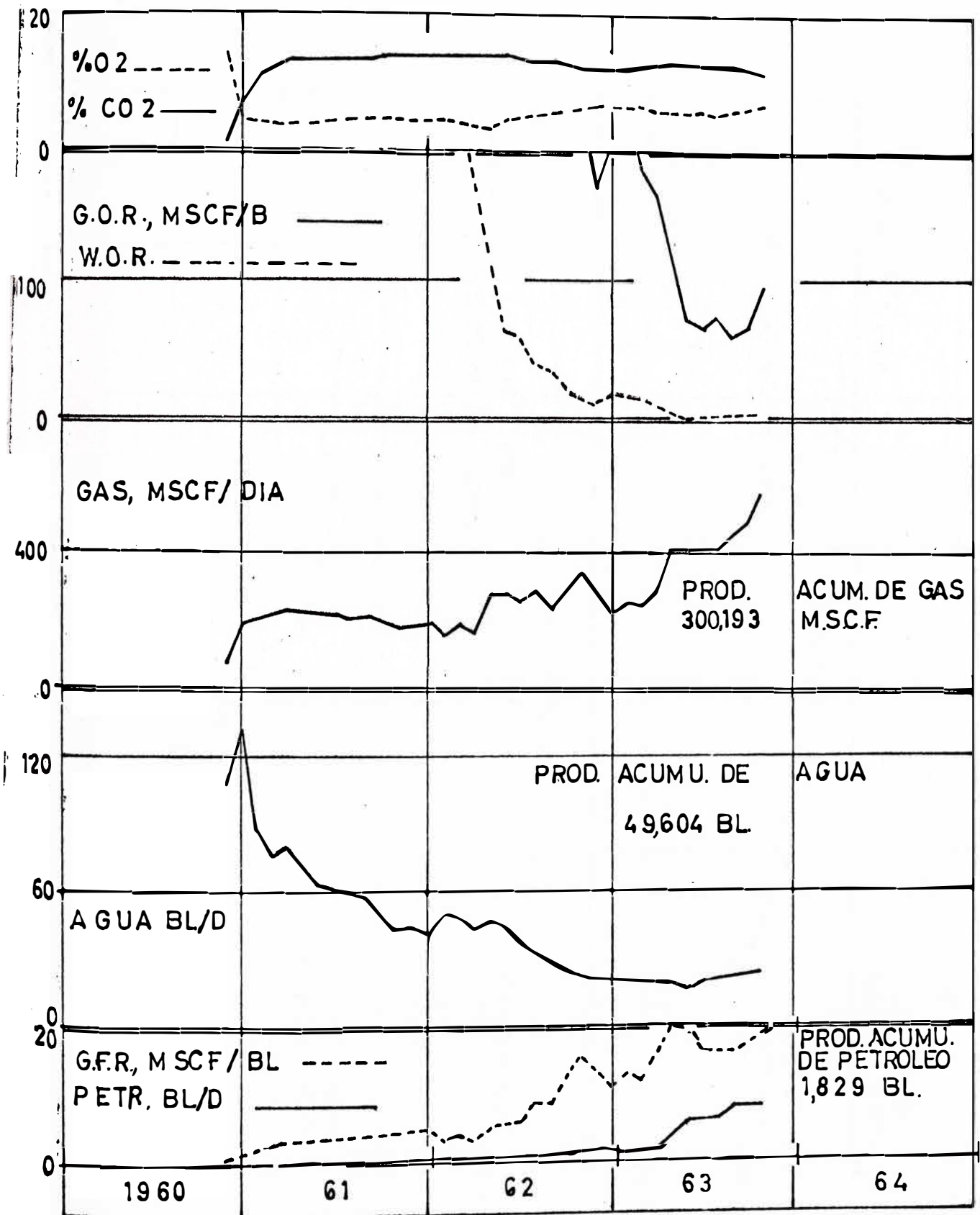


FIG. 7 HIST. DE PROD. POZO BW-5

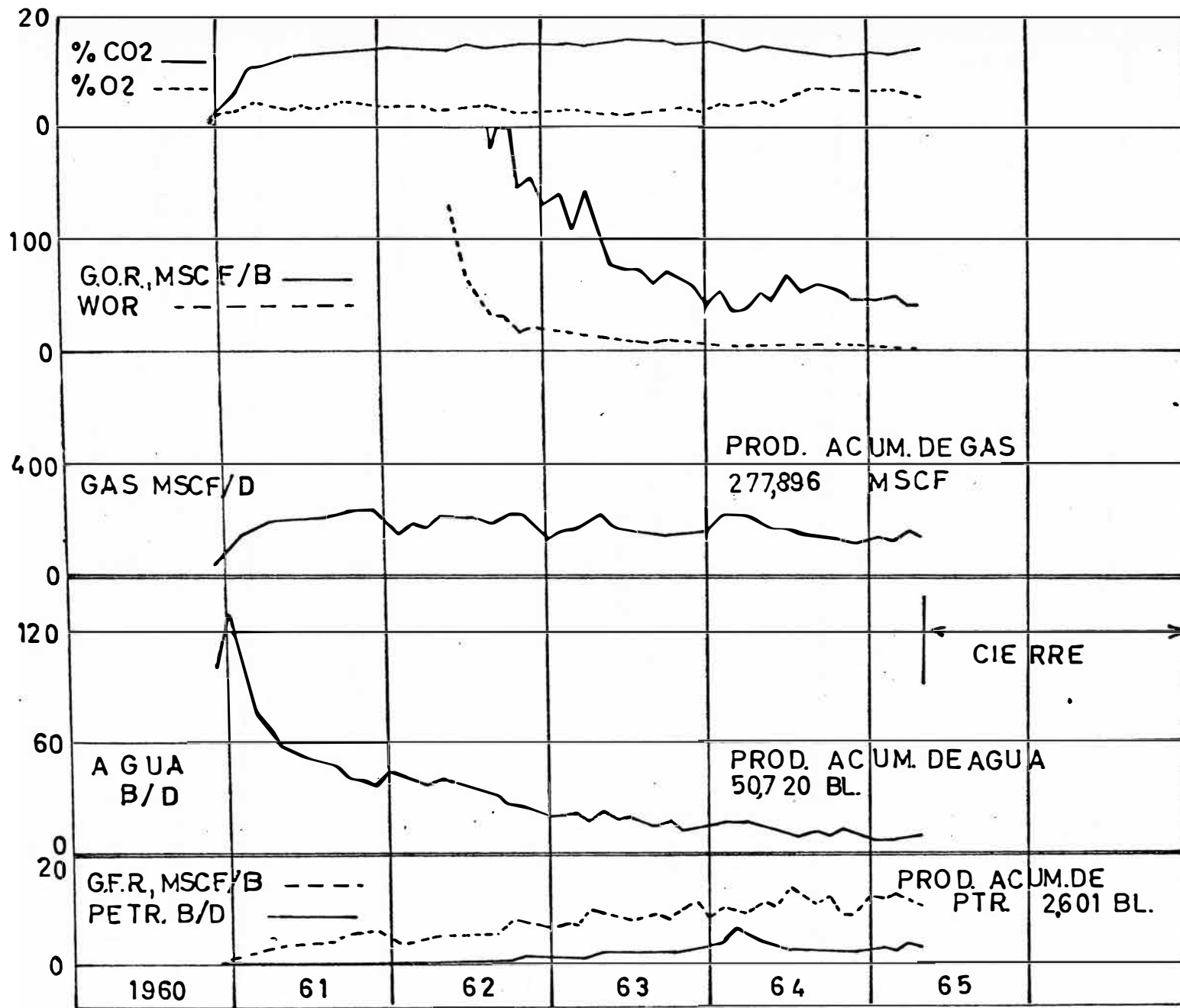


FIG. 8 HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO CW-5

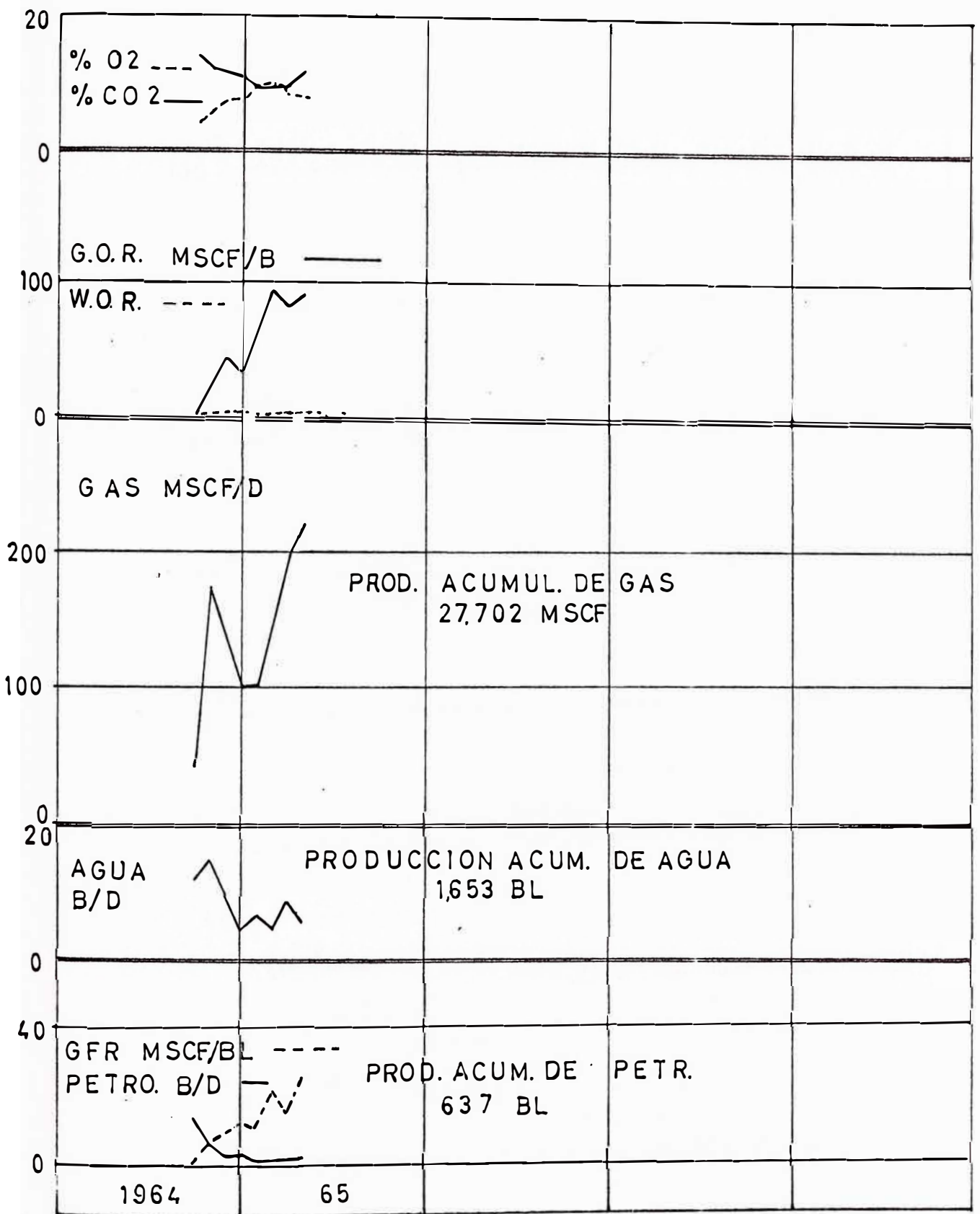


FIG.9 HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO T-2

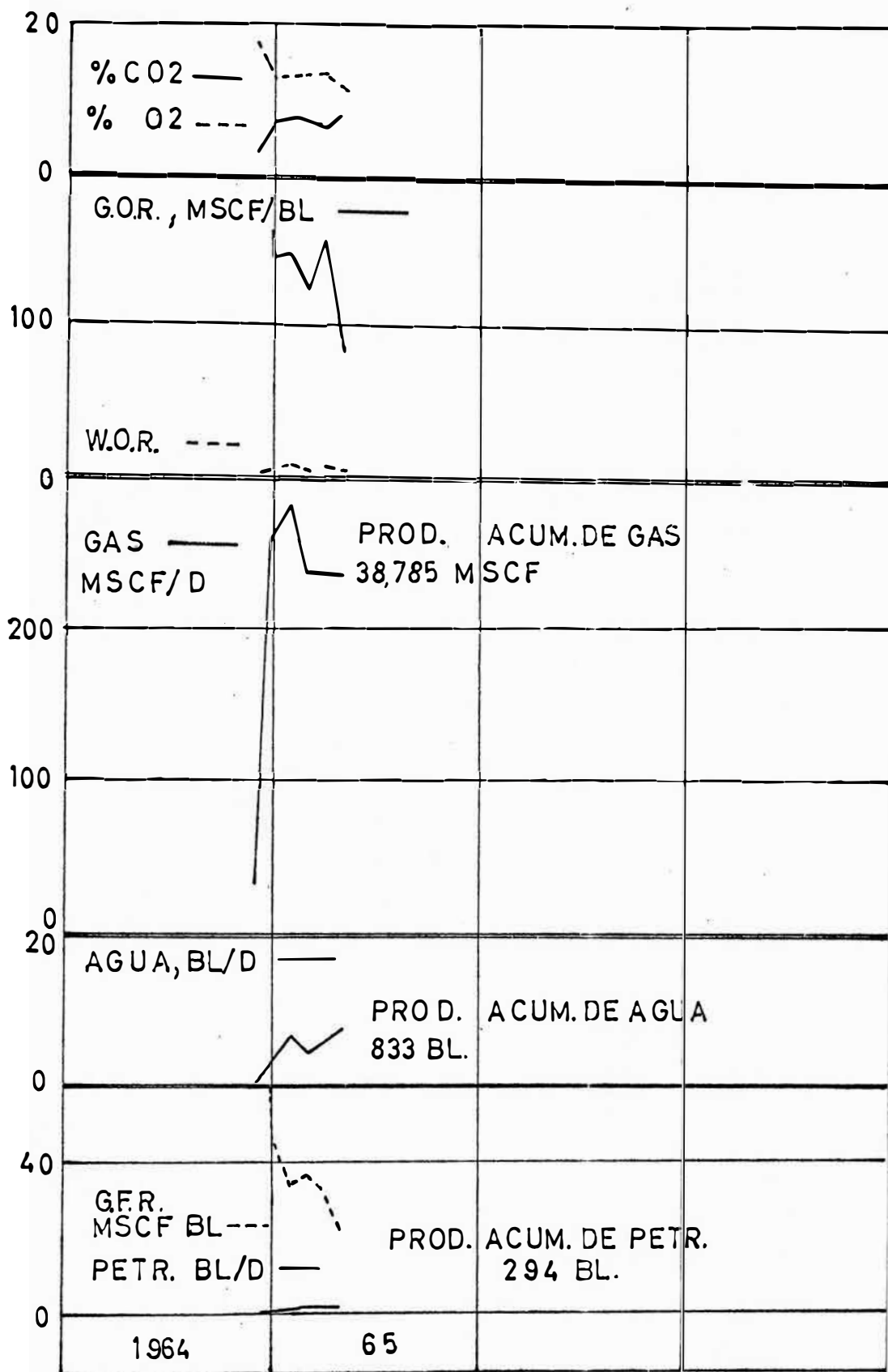


FIG. 10

HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO T-4

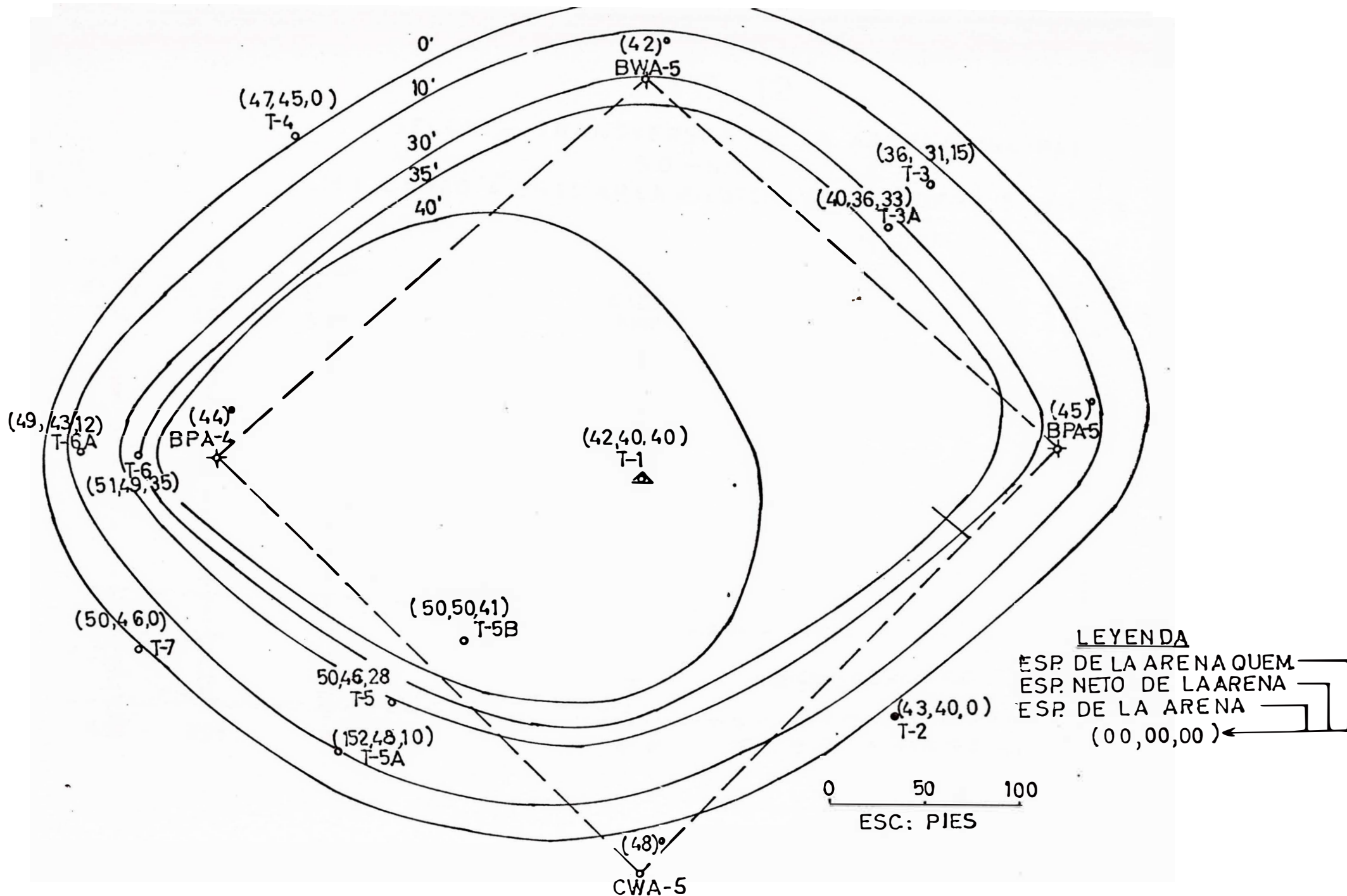
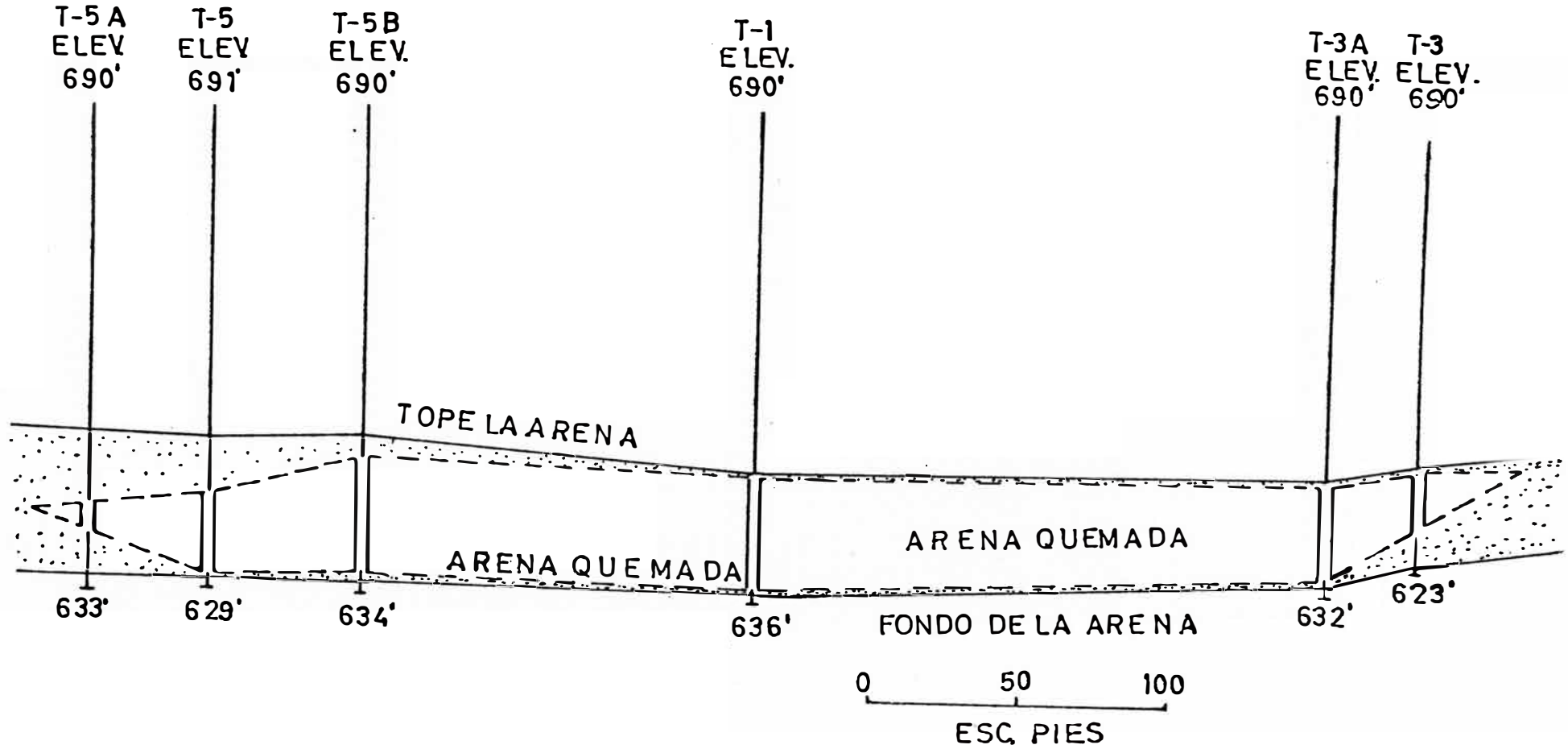


FIG. 11 MAPA DE CURVAS DE IGUAL POTENCIA DE L VOLUMEN QUEMADO EN LA PRUEBA PILOTO

FIG. 12

SECCION TRANSVERSAL DE LA ARENA PRINCIPAL  
S.O.—N.E.  
DEL CAMPO "A" EN EL AREA PILOTO DE LA PRUEBA TERMICA



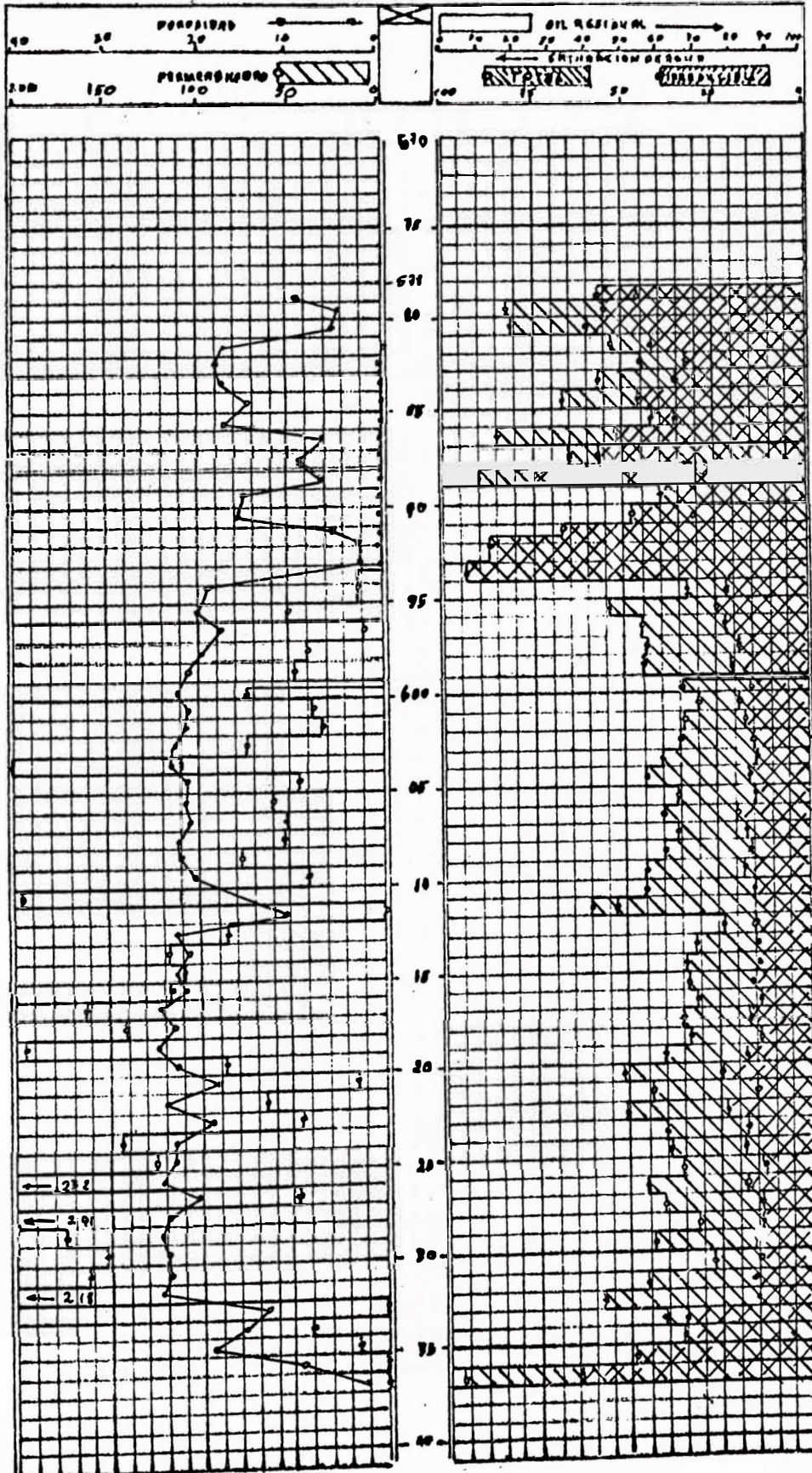
# FIGURA 13

CIA. X  
 POZO T-1

FORMACION LILY  
 ELEVACION 690'

FECHA 8-10-60  
 TIPO DE LOGO AB1  
 TIPO DE LOGO Diámetro 12

MADEIRA ---  LANTANA --- 



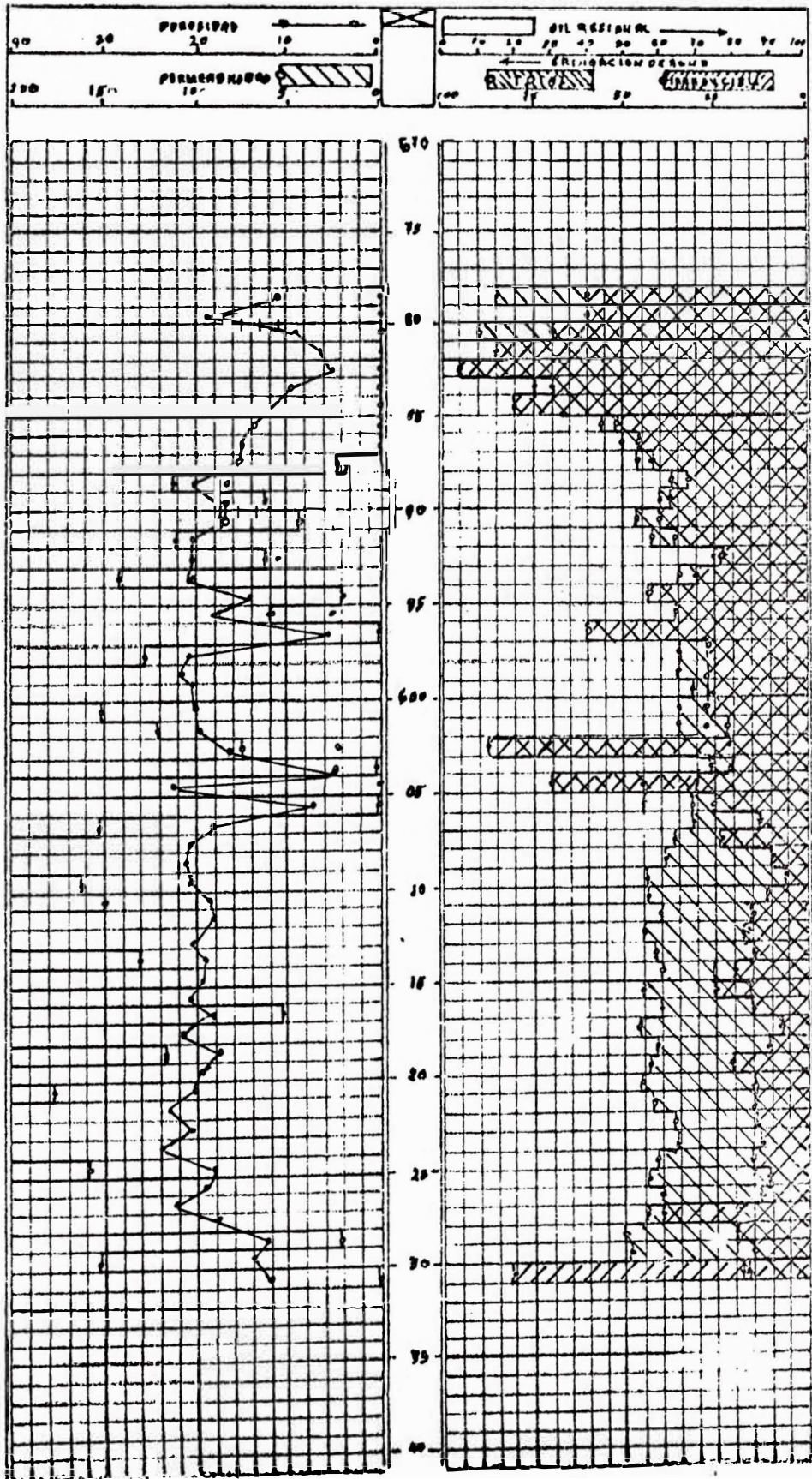
CIA. X  
POZO T-2

FORMACION LILY  
ELEVACION 692.5'

FECHA 25-9-64  
TIPO DE LOGO SL

TIPO DE LOGO DIAMETRO

WABWA  LUTITA 





# FIGURA 15

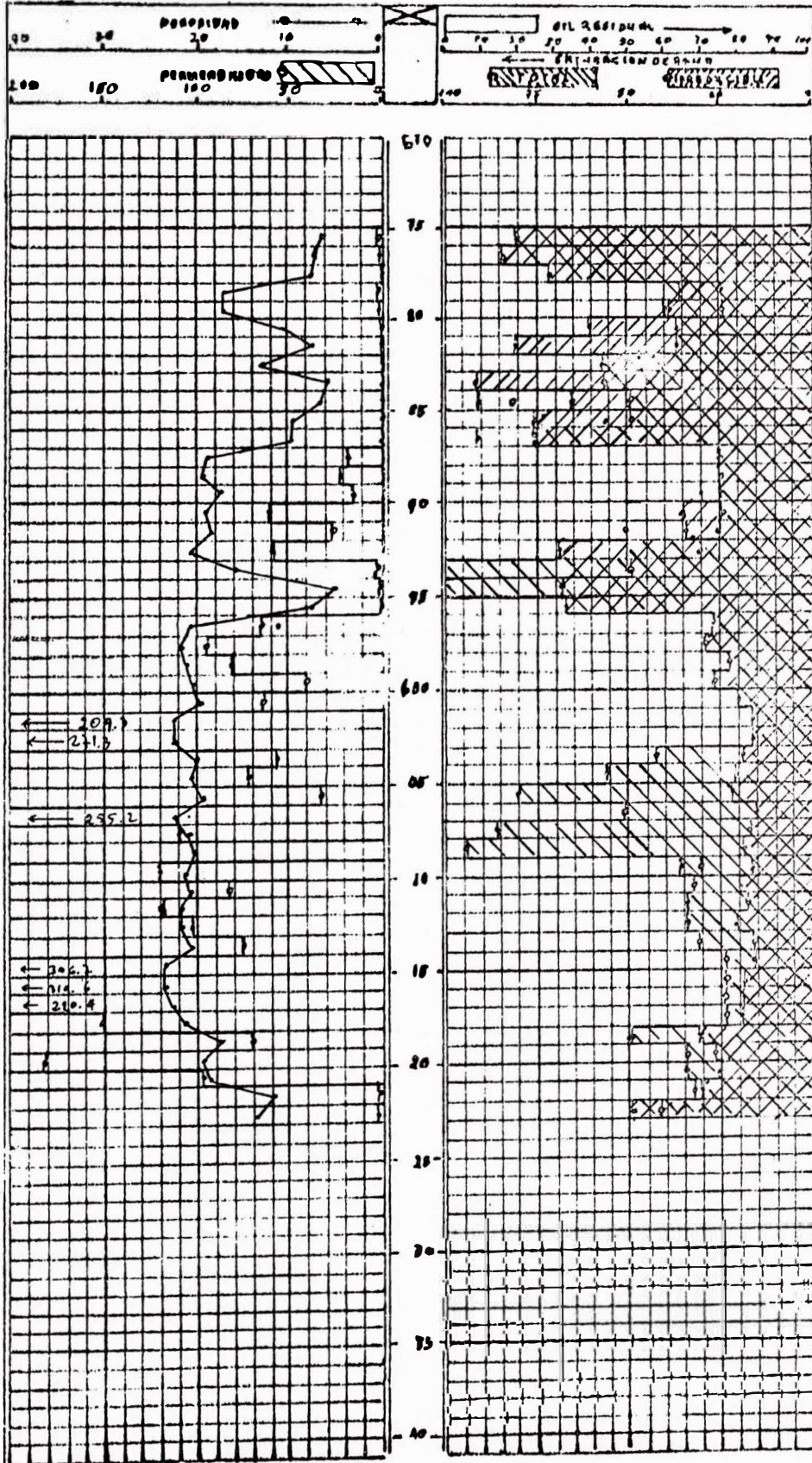
CIA. X FORMACION LILY FECHA 20-10-64  
 POZO T-3 ELEVACION 690 TIPO DE LAGO SEL

TIPO DE CORT. DIAMANTE

GRANOS

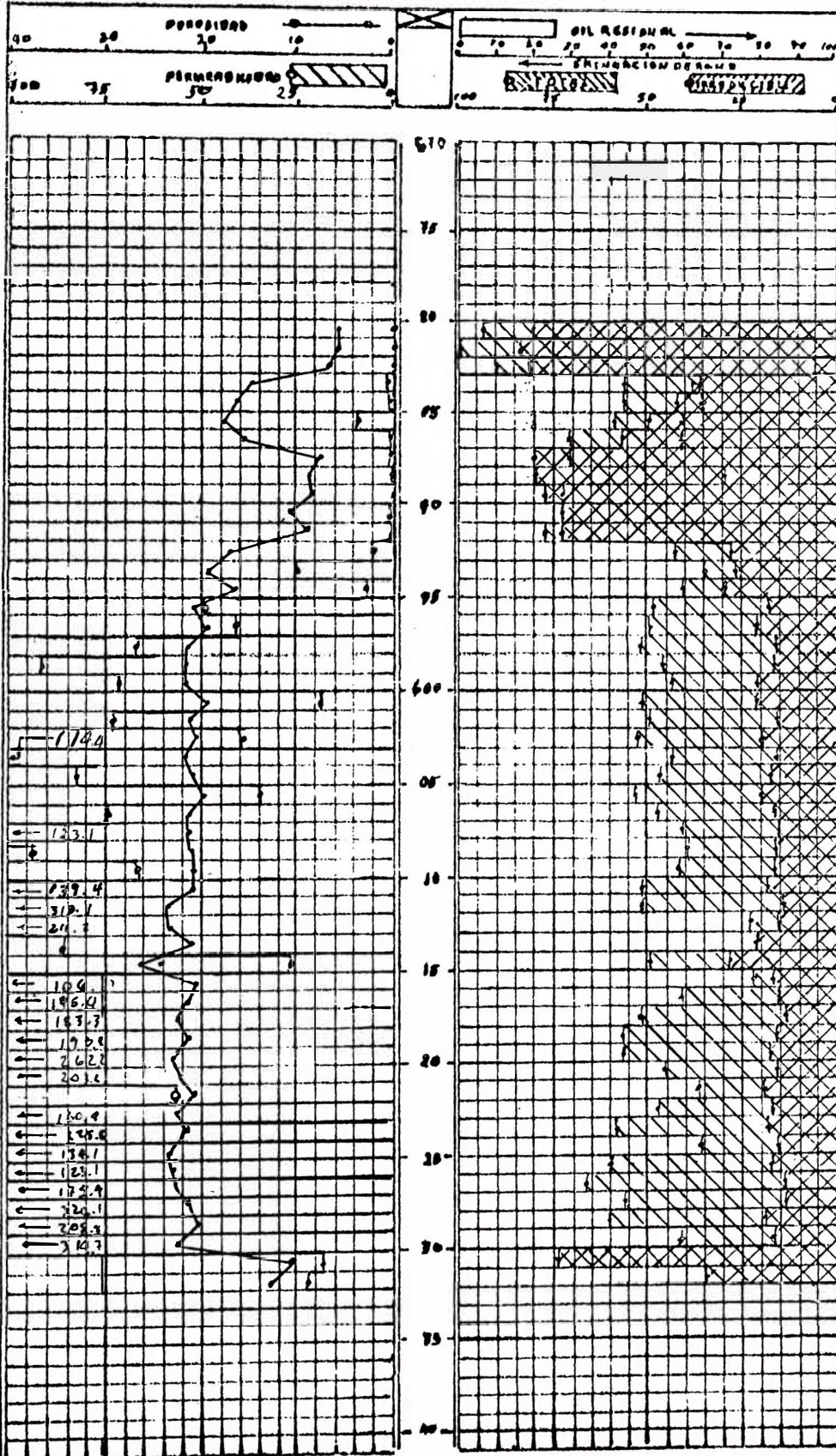


LUTITA



# FIGURA 16

CIA. X      PRODUCCION WILY      PUNTO 23-11-G4  
 POZO T-3A      ELEVACION 690'      TIPO DE LAGO BL  
 TIPO DE CASC Pranayti  
 MARCA [Symbol]      LINTA [Symbol]



# FIGURA 17

CIA. X  
 POZO T-4

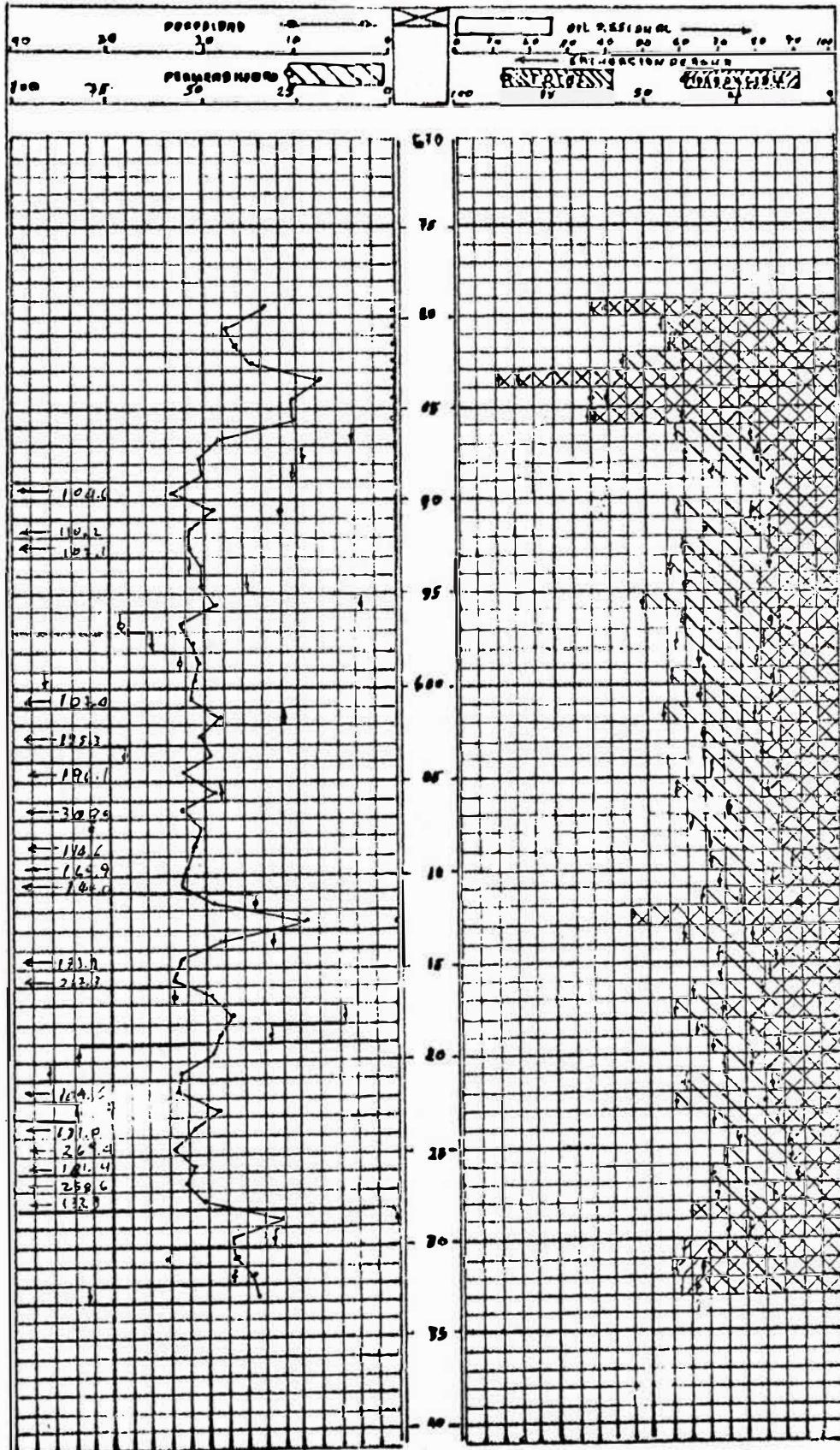
FORMACION LILY  
 ELEVACION 68'

FECHA 25-11-64

TIPO DE LOG ELL

TIPO DE CORO Diamante

ARENAS  LUTITA 



# FIGURA 18


CIA. X  
 POZO I-5


FORMACION LILY  
 ELEVACION 691

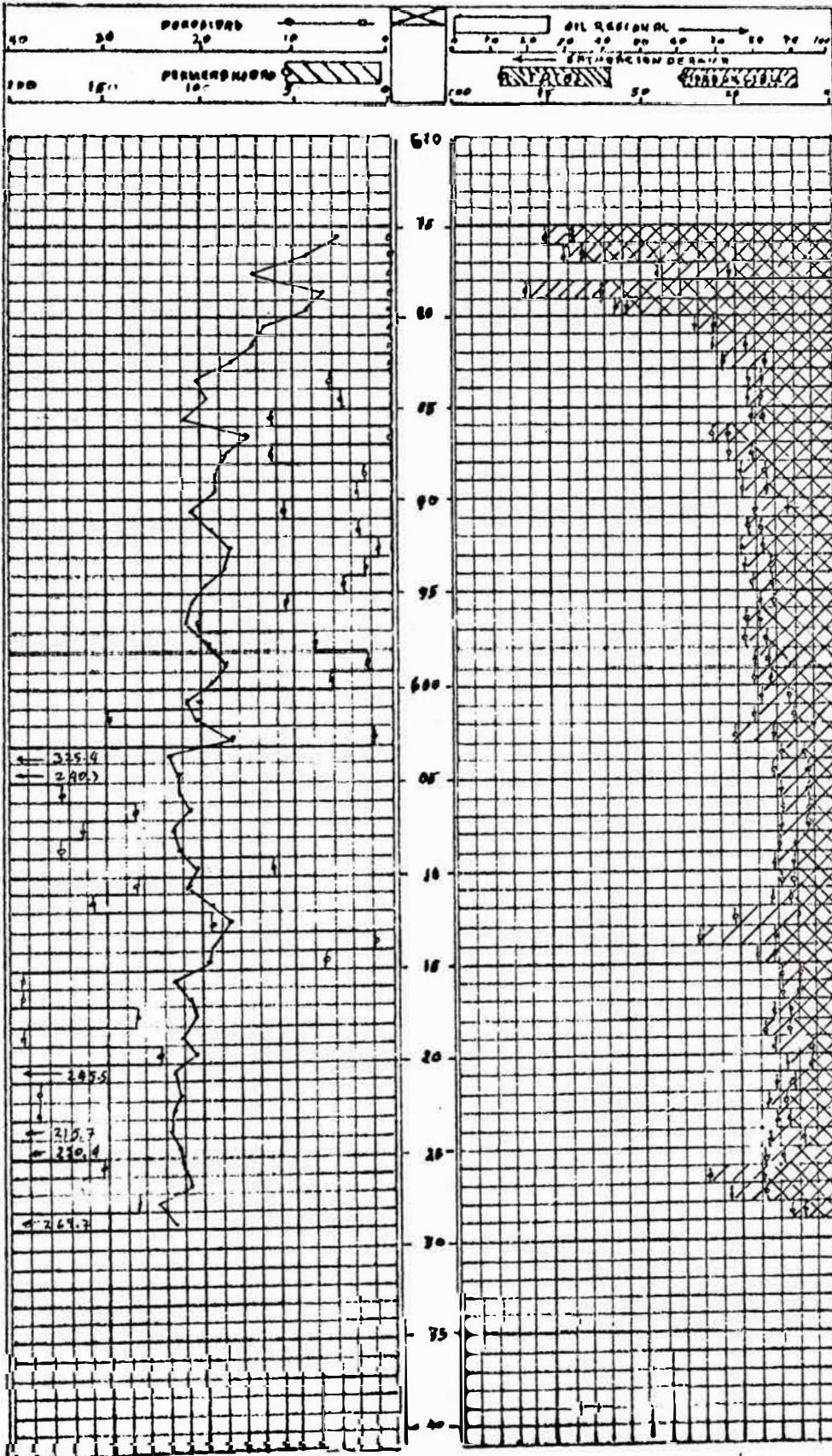
11-1-65

TIPO DE Lapa ALL

TIPO DE COR. Diamante

BARRA --- 

ANTITA --- 



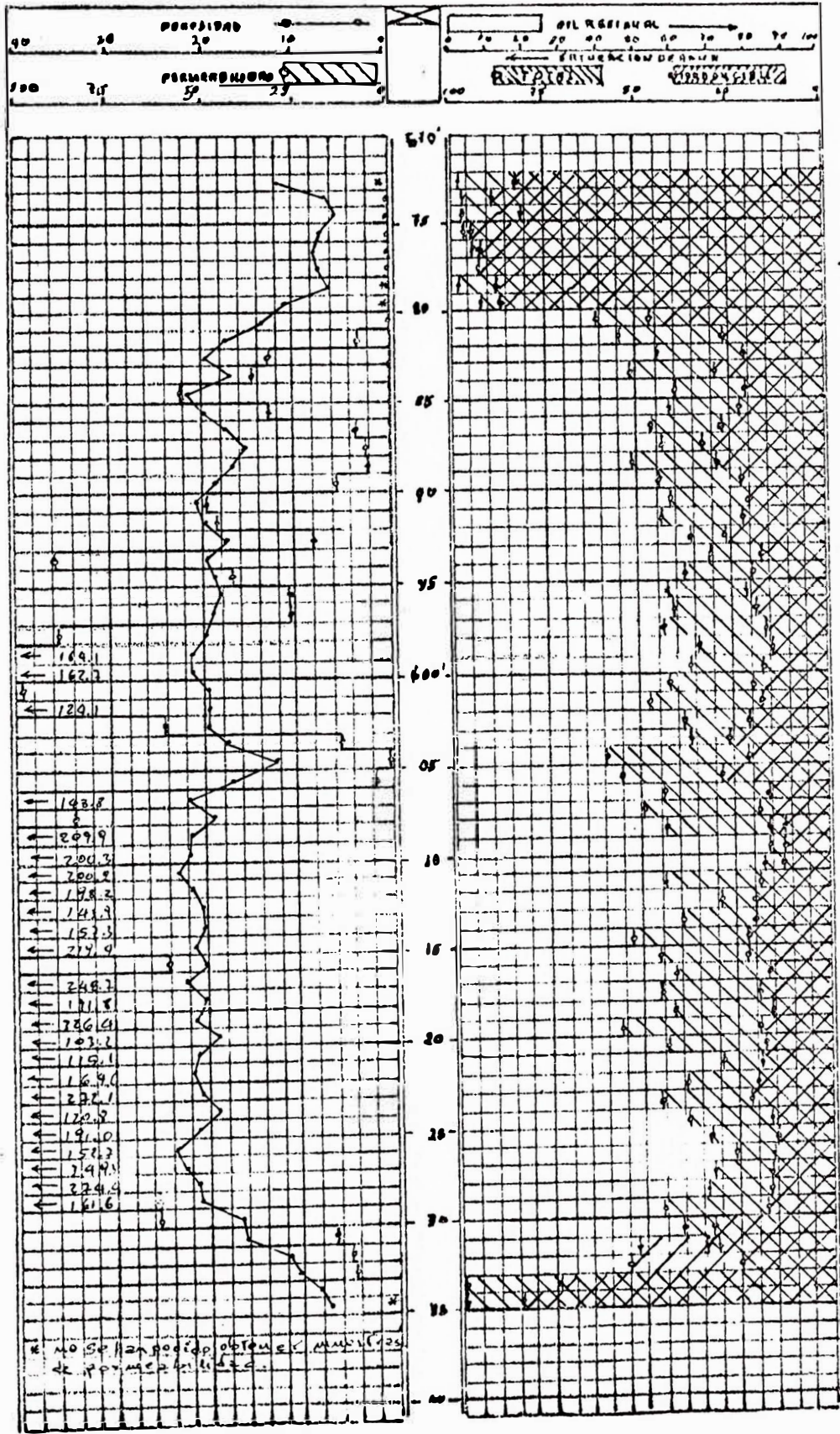
# FIGURA 19

CIA. X  
 POZO T-5A

FORMACION LILY  
 ELEVACION 690

FECHA 13-4-65  
 TIPO DE LOGO 611  
 TIPO DE CARGO Diamante

MADEIRA  LUTITA 



# FIGURA 20

CIA. X  
 POZO I-5B

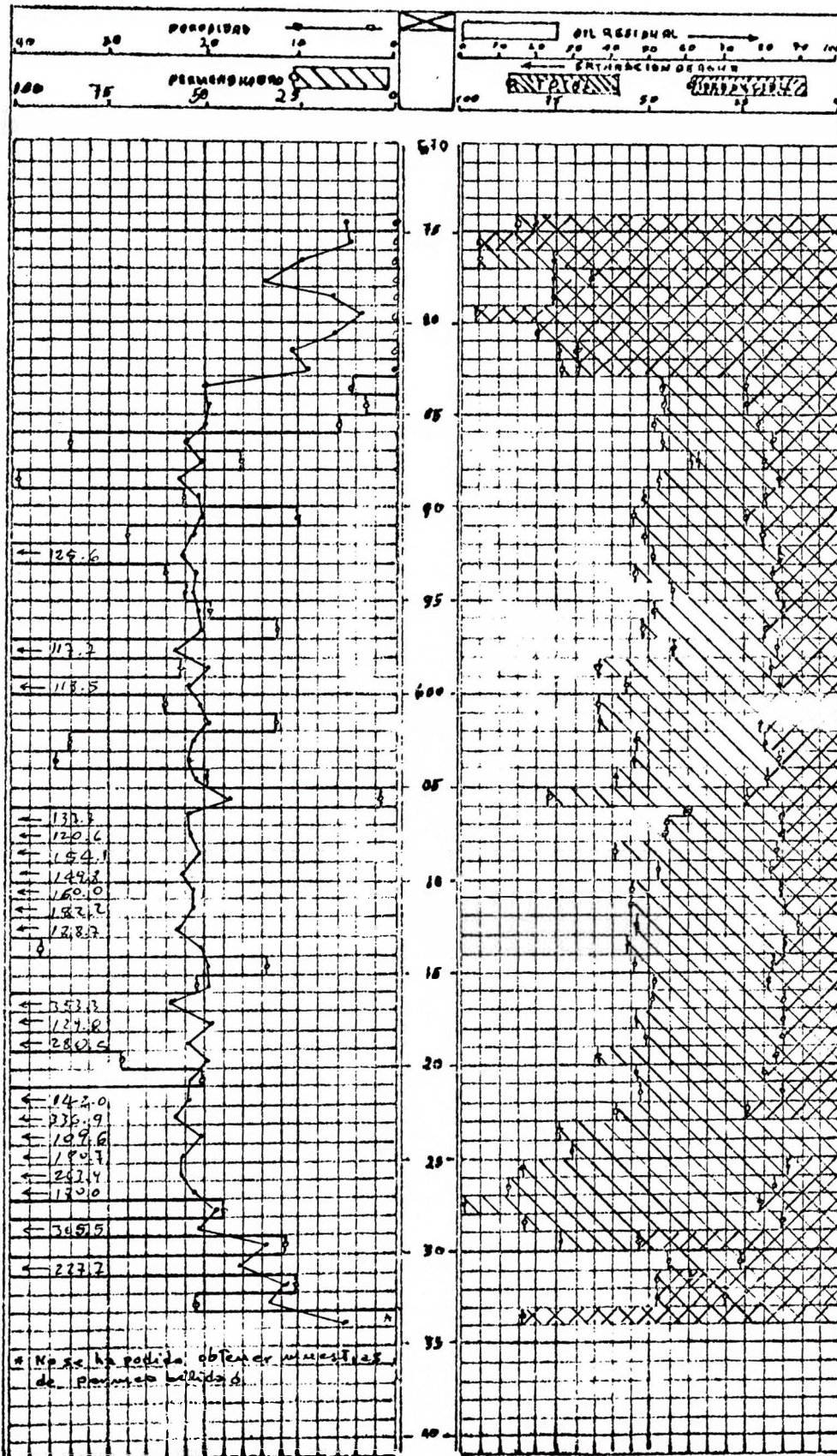
FORMACION LILY  
 ELEVACION 690

FECHA 30-4-65



TIPO DE LAGO SAH

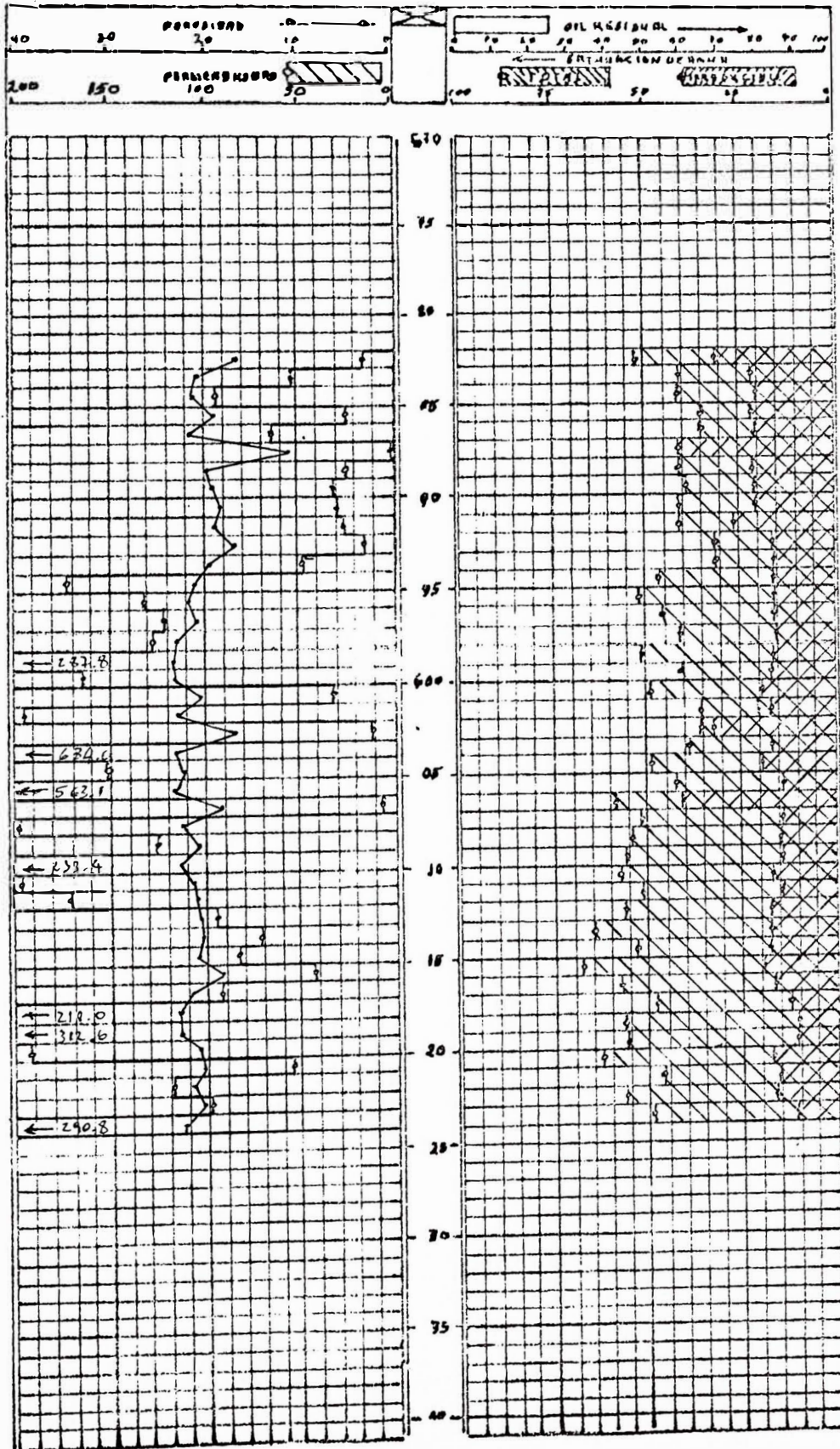
TIPO DE COQUE plomoso

MAERA  LINTITA 



# FIGURA 21

CIA. X FORMACION LILY FECHA 11-1-65  
 POZO T-6 ELEVACION 686' TIPO DE LODO BL  
 TIPO DE CORO Diamante  
 ARENA  LUTITA 

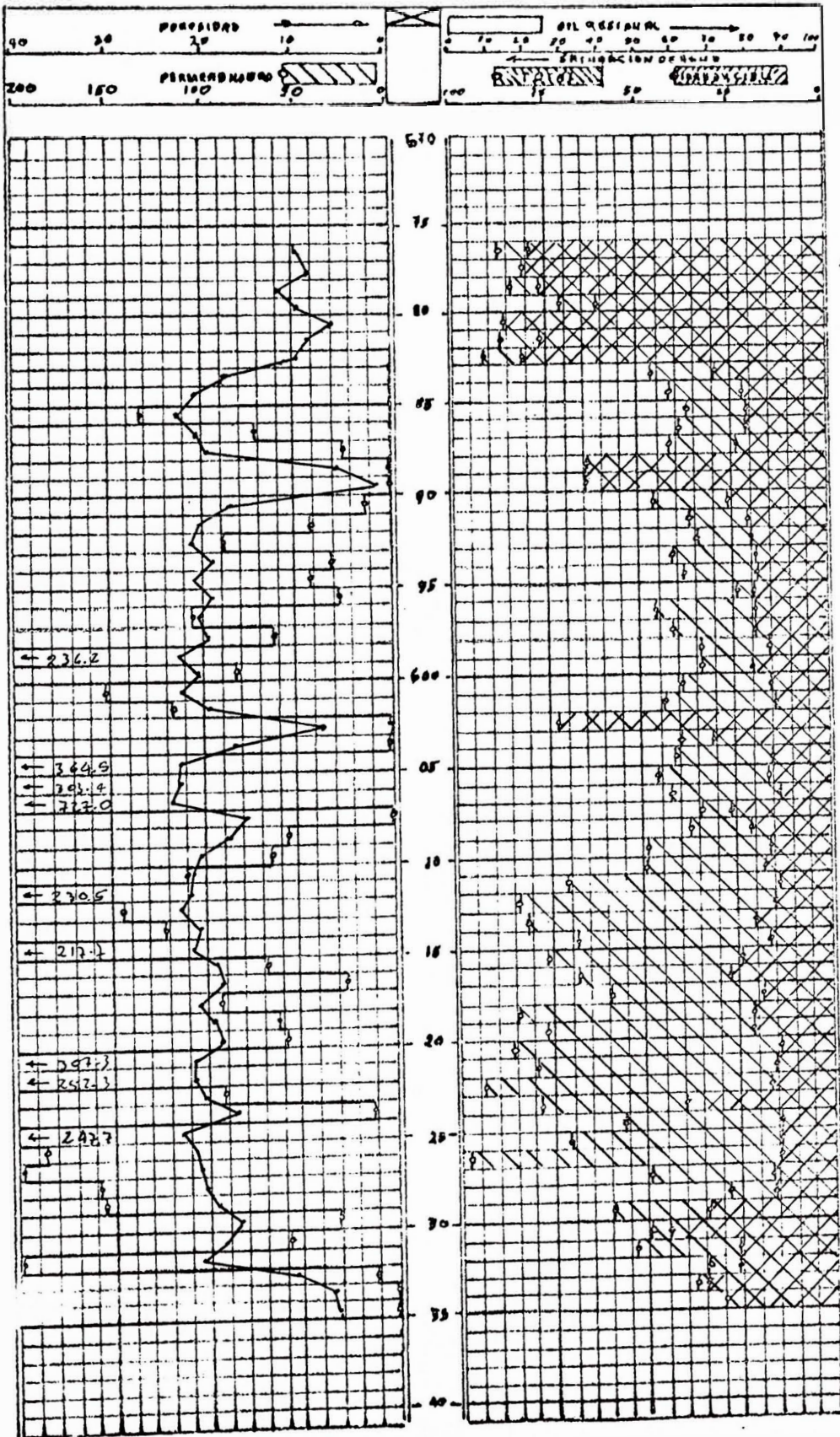


# FIGURA 22

CIA. X      FORMACION LILY      FECHA 28-1-65  
POZO T-6A      ELEVACION 666'      TIPO DE LORO BA

TIPO DE COC Diamante

MARCA       LITITA 

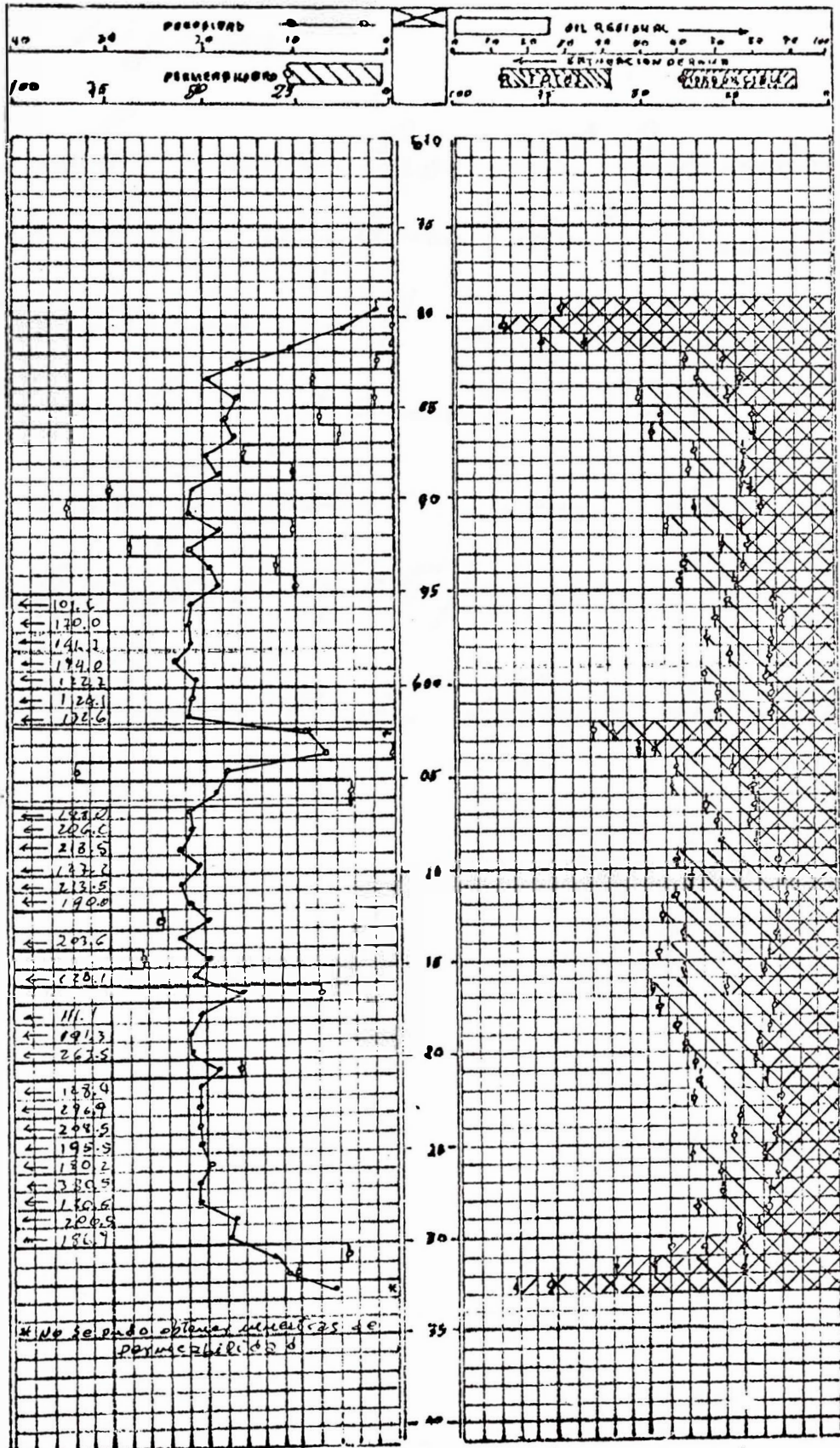




# FIGURA 23

CIR. X FORMACION LILY FECHA 25-3-65  
 POZO I 7 ELEVACION 686 TIPO DE Lodo ALL  
 TIPO DE Coge. Diamante

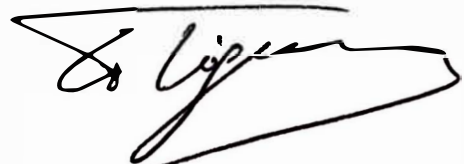
ARENA  LUTITA 



Ar. Decano:

Los miembros del Jurado que suscriben, después de escuchar la sustentación oral del Graduando sobre la presente Tesis, la han calificado con la nota de QUINCE (15)

Lima, 8 de Mayo de 1967

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn rectangular border. The signature is stylized and appears to be a name starting with 'L'.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO

TESIS DE GRADO

SEGUNDA PARTE

PROYECTO DE APLICACION TECNICO-ECONOMICA  
DE RECUPERACION TERMICA POR COMBUSTION  
"IN-SITU" EN UN AREA DE LA EMPRESA  
PETROLERA FISCAL.-

Por:

Santos Jacinto Ecca

PROMOCION:

"FERNANDO WASWORD"

LIMA-PERU

1966

A mis padres, por su ejemplo  
y sus desvelos.

A mis maestros, guías lumino-  
sas.

PROYECTO DE RECUPERACION TERMICA POR COMBUSTION  
" IN-SITU " EN UN BLOQUE DE LAS AREAS DE E. P. F.

CAPITULO I

A. INTRODUCCION

Los autores presentan el siguiente trabajo en virtud de haber realizado prácticas durante 4 meses en las Compañías Sinclair Oil (Venezuela) y Petrobrás (Brasil), en calidad de becados.

En el caso de la Sinclair Oil, se está experimentando y aplicando éste método de recuperación térmica, mientras que en Petrobrás está en proceso de experimentación.

Cabe destacar que gracias a la gentileza de los Ingenieros de dichas Compañías, tuvimos la oportunidad de observar la realización en el laboratorio; así como también, visitamos áreas en las cuales se está haciendo recuperación secundaria por éste método.

## B. UBICACION DEL BLOQUE

Este bloque se encuentra ubicado dentro del campo petrolífero que lleva por nombre Concesión Patria, el cual se halla ubicado en el Nor-Oeste del Perú.

## GEOLOGIA

En general se sabe que la estructura de las diferentes áreas en el Norte del Perú en la región petrolífera, muestra un fallamiento bastante complejo debido quizás a fuerzas isostáticas desequilibradas.

En un corte estructural, se puede observar los grandes y variados saltos de fallas, que en algunos casos se aproxima a los 1000'.

De acuerdo a los diferentes tipos de perfiles eléctricos corridos en el área, muestran que el block en estudio tiende a adelgazarse en la dirección S-SE.



## CAPITULO III

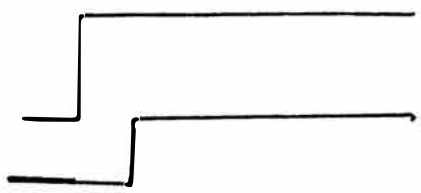
### A. CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

Por lo que hemos podido observar según los perfiles litológicos, el estrato en estudio se encuentra constituido por arenas de grano fino, medio y grano grueso, con intercalaciones de lutitas.

Para los efectos de aplicación de éste método de recuperación, se ha tomado solo la arena principal, la cual en el block en estudio tiene una potencia de 32 piés en promedio. A continuación se dá una lista con información detallada, acerca de las características de la roca y del petróleo:

### INFORMACION DEL RESERVORIO

Area piloto, acres	49.024
Potencia arena principal, promedio (piés)	31.875
Profundidad promedio, (piés)	1686.65 n.m.
Porosidad promedio %	23.5
Permeabilidad promedio md.	206.75
Saturación agua estimada %	20.00
Factor de volumen original	1.20
Petróleo producido al 31-12-1966	291 <u>STB</u> acre-pie

		<b>38°API</b>
Gravedad API promedio actual		1214.9 <u>STB</u>
<b>Petroleo In-Situ Original</b>		acre-pie
No. de pozos productores		6
No. de pozos inyectores		2
Patrón de flujo recomendado		Five-Spot- Invertido
Volumen total del reservorio		1562.7 acre/pie
Formación geológica		Talara Medio
Factor de volumen actual		1.02

C U A D R O No. 7

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Pozo	Prof. (Superf.) Pies	Prof. de la arena (Superf.) Pies	Potencia arena prod. Pies	% Ø	% S <sub>0</sub>	K. md.	Cota pies	Estado Actual	B/d Produc. a la fecha Nov. 1966	%Sw.
I-1	2220	2047	30	20	28.0	159	361.83	Und. Bombeo	9.28	20
I-2	2150	2030	30	20	27.0	140	339.00	Und. Bombeo	18.75	20
P-1	2280	2156	17	23	30.0	287	457.23	Und. Bombeo	6.75	20
P-6	2020	1972	30	26	31.0	280	203.55	Und. Bombeo	3.42	20
P-3	2280	2155	20	26	32.0	96	270	Und. Bombeo	12.75	20
P-4	1990	1895	43	24	29.0	157	288.06	Ex- Inyector	-	20
P-5	1815	1760	15	24	29.5	250	271.08	Und. Bombeo	No	20
P-2	2146	2065	70	25	30.5	285	390.00	Und. Bombeo	5.75	20
<b>Promedio</b>			<b>31.15</b>	<b>23.5</b>	<b>29.2625</b>	<b>206.75</b>				<b>20</b>

- 46 -

ESTADISTICA PRODUCTIVA DE LOS POZOS DEL BLOQUE

CUADRO No. 8

Al 31-12-66

Pozo No.	Producción Acumulativa Bbls.	Producción Total del pozo hasta el Límite Económico Bbls.	Producción Bbls.
I-1	178,668.36	187,534.86	270 SGTE.
P-2	88,700.00	89,753.13	197 SGTE.
P-1	113,413.94	115,986.94	24.4 B
I-2	128,821.31	139,841.31	134 SGTE.
P-3	40,335.00	43,862.10	34.9 B
P-6	53,835.71	55,687.21	49.6 x 4 B
P-5	17,731.88	25,731.88	35.23 S
P-4	27,720.53	37,720.53	56.90 S

Nota. - SGTE. = Surgentes

B = Bombeo

Arena principal produce el 70% de la producción total.

HISTORIAL DE LOS POZOS

CUADRO No. 9

Pozo No.	Profundidad	Sarta de Casing	Profundidad	Completación
I-1	2090'	7" J-55 23#	84'	
		7" N-80 23#	1452'	
		6-5/8"	545'	LAINA
I-2	2090'	7" H-40 20#	1574'	
		6-5/8" H-40	518'	LAINA
P-1	2204'	7" 23#	1648'	
		7" 17#	202'	
		5-1/2" 15#	339'	LAINA
P-2	2198'	7" H-40 17#	1648'	
		5-1/2" J-55 15#	576'	LAINA
P-3	2100'	7" H-40 20#	1530'	
		5" J-55 11.5#	625.83'	LAINA
P-5	1815'	7" H-40 17#	1535'	
		5" J-55 11.5#	323'	LAINA
P-4	1990'	7" Lap. Walded 33#	1432'	CEMENTADO
		7" H-40 20#	558'	TOPE : 1022'
P-6	1968'	6-5/8" H-40 20#	403'	LAINA
		6-5/8" H-40 20#	1565'	CIEGO

HISTORIAL DE LOS POZOS - BLOQUE I

CONCESION PATRIA

CUADRO No. 10

Pozo No.	Interv. Productivo	Observaciones
I -1	Talara Medio 2090' - 1536'	Fondo de perforación: 2220' Se cementó tapón con tope: 2090'
I -2	Talara Medio 15 - 2089'	Fondo de perforación: 2150'
P-1	Talara Medio 2204' - 1811'	Fondo de perforación: 2280' Fracturado.
P-2	Talara Medio	Se baleó 19' seleccionados del interv. mencionado con 79 dis- paros de baleo de 10 mm.
P-3	Talara Medio 2100' - 1475'	
P-5	Talara Medio 1815' - 1492'	Se fracturó el 19-12-1958.
P-4	Talara Medio Superior 1934' - 1691'	Se balearon 73' seleccionados con 292 cargas Jet.
P-6	Talara Medio	Fondo de perforación: 2020'. Tope del tapón 1965', se fractu- ró 7-2-1955 a través de Laina.

CUADRO No. 11  
PRODUCCION MENSUAL AÑO 1966

Pro./Mes	1966	I-1	I-2	P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6
44.437	Enero	48	85	46	24	41	Ex-inyector	Cerrado	111.5
35.1875	Febrero	109	-	103.5	-	-	-	-	69.0
62.4375	Marzo	131	68	129.5	38.5	36.0	-	-	100.5
48.4375	Abril	135	15.5	142.5	-	-	-	-	94.0
52.625	Mayo	116	29	117.5	-	70.5	-	-	82
57.5625	Junio	134	72.5	126.5	-	19.5	-	-	108.0
50.50	Julio	112.5	46	116	34	-	-	-	95.5
55.875	Agosto	121.5	33.5	145.5	23.5	49	-	-	74
50.25	Setbre.	127.5	-	123.5	-	79	-	-	62
45.125	Octbre.	109.5	41.5	115	20	-	-	-	75
47.4375	Nobre.	83.5	37.5	81.5	11.5	76.5	-	-	89
34.75	Dicbre.	72.5	22	67.5	-	-	-	-	110

B. CALCULO DEL PETROLEO "IN-SITU" ORIGINAL

Para calcular el número de barriles de petróleo que existen en un reservorio y que se encuentran influenciados por el área de drenaje de un pozo, se emplean diferentes métodos de acuerdo a la información de que se dispone.

Hemos considerado que por carecer de información el método mas adecuado era el Volumétrico, habiendo tenido en cuenta para su aplicación, las propiedades físicas de los pozos, los cuales pueden obtenerse de los análisis de Cores y de los perfiles eléctricos.

La fórmula en éste caso será :

$$N = \frac{7758 \times 1562.7 \times 31.7 \times 0.235 \times (1-0.20)}{1.2 \text{ (F.V. Original)}}$$

De donde :

$$N = \text{Petróleo "In-Situ" Original} = 1'900,000 \text{ STB.}$$

ESTIMACION DEL PETROLEO RESIDUAL

Para estimar el petróleo residual se han efectuado los siguientes cálculos :

$$\begin{aligned} \text{Volumen poroso (} \frac{\text{Bbls. reservorio}}{\text{acre-pie}} \text{)} &= \text{Porosidad} \times 7758 \\ &= 0.235 \times 7758 \\ &= 1,823.13 \frac{\text{Bbls. res.}}{\text{acre-pie}} \end{aligned}$$



El petróleo original en el reservorio STB será :  
acre-pie

$$\begin{aligned} \frac{\text{Volumen poroso (1-SW)}}{\text{FVF}} &= \frac{1823.13 \times 0.80}{1.2} \\ &= 1,214.934 \frac{\text{STB}}{\text{acre-pie}} \end{aligned}$$

Conociendo la recuperación primaria hasta Diciembre de 1966 en STB/acre-pie tendremos :

$$\begin{aligned} \text{Recuperación primaria} &= \frac{455,000.00 \text{ STB}}{1562.6718 \text{ acre-pie}} \\ &= 291 \frac{\text{STB}}{\text{acre-pie}} \end{aligned}$$

La saturación actual de petróleo será :

$$= \frac{(\text{Aceite original en el reservorio-Recup. Primaria}) \text{ FVF actual}}{1823.13 \frac{\text{Bbls. reservorio}}{\text{acre-pie}}}$$

Reemplazando valores :

$$= \frac{(1215 - 291) \times 1.02}{1823.13} = 51.5 \%$$

Saturación actual de petróleo = 51.5 %

En Bbls. reservorio será igual a :

$$\begin{aligned} &= 0.515 \times 1823.13 \times 1,562.67 \\ &= 1,469,000 \text{ Bbls. reservorio} \end{aligned}$$

En Bbls. STB será :

$$= \frac{1,469,000}{1.02} = \underline{\underline{1,440,000 \text{ STB}}}$$

O sea quedan por extraer :

$$= 1,440,000 \text{ STB}$$

Nota. - Se ha tenido en cuenta que la producción de la arena principal de Talara Medio, es aproximadamente el 70% de la producción total de las arenas productivas.

C. CALCULO DE LOS REQUERIMIENTOS DE AIRE Y DE LA PRESION DE INYECCION.

Debe tenerse en cuenta primeramente la ecuación de combustión que se produce. Esta se puede establecer después de analizar los gases que se producen en la combustión, analizada en el laboratorio.

Esta ecuación se presenta así:

Aire (Nitrógeno + Oxígeno) + Combustible (Carbono e Hidrógeno) Nitrógeno + Dióxido de Carbono + Monóxido de Carbono + Agua + Oxígeno que no reacciona.

Debe tenerse en cuenta que el Nitrógeno no reacciona y que el 1% de CO<sub>2</sub> para un crudo de 38° API es de 13.2.

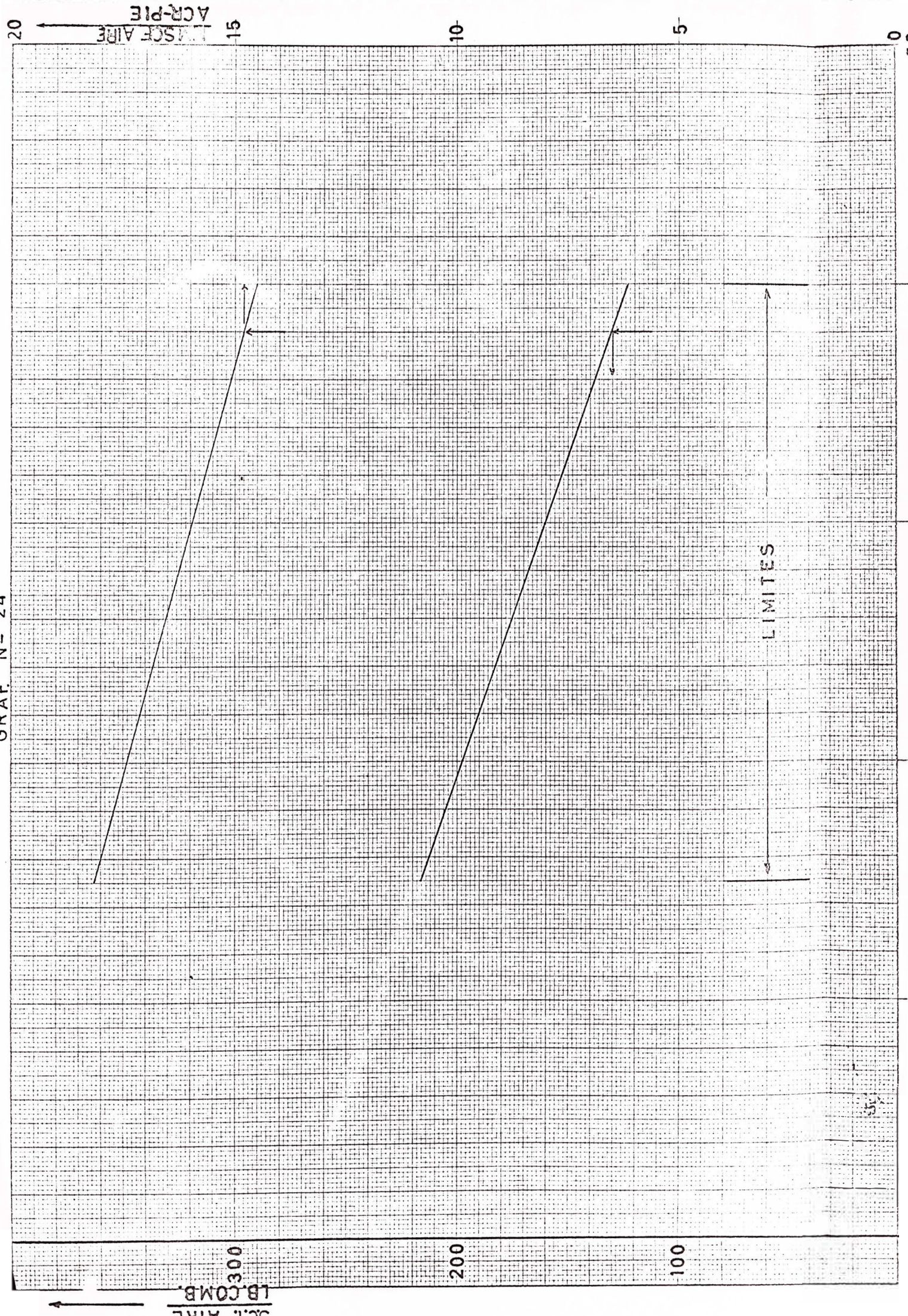
El Gráfico 24 fué construido después de una minuciosa recopilación de datos de resultados de campos de alrededor de 50 pruebas.

Hemos hecho nuestros cálculos en virtud de éstas informaciones.

Nota.- Las ecuaciones empleados para el cálculo son las dadas en la 1ra. Parte.

SEGUN GRAFICO # 24. - Para un crudo de 38° API se obtiene que se necesita 130 SCF de aire esto convertido a SCF nos dá :  
# comb. Bls.

GRAF N° 24



LBSO2 AIR  
ACR-PIE

LBSO2 AIR  
LBSO2 AIR

$$\frac{38,000 \text{ SCF aire}}{\text{Bbls. comb.}} \quad \text{Este calor traducido en}$$

Bbls. combustible/MM SCF es :

$$26.35 \text{ Bbls. comb./MM SCF}$$

De Gráfico # 24: Para un crudo de 38 °API el requerimiento de aire en MM SCF/acre-pie:

$$14.8 \frac{\text{MM SCF aire}}{\text{acre-pie reserv.}}$$

Considerando un 80% de eficiencia de combustión se obtiene :

$$14.8 \times 0.8 = 11.84 \frac{\text{MM SCF de aire}}{\text{acre-pie reserv.}}$$

Cálculo del petróleo consumido por la ola de calor en Bbls./acre-pie :

$$11.84 \frac{\text{MM SCF de aire}}{\text{acre-pie reserv.}} \times \frac{26.35 \text{ Bbls. comb.}}{\text{MM SCF aire}} = 312 \text{ Bbls. combust./acre-pie}$$

Este valor en # combust./pie<sup>3</sup> arena:

$$= 2.092 \frac{\# \text{ combustible}}{\text{pie}^3 \text{ arena quemada}}$$

Cálculo del SCF aire/pie<sup>3</sup> reservorio :

$$130 \frac{\text{SCF aire}}{\# \text{ comb.}} \times 2.092 \frac{\# \text{ comb.}}{\text{pie}^3 \text{ arena}} = 271.5 \frac{\text{SCF aire}}{\text{pie}^3 \text{ arena}}$$

Cálculo del aire total para el Five-Spot invertido. - Se calculó, teniendo en cuenta la eficiencia del barrido que según Nelson, para este tipo de patrón dá 70%, para el aire.

Aire total requerido

$$\begin{aligned} \text{para el Five-Spot} &= \frac{0.7 \times 271.5 \times 2.092 \times (540)^2 \times 31.7}{10^6} \\ &= 3,620 \text{ MM SCF} \end{aligned}$$

El régimen de avance del frente para una velocidad mínima de 0.125 pies/día será:

$$2715 \times 0.125 = 33.95 \frac{\text{SCF aire}}{\text{pie}^2\text{-día}}$$

El máximo régimen de flujo para el patrón se encuentra teniendo en cuenta la velocidad máxima de 4.77 pie/día:

$$4.77 \times 33.95 \times 540 \times 31.7 \times 10^6 = 2.765 \frac{\text{MM SCF-aire}}{\text{aire}}$$

Tiempo requerido para alcanzar el máximo régimen de aire:

$$\frac{2.765 \times 10^6}{2 \times 3.14 \times 30 \times 271.5 \times (0.5)^2} = 213.5 \text{ días}$$

Volumen inyectado cuando alcance el máximo rate:

$$\frac{213.5 \times 2.765}{2} = 295.2 \text{ MM SCF}$$

Presión Máxima de Inyección :

$$P_{iw}^2 = (14.7)^2 + \frac{2.765 \times 10^6 \times 0.0186 \times 560}{0.703 \times 25 \times 31.7}$$

$$\left[ \ln \left( \frac{(540)^2}{0.2916 \times 0.5 \times 213.5} \right) - 1.238 \right]$$

$$P_{iw} = \underline{644 \text{ Psi.}}$$

Se deberá tomar en cuenta además la presión dada por la sumergencia.

Requerimiento de HP al freno para el compresor con una secuencia de 2 patrones :

$$= 2 \times 2.765 \times 3 \times 88 = 1460 \text{ BHP}$$

Cálculo del petróleo desplazado por acre-ft de reservorio quemado :

$$N_1 = 43560 \frac{51.5 \times 23.0}{5.61 \times 10^4} - \frac{2.092}{292}$$

$$N_1 = 6.28 \text{ Bbls. oil/acre-ft.}$$

Cálculo del petróleo desplazado por acre-pie reserv.:

$$N_2 = 43560 \frac{(0.4) \times 51.5 \times 23}{5.61 \times 10^4}$$

$$N_2 = 368 \frac{\text{Bbls.}}{\text{acre-ft.}}$$

Recuperación total de petróleo :

$$N_3 = \frac{E_v N_1}{100} + (100 - E_v) \frac{N_2}{100}$$

$$= \frac{30 \times 608}{100} + (100-30) \frac{368}{100}$$

$$N_3 \quad 440.00 \text{ bbls./acre-ft.}$$

Eficiencia de recuperación total de petróleo :

$$= \frac{440.00}{11.8} = 37.25 \text{ bbls./MM SCF.}$$

Máximo régimen de producción de petróleo del patrón :

$$37.25 \times 2765 = 103 \frac{\text{Bbls.}}{\text{dia}}$$

Aumento de producción :

$$= 103 \frac{\text{Bbls.}}{\text{dia}}$$

N o t a.

Siendo:

$$E_v = E = E_A$$

Para el presente caso  $E = E_A = 55\%$

Luego :

$$E_v = 30\%$$



CAPITULO No. III

BALANCE ECONOMICO

De acuerdo a los valores calculados tendremos

1. - Recuperación Primaria. -

Petróleo original	1'900,000 Bbls.
Producción primaria acu. actual a Dicbre. 1966	455,000 "
Recuperación final hasta el L. E.	487,282.572

2. - Sistema de Recuperación Térmica. -

Petróleo original	1'900,000 Bbls.
Producción acumulada primaria actual	455,000 "
Petróleo por quemar	487,000 "
Bbls. por recuperar por produc. prim. hasta el L. E.	487,283 "
Bbls. por recuperar por combustión In-Situ	875,000 "
Recuperación total primaria y secundaria 70%	1'330,000 "
Petróleo remanente	570,000 "
Petróleo consumido por la ola de calor	487,000 "
Petróleo irrecuperable	83,000 "

Porcentajes. -

Recuperación primaria	24 %
Recuperación combustión In-Situ	46 %
Recuperación total	70 %

Importe de los 875,000 Bbls. a S/ 59/bl.	57'625,000
Costo del proyecto (aproximado)	13'000,000
Se considera un aumento de producción de Bbls./dia	190

Cálculo del Pay-out considerando . -

S/ 13.4/bl. como costo de operación

Utilidad neta mensual :

$(59 - 13.4) 190 \times 30 = 260,000$  Soles/mes.

Retorno de la inversión :

$$\frac{13'000,000}{260,000} = 50 \text{ meses}$$

Considerando que el aumento de la producción se manifestara aproximadamente después de 10 meses el retorno a la inversión será a los  $50 + 10 = 60$  meses = 5 años.

Utilidad neta será :

$$51'625,000 - (13'000,00 + 11'700,000) = S/ 26'925,000$$

B. CONCLUSIONES.

- 1.- Se propone intensificar los trabajos de Recuperación Secundaria como método de incrementar las reservas extraíbles de E. P. F.
  - 2.- La relación gas-aceite de los pozos mas altos confirman que no hay gas-cap en este reservorio, la producción de los pozos que se encuentran en la parte baja del reservorio, indica la presencia de agua en los flancos.
  - 3.- La inversión efectuada para el presente proyecto piloto asciende a \$/ 13'000,000, que comprende: 2 compresores, tendido de línea, reacondicionamiento de pozos y accesorios.
  - 4.- La producción acumulativa de los pozos de éste bloque alcanzan a 455,000 Bbls., siendo la producción de los mismos pozos hasta el Límite Económico de 487,283.
  - 5.- Al tomar las producciones de estos pozos siendo la potencia de la arena principal 31.7 piés, se ha tenido en cuenta que esta arena produce el 70 % del petróleo total de Talara Medio.
  - 6.- El bloque en estudio tiene un área de 49.024 acres. El aceite original en la arena principal del bloque es de 1'900,000 Bbls.
- STB.

- 7.- El porcentaje de recuperación por Combustión "In-Situ" se ha calculado en 46 % del petróleo original que en Bbls. representa 875,000 Bbls.
- 8.- El bloque en estudio cumple con todas las condiciones que son requeridas para trabajos de "Combustión In-Situ".
- 9.- La realización de este proyecto piloto daría una valiosa información para realizar trabajos posteriores de ésta naturaleza.
- 10.- Se consideraron como inyectores los pozos : I-1, I-2 y se colocaron los compresores entre éstos 2 pozos.
- 11.- La capacidad de los compresores sería de 2.765 MM SCF aire y una presión de inyección de aproximadamente 800 psi.

C. RECOMENDACIONES

- 1.- Se propone se utilice el patrón de flujo FIVE-STOP Invertido, es decir, 1 pozo inyector y 4 productores con una secuencia de 2 patrones.
- 2.- Se aconseja hacer la Inyección del aire y la Iquición en la parte media de la arena.
- 3.- Llevar al cabo el reacondicionamiento de los pozos de acuerdo a su comportamiento.
- 4.- La utilización del "Quemador de Arena Petrolífera" para las pruebas experimentales, donada por los Autores, a la Facultad de Petróleo de la U.N.I.

CAPITULO IV

APENDICE B

A. - Los autores, con el objeto de proporcionar la mayor información posible, deseamos presentar el procedimiento y los pasos que debe seguir un Ing°. para evaluar, si el reservorio que ha designado para realizar trabajos de recuperación secundaria, se ajustan al método de combustión In-Situ.

Por consiguiente, damos a continuación, los datos de una prueba piloto; así como también, las soluciones de un problema común en este tipo de recuperación secundaria.

Datos de Laboratorio. -

D.I. del tubo de combustión, pies	0.333
Longitud del paquete a quemar, pies (prueba con tubo grande)	6
Porosidad, %	35
Volumen del gas producido S.C.F.	190

Composición del Aire de Inyección. -

<u>Comp.</u>	<u>Volum.</u>
N <sub>2</sub>	79
O <sub>2</sub>	21

Composición de los Gases Producidos. -

<u>Comp.</u>	Volum.
N <sub>2</sub>	84.2
O <sub>2</sub>	1.1
CO <sub>2</sub>	11.7
CO	3.0

Datos de Campo. -

Area del patrón, acres	5
Distancia promedio entre el pozo inyector y los pozos productores del five-spot invertido, pies	330
Potencia de la formación, pies	30
Temperatura de formación, °F	85
Presión de fondo de los pozos productores, psia	14.7
Porosidad, %	35
Permeabilidad, md	500
Saturación de petróleo	55
Saturación de agua	40
Volumen de barrido de la zona quemada, %	30
Radio de los pozos de producción, pies	0.276

Incognitas.-

- 1.- Volumen de nitrógeno y oxígeno inyectado en el laboratorio.
- 2.- Volumen de nitrógeno, dióxido de carburo, monóxido de carbono y oxígeno producido en el laboratorio.
- 3.- Peso de carbono e hidrógeno en el combustible quemado y peso de agua formada por combustión, en el laboratorio.
- 4.- Peso total del combustible consumido en el laboratorio.
- 5.- Combustible consumido por pie<sup>3</sup> de arena quemada.
- 6.- Combustible consumido por acre-ft de reservorio quemado.
- 7.- Aire requerido por acre-ft de reservorio quemado.
- 8.- Aire requerido por acre-ft del patrón.
- 9.- Total de aire requerido para el patrón five-spot.
- 10.- Rate de flujo de aire para un avance de 0.125 pies/día
- 11.- Máximo rate de aire para el patrón del campo.
- 12.- Tiempo requerido para alcanzar el máximo rate de aire.
- 13.- Volumen de aire inyectado cuando se alcance el máximo rate.
- 14.- Volumen de aire inyectado durante el período del rate constante.
- 15.- Duración del período para el rate constante.
- 16.- Máxima presión requerida para la inyección de aire (se asume  $\mu_a = 0.01886$  cp).
- 17.- Planta de compresión requerida para una operación de una secuencia de cuatro patrones, asumiendo tres etapas de compresión y un requerimiento de 80 HP/MM SCF por etapa.



- 18.- Petróleo desplazado desde el reservorio quemado, petróleo desplazado desde el reservorio no quemado, total de petróleo recuperable y eficiencia de recuperación de todo el petróleo.
- 19.- Producción de agua por acre-ft de reservorio.
- 20.- Recuperación del petróleo por MM SCF de aire inyectado.
- 21.- Máximo rate de producción de petróleo desde el patrón en el campo.
- 22.- Producción de agua por MM SCF de aire inyectado.
- 23.- Máximo rate de producción de agua desde el patrón del campo.

S o l u c i ó n . -

Siguiendo las fórmulas que dá T.W. Nelson y J. S. Mc Niel (Apend. A):

1.- Nitrógeno Inyectado

$$= \frac{(190) \times (84.2)}{100} = 160 \text{ S.C.F.}$$

Oxígeno Inyectado

$$= \frac{190 \times 84.2 \left( \frac{21}{79} \right)}{100} = 42.5 \text{ S.C.F.}$$

2.- Nitrógeno producido

$$= \frac{190 \times 84.2}{100} = 160 \text{ S.C.F.}$$

Dióxido de carbono producido

$$= \frac{190 \times 11.7}{100} = 22.2 \text{ S.C.F.}$$

Monóxido de carbono producido

$$\frac{190 \times 3}{100} = 5.7 \text{ S.C.F.}$$

Oxígeno producido sin reaccionar

$$\frac{190 \times 1.1}{100} = 2.09$$

3. - Carbón en el combustible quemado

$$= (22.2 + 5.7) \times \frac{12}{379} = 0.883 \text{ lbs.}$$

Agua formada por combustión

$$= 2 (42.5 - 2.09 - 22.2 - \frac{5.70}{2}) \frac{18}{379} = 1.46 \text{ lbs.}$$

Hidrógeno en el combustible quemado

$$2 (42.5 - 2.09 - 22.2 - 0.5 \times 5.70) \times \frac{2}{379} = 0.162 \text{ lbs}$$

4. - Total de combustible consumido

$$0.883 + 0.162 = \text{lbs.}$$

5. - Combustible consumido por pi<sup>3</sup>. de arena quemada

$$= \frac{4 (1.045)}{6 \pi \left(\frac{1}{3}\right)^2} = 2.00 \text{ lbs./pie}^3.$$

6. - Combustible consumido por acre-ft. de reservorio quemado

$$= \frac{43,560 \times 2.00 (100 - 35)}{(100 - 35)}$$
$$= 87,120 \text{ lbs./acre-pie}$$

7. - Total de aire inyectado en el paquete

$$\frac{(190 \times 84.2)}{100} + \frac{(190 \times 84.2)}{100} \left(\frac{21}{79}\right)$$

$$= 202.5 \text{ S.C.F.}$$

Aire inyectado por lbs. de combustible consumido

$$\frac{202.5}{1.045} = 194 \text{ S.C.F./lb.}$$

Aire inyectado por pie<sup>3</sup> de reservorio quemado

$$\frac{194 \times 2.0 (100 - 35)}{(100 - 35)} = 388 \frac{\text{SCT}}{\text{pie}^3}$$

Aire inyectado/acre-pie de reservorio quemado

$$(388) (43560) (10^6) = 16.88 \frac{\text{MM S.C.F.}}{\text{acre-pie}}$$

8. - Aire inyectado por acre-pie del patrón

$$0.626 \times 16.88 = 10.35 \frac{\text{MM S.C.F.}}{\text{acre-pie}}$$

9. - Total de aire requerido para el patrón de five-spot

$$\begin{aligned} &= 0.626 \times 388 \times 2 \times 330^2 \times 30 \times 10^6 \\ &= 1,580 \text{ MMS.C.F.} \end{aligned}$$

10. - Flujo de aire considerando que el frente de combustión avanza con una velocidad de

$$\begin{aligned} &0.125 \text{ pie/dia} \\ &= 388 \times 0.125 = 48.5 \frac{\text{S.C.F.}}{\text{pie}^2\text{-dia}} \end{aligned}$$

11. - Máximo rate de aire para el patrón de campo

$$= 4.77 \times 48.5 \times 330 \times 30 \times 10^6 = 2.29 \frac{\text{MM SCF}}{\text{dia}}$$

12. - Tiempo requerido para alcanzar el máximo rate de aire

$$= \frac{2.29 \times 10^6}{2 \text{ II} \times 30 \times 388 \times (0.5)^2} = 125 \text{ días}$$

13. - Volumen de aire inyectado cuando se ha alcanzado el máximo rate

$$= 125 \times \frac{2.29}{2} = 143 \text{ MMSCF}$$

14. - Volumen de aire inyectado durante el período del rate constante

$$1,580 - 2 (143) = 1,294 \text{ MMSCF}$$

15. - Duración del período del rate constante

$$1294/2.49 = 566 \text{ días}$$

Tiempo total para la operación completa de combustión

$$566 + 2 (125) = 816 \text{ días}$$

16. - Máxima presión de inyección de aire

$$P_{iw}^2 = (14.7)^2 + \frac{2.29 \times 10^6 \times 0.0186 (460 \times 85)}{(0.703) (25) (30)}$$

$$L_u \frac{(330)^2}{0.276 \times 0.5 \times 125}$$

$$= 216 + 331,000 = 331,216$$

$$\underline{P_{iw} = 575 \text{ psia.}}$$

17. - Requerimiento de un compresor para una secuencia de cuatro patrones

$$= 4 (2.29) (3) (88) = 2,420 \text{ B.H.P.}$$

18. - Petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado:

$$= 23560 \left[ \frac{(55) (35) - 2.00}{5.61 \times 10^4} \right]$$

$$= 43560 (0.0343 - 0.0057)$$

$$= 43560 (0.0286)$$

$$= 1,248 \text{ bbls./acre-pie}$$

Petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado:

$$= 43560 \frac{(0.40)(55)(35)}{(5.61)(10^4)} = 598 \frac{\text{bbls.}}{\text{acre-pie}}$$

Total de petróleo recuperable:

$$= \frac{30}{100} \times 1,248 \times \frac{100 - 30}{100} \times 598$$

$$= 374 + 419 = 793 \frac{\text{bbls.}}{\text{acre-pie}}$$

Eficiencia de recuperación de todo el petróleo:

$$= \frac{793 \times 5.61 \times 10^4}{43560 \times 55 \times 35} = 53\%$$

19. - Barriles de agua producida por Acre-pie:

$$= \frac{43560 (30)}{100} \times \left[ \frac{4 (1.46)}{6 \times 350 \times 11 \times \left(\frac{i}{3}\right)^2} + \frac{40 \times 35}{5.61 \times 10^4} \right]$$

$$= 13,080 (0.0080 + 0.025)$$

$$= 435 \frac{\text{bbls.}}{\text{acre-pie}}$$

20. - Petróleo recuperable por MMSCF de aire inyectado:

$$= \frac{793}{10.55} = 75.2 \text{ bbls./dia}$$

21. - Máximo rate de producción de petróleo desde el patrón:

$$= 75.2 \times 2.29 = 172 \text{ bbls./dia}$$

22. - Barriles de agua producidos por MMSCF de aire inyectado:

$$= \frac{431}{10.55} = 40.8 \frac{\text{bbls.}}{\text{MMSCF}}$$

23. - Máximo rate de producción de agua:

$$= 40.8 \times 2.29 = 93.5 \text{ bbls./dia}$$

APENDICE "C"

B. - COMPONENTES DEL QUEMADOR DE ARENA

Item	Cantidad	<u>Descripción</u>
1	1	Tubo interior de acero inoxidable revestido con asbesto de 4" de diámetro exterior y de 1/16" de espesor y de longitud 55".
2	1	Tubo exterior de diámetro 8" espesor 1/16", longitud 51".
3	2	Bases, abracaderas 1/2 circunsferencia, ancho 2", espesor 1/16".
4	2	Tubitos de inyección y producción, longitud 7" c/u. diámetro interior 3/16".
5		<u>Instalación Eléctrica</u>
	1	Bateria 6 volt.
	1	Bobina 6 volt.
	1	Condensador 6 volt.
	1	Bujía 6 volt.

CAPITULO V

NOMENCLATURA

- A = Aire requerido/pie<sup>3</sup> de reservorio quemado  $\frac{(S.C.F.)}{pie^3}$
- Aa = Volumen de aire inyectado en el tubo de laboratorio----- (SCF)
- a = Distancia promedio entre pozos de producción y de inyección (Pies)
- CO<sub>2g</sub> = Dióxido de carbono en el gas producido ( % vol.)
- CO<sub>g</sub> = Monóxido de carbono en el gas producido ( % vol.)
- D = I.D. del tubo de combustión (Pies)
- E<sub>A</sub> = Eficiencia de área de barrido del petróleo en la zona quemada ( %)
- E<sub>l</sub> = Eficiencia de barrido vertical por el petróleo en la zona quemada ( %)
- E<sub>v</sub> = Eficiencia volumétrica de barrido por el petróleo en la zona quemada ( %)
- E<sub>R</sub> = Eficiencia de recuperación total ( %)
- F = Factor de porosidad =  $\frac{100 - \phi_R}{100 - \phi_P}$  (sin dimensiones)
- h) = Potencia de formación (Pies)
- i<sub>a</sub> = Máximo rate de inyección de aire para el patrón (S. C. F./dia)
- i<sub>D</sub> = Término de flujo (sin dimensiones)
- i<sub>l</sub> = Rate de inyección de aire durante el período de incremento del rate de inyección (S. C. F./dia)
- K<sub>g</sub> = Permeabilidad efectiva del gas (md)

$L$	=	Longitud del paquete quemado (pies)
$N_1$	=	Petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado (bbl./acre-pie)
$N_2$	=	Petróleo desplazado por acre-pie de reservorio quemado (bbl./acre-pie)
$N_3$	=	Recuperación total de petróleo por acre-pie de reservorio (bbls./acre-pie)
$N_{2a}$	=	Nitrógeno en el gas producido (%)
$N_{2g}$	=	Nitrógeno en el gas producido (%)
$P_{iw}$	=	Presión de inyección de aire sin considerar la columna estática (psi)
$P_w$	=	Presión en la cabeza del pozo del pozo de producción (psi)
$P_r$	=	Presión de formación en la posición radial al frente de combustión (psi)
$r_f$	=	Distancia radial al frente de combustión (pies)
$r_w$	=	Radio del pozo de producción (pies)
$r_1$	=	Distancia radial al frente de combustión al final del período incremento del rate de aire (pies)
$S_Q$	=	Saturación de petróleo (% de espacio poroso)
$S_w$	=	Saturación de agua (% de espacio poroso)
$T_f$	=	Tiempo del período para alcanzar el máximo rate de inyección (días)
$t_2$	=	Duración del período de rate constante (días)
$t_3$	=	Tiempo de duración del período de declinación (días)
$t_t$	=	Tiempo total de quemado de un patrón (días)



- $\mu$  = Flujo de aire (S.C.F./dia-pie<sup>2</sup> de área del frente)
- $\mu_{\min}$  = Mínimo flujo de aire para mantener la combustión  
(S.C.F./dia-pie<sup>2</sup> de área del frente)
- $\mu_1$  = Flujo de aire durante el período de incremento  
(S.C.F./dia-pie<sup>2</sup> de área del frente)
- $v$  = Rate de avance de la zona quemada (pie/dia)
- $v_1$  = Rate de avance de la zona quemada durante el período de  
incremento del rate (pie/dia)
- $v_{\min}$  = Mínimo rate de avance para mantener la combustión (pie/dia)
- $V_g$  = Volumen de gas producido en el laboratorio (S.C.F.)
- $V_1$  = Volumen de aire inyectado para el patrón durante el período  
de incremento del rate (M MSCF)
- $V_2$  = Volumen de aire inyectado para el patrón durante el período  
de rate constante (M MSCF)
- $V_3$  = Volumen de aire inyectado para el patrón durante el período  
de declinación del rate (M MSCF)
- $V_T$  = Volumen total de aire requerido para el patrón (M MSCF)
- $w$  = Unidad de combustible consumido en el tubo de combustión  
de laboratorio (lb./pie<sup>3</sup>)
- $w_c$  = Carbón en el combustible quemado (lb.)
- $w_H$  = Hidrógeno en el combustible quemado (lb.)
- $w_F$  = Total de combustible quemado en el tubo de combustión (lb.)
- $\phi_P$  = Porosidad del paquete de arena de laboratorio (%)
- $\phi_R$  = Porosidad del reservorio (%)
- $\mu_a$  = Viscosidad del aire (cp.)

APENDICE D

C. MANUAL DE OPERACION DEL QUEMADO

PROCEDIMIENTO :

- 1°.- Saturar el core según los porcentajes de oil y agua que existen en la formación en promedio.
- 2°.- Colocar éste en el tubo interior del aparato y cerrar herméticamente.
- 3°.- Proceder a la instalación eléctrica para producir la chispa que dará lugar al encendido del combustible.
- 4°.- Inyectar aire juntamente con el gas natural en la propoeción 100% gas natural - 0% aire e ir disminuyendo gradualmente la proporción de gas natural en 1 hora, hasta tener 0% gas natural - 100% aire; luego se continúa inyectando aire por espacio de una hora hasta que se produzca la combustión completa, tiempo en que se suspende la inyección.
- 5°.- La inyección se realizará en las siguientes condiciones :

Presión	125 psig.
Flujo de aire	5.9 $\frac{\text{SCF}}{\text{hr} - \text{pie}^2}$
Velocidad aprox. del frente	0.4 $\frac{\text{pie}}{\text{dia}}$
- 6°.- Proceder a recibir los gases y aceite obtenidos en los recipientes adecuados, para hacer el análisis respectivo que dará los % de CO<sub>2</sub> CO, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O.

7°.- Con los % de los gases obtenidos formar la ecuación :



luego seguir los pasos de las ecuaciones de Nelson

8°.- Si se es posible, repetir con otros cores la operación por el tiempo que se estime conveniente y luego proceder a efectuar la comparación que nos dará lugar a deducir valores promedios.

BIBLIOGRAFIA

1. L. C. Vogel and R. F. Krueger, "An Analog Computer for Studying Heat Transfer During a Thermal Recovery y Process", Petroleum Transactions AIME 204, 205 (1955)
2. H. J. Ramey, "Transient Heat Conduction During Radial Movement of a Cylindrical Heat Source - Applications to the The Thermal Recovery Process", Petroleum Transactions AIME, 216, 115-22 (1959).
3. H. R. Bailey and B. K. Larkin, "Conduction-Convection in Underground Combustion, Petroleum Transactions AIME, 216, 123-29 (1959).
4. H. R. Baily and B. K. Larkin, "Conduction-Convection in Underground Combustion", Petroleum Transactions AIME, 219, 320-31 (1960).
5. D. W. Green and Robert H. Perry, "Heat Transfer with a Flowing Fluid trthrough a Porous Media", paper presented at the 4th National Heat Transfer Conference, AIChE-ASME, Buffalo, New York, August 14 to 17, 1960.
6. D. Kuni and J. M Smith, "Heat Transfer Characteristics of Porous Rocks", AIChE Journal, 7, 29-34 (1961)
7. H. J. Tadema, "Mechanism of Oil Production by Underground Com-bustión", presented at the Fifth World Petroleum Congress, Section II, papel no. 22, New York, 1959.
8. Johnston, Kenneth H. and Riggs, C. H. Secondary Recovery Practices and Oil Reserves in the Eastern Part of the Delaware-Childers Field. U. S. Burean of Mines R.I. 4019
9. Emery, L. W. "Results froms a Multi-Well Thermal Recovery Test in Southeastern Kansas", Journal of Petroleum Technology, June 1962
10. Mechanics of Secondary Oil Recovery Charles Robert Smith. Department of Petroleum Engnieering The University of Wyoring.