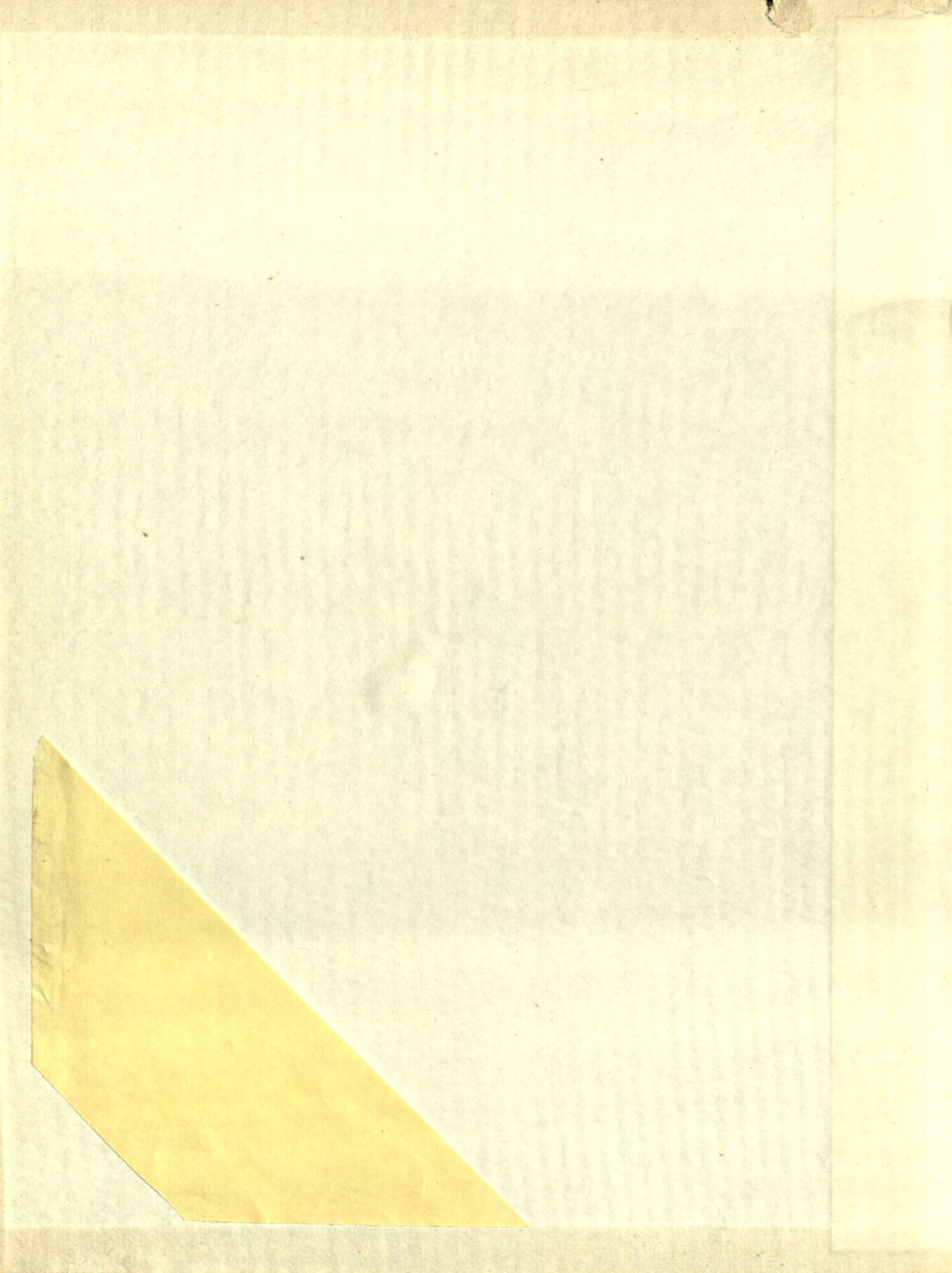


UNAM



102

TESIS-BCCT





INSTITUTO DE GEOLOGIA
BIBLIOTECA

I-108

1515 ON 201

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS

TESIS

PROFESIONAL PARA
INGENIERO PETROLERO

ALFONSO ROMERO LOZA



1944

7(361)
6a

CLASIF. **PLA-1944 II**

ADQUIS. **I-108.**

FECHA _____

PROCESO _____

TESTIS

PROFESIONAL PARA
LABORATORIO PERITO

ALFONSO ROMERO LOZA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.



BIBLIOTECA

TESIS QUE PRESENTA EL PASANTE

ALFONSO ROMERO LOZA.

- 1a.- El volumen de aceite recuperable.
 - 2a.- El espaciamiento mejor de los pozos por perforar.
 - 3a.- El número de pozos, y
 - 4a.- la mejor forma para desarrollar el -
- 0 - instalaciones por establecer, el orden en que se han de construir, etc. etc.

Para sustentar el examen Profesional de:

INGENIERO PETROLERO.

MEXICO, D. F.
1944.

596

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.



TESIS QUE PRESENTA EL PASANTE

467.7 (361)

Roba

ALFONSO ROMERO LOZA.

- 0 -

Para sustentar el examen Profesional de:

INGENIERO PETROLERO.

MEXICO, D. F.
1944.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.
ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.
Dirección.
Núm. 731-1603.
Exp. Núm. 731/214.2/-

Al Pasante señor Alfonso Romero Loza,
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud relativa me es grato transcribir a usted a continuación el tema que - - aprobado por esta Dirección, propuso el señor profesor - ingeniero Antonio M. Amor para que lo desarrolle como tesis en su examen profesional de Ingeniero PETROLERO.

"Dada la estructura que aparece en el croquis adjunto y los datos que se acompañan de los pozos perforados en el 1, 2, 3, 4, 5 y 8 así como los datos de presiones de fondo, de condiciones del manantío productor y de las producciones extraídas hasta la fecha que también se acompañan, determinar:

- 1o.- El volumen de aceite recuperable.
- 2o.- El espaciamiento mejor de los pozos por perforar.
- 3o.- El Número de éstos, y
- 4o.- La mejor forma para desarrollar el campo, instalaciones por establecer, el orden en que se han de construir, etc. etc.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

México, D. F., a 10 de diciembre de 1943.

EL DIRECTOR,

Ing. Pedro Martínez Tornel.-Firmado.

PMT/TB/mr.
c. ib.

C O N T E N I D O .

A LA MEMORIA
DE MI PADRE.
G E N E R A L I D A D E S .

PRIMERA PARTE*

[Aceite Recuperable.]

SEGUNDA PARTE:

Espaciamiento de pozos.

TERCERA PARTE:

Instalaciones, equipo y
desarrollo en general.

- o -

A MI PADRE.

CONTENIDO.

GENERALIDADES.

PRIMERA PARTE.

Acetate Reoperable.

SEGUNDA PARTE:

Empalmiento de pozos.

TERCERA PARTE:

Instalaciones, equipo y

desarrollo en general.

GENERALIDADES

El campo petrolero de Cuitchape está situado a una hora, por ferrocarril, de Coatepec, estado de Veracruz, y más o menos a la mitad del trayecto entre dicho Puerto y San José del Carmen, estación ferroviaria comunicada con el campo petrolero de El Plán y ubicada en el trazo del ferrocarril del S. N.

En lo referente a clima, vegetación etc. Cuitchape tiene las mismas características de los demás campos situados en el Istmo de Tehuantepec, notándose los tonos más pronunciados que en otras áreas de la misma región.

De los pozos hasta hoy perforados, tan sólo tres han resultado productivos; los demás aunque también han producido algo de petróleo, han tenido una vida muy irregular, que nos induce a no considerar, para la finalidad de este tesis, mientras no se regularice su régimen de producción.

A MI MADRE.

Observando los datos de estos tres pozos producidos, podemos notar que la tendencia general que se sigue en la vida de estos pozos es la de una producción irregular, que nos induce a no considerar, para la finalidad de este tesis, mientras no se regularice su régimen de producción.

A LA MEMORIA
DE MI PADRE.

A MI MADRE.

GENERALIDADES.

El campo petrolero de Cuichapa está situado a una hora, por Ferrocarril, de Coatzacoalcos, estado de Veracruz, y más o menos a la mitad del trayecto entre dicho Puerto y San José del Carmen, estación ferrocarrilera comunicada con el campo petrolero de El Plan y ubicada en el trazo del ferrocarril del S. E.

En lo referente a clima, vegetación etc. Cuichapa tiene las mismas características de los demás campos situados en el Istmo de Tehuantepec, notándose los lomeríos más pronunciados que en otras áreas de la misma región.

De los pozos hasta hoy perforados, tan sólo tres han resultado productores; los demás aunque también han producido algo de petróleo, han tenido una vida muy irregular, que nos induce a no considerarlos, para la finalidad de esta tesis, mientras no se regularice su régimen de producción.

Observando los datos de estos tres pozos productores, podemos notar que la tendencia general que tienen es la de alcanzar rápidamente una producción elevada para luego declinar con una pendiente bastante notable, como se observa en el pozo N° 3 que según los cálculos tiene una declinación promedio de 9.5% mensual, aunque últimamente esta cifra se ha visto bastante reducida.

El campo petrolero de Guichapa está situado a una hora, por Ferrocarril, de Coatzacoalcos, estado de Veracruz, y más o menos a la mitad del trayecto entre dicho Puerto y San José del Carmen, estación ferroviaria comunicada con el campo petrolero de El Plan y ubi- cada en el trazo del ferrocarril del S. E.

En lo referente a clima, vegetación etc. Guichapa tiene las mismas características de los demás campos situados en el Istmo de Tehuantepec, notándose los tonos más pronunciados que en otras áreas de la misma región.

De los pozos hasta hoy perforados, tan sólo tres han resultado productores; los demás aunque también han producido algo de petróleo, han tenido una vida muy irregular, que nos induce a no considerarlos, para la finalidad de esta tesis, mientras no se regularice su régimen de producción.

Observando los datos de estos tres pozos productores, podemos notar que la tendencia general que tienen es la de alcanzar rápidamente una producción elevada para luego declinar con una pendiente bastante notable, como se observa en el caso No 3 que según los datos los tiene una declinación promedio de 2.5% mensual, aun- que últimamente esta cifra se ha visto bastante reducida.

En la actualidad los tres pozos mantienen su producción en 100 m³ diarios sin tendencia notoria a -- disminuir esta cantidad.

En el presente se están haciendo trabajos de perforación que al parecer han de alcanzar éxito, con lo cual es de esperarse el surgimiento de este campo como productor de importancia y por consiguiente la incorporación de esta zona entre las más importantes de la región.

El primer método consiste en determinar el volumen total del campo almacenado de petróleo y calcular, mediante la aplicación de un cierto coeficiente, la cantidad de aceite que podrá extraerse del yacimiento.

Para la aplicación de este método es necesario conocer los límites del campo y además el espesor de los estratos productores, las variaciones de porosidad de los mismos y su saturación; estos datos son difíciles de determinar en campos donde se tienen perforados muy pocos pozos; en general, el método volumétrico es el más impreciso de los tres en el cálculo de reservas petroleras.

El segundo método es sea el del estudio de la declinación de la producción, ya sea de los pozos en particular o de todo el campo en general, consiste en fijar la declinación mensual de la producción y con ésta calcular la curva correspondiente a fin de determinar el límite de producción en la actualidad de un campo. En un campo a la fecha más o menos aproximada se puede determinar la producción.

En la actualidad los tres pozos mantienen su producción en 100 ms barijos sin tendencia notoria a disminuir esta cantidad.

En el presente se están haciendo trabajos de perforación que al parecer han de alcanzar éxito, con lo cual se de esperarse el surgimiento de este campo como productor de importancia y por consiguiente la incorporación de esta zona entre las más importantes de la región.

I.- ACEITE RECUPERABLE.

Para calcular la cantidad de aceite recuperable, en general, se pueden emplear tres métodos:

- a).- El volumétrico
- b).- Estudio de la declinación de producción y
- c).- Estudio de la declinación de la presión del yacimiento.

El primer método consiste en determinar el volumen total del espacio almacenante de petróleo y calcular, mediante la aplicación de un cierto coeficiente, la cantidad de aceite que podrá extraerse del yacimiento.

Para la aplicación de este método es necesario conocer los límites del campo y además el espesor de los estratos productores, las variaciones de porosidad de los mismos y su saturación; estos datos son difíciles de determinar en campos donde se tienen perforados muy pocos pozos; en general, el método volumétrico es el más impreciso de los tres en el cálculo de reservas petroleras.

El segundo método o sea el del estudio de la declinación de la producción, ya sea de los pozos en particular o de todo el campo en general, consiste en fijar la declinación mensual de la producción y con ésta calcular la curva correspondiente a fin de determinar el límite costable en la productividad de un pozo o de un campo y la fecha más o menos aproximada en que se alcanzará dicha producción.

Conociendo la ley de la curva, entonces es fa--

1.- ACERCA DE RECUPERABLES.

Para calcular la cantidad de aceite recuperable en general, se pueden emplear tres métodos:

- a) -- El volumétrico
- b) -- Estudio de la declinación de producción y
- c) -- Estudio de la declinación de la presión

del yacimiento.

El primer método consiste en determinar el volumen total del espacio almacenante de petróleo y calcular, mediante la aplicación de un cierto coeficiente, la cantidad de aceite que podrá extraerse del yacimiento.

Para la aplicación de este método es necesario conocer los límites del campo, y además el espesor de los estratos productores; las variaciones de porosidad de los mismos y su saturación; estos datos son difíciles de determinar en campos donde se tienen perforados muy pocos pozos; en general, el método volumétrico es el más impreciso de los tres en el cálculo de reservas petroleras.

El segundo método o sea el del estudio de la declinación de la producción, ya sea de los pozos en particular o de todo el campo en general, consiste en fijar la declinación manual de la producción y con ésta calcular la curva correspondiente a fin de determinar el límite estable en la productividad de un pozo o de un campo y la fecha más o menos aproximada en que se alcanzará dicha

producción.

Conociendo la ley de la curva, entonces se la

cil obtener la producción para cualquier fecha y por ---
consiguiente conocer la recuperación final. Si a esta --
producción total le restamos la producción acumulativa a
la fecha, obtendremos la reserva por producir durante un
tiempo determinado. Este método es el más asequible y el
que más se presta en campos que están totalmente perfora
dos, porque entonces los datos que se tienen son numero
sos y precisos y por consiguiente los resultados obteni
dos son muy aceptables.

Sin embargo si el campo no se encuentra en un
grado muy avanzado de explotación, el método es igualmen
te aplicable para los pozos existentes, determinando el
aceite por producir por los pozos que se tomen en cuenta,
o bien para hacer el estudio de un bloque o área determi
nada que se tenga interés en saber sus posibilidades.

El tercer método, aquel de relacionar la decli
nación de la presión del yacimiento con la producción --
del mismo, requiere tener datos de la presión de fondo -
del depósito tomados a intervalos regulares de tiempo. -
Este método es únicamente aplicable en campos que están
bajo control volumétrico o de gas, ya que para campos -
bajo control hidráulico no es posible aplicar este siste
ma, por la naturaleza de la curva de presión, que, como
se sabe, se mantiene constante o casi constante durante
el tiempo que dura la vida del campo.

En el caso concreto del campo de Cuichapa, po
dría usarse el primer método o sea el volumétrico, y aun

El obtener la producción para cualquier fecha y por
 consiguiente conocer la recuperación final. Si a esta
 producción total le restamos la producción acumulativa
 la fecha, obtenemos la reserva por producir durante un
 tiempo determinado. Este método es el más sencillo y el
 que más se presta en campos que están totalmente perfora-
 dos, porque entonces los datos que se tienen son numero-
 sos y precisos y por consiguiente los resultados obteni-
 dos son muy aceptables.

Sin embargo si el campo no se encuentra en un
 grado muy avanzado de explotación, el método es igualmen-
 te aplicable para los pozos existentes, determinando el
 acuífero por producir por los pozos que se toman en cuenta,
 o bien para hacer el estudio de un bloque o área determi-
 nada que se tenga interés en saber sus posibilidades.

El tercer método, aquel de relacionar la presión
 natural de la presión del yacimiento con la producción --
 del mismo, requiere tener datos de la presión de fondo --
 del depósito tomados a intervalos regulares de tiempo. --
 Este método es únicamente aplicable en campos que están --
 bajo control volumétrico o de gas, ya que para campos --
 bajo control hidráulico no es posible aplicar este siste-
 ma, por la naturaleza de la curva de presión, que, como
 se sabe, se mantiene constante o casi constante durante
 el tiempo que dura la vida del campo.

En el caso concreto del campo de Guichapa, po-
 dría usarse el primer método o sea el volumétrico, y aun

que no se conocen los límites del yacimiento, por los --
datos de geología que se tienen, se puede saber con - -
aproximación el área del a estructura y para fijar el es
pesor de las arenas productoras podrá tomarse en cuenta--
el promedio de las encontradas hasta ahora y aunque no -
son muchas podrían dar el espesor representativo de los--
estratos productores por lo menos para un área bastante--
grande del campo, ya que entre ellos no existe una gran--
diferencia. La saturación y porosidad de las arenas pro--
ductoras que se tienen perforadas podrían determinar en--
laboratorio. Pero lo que no se puede fijar es el coefi--
ciente de recuperación ya que para hacerlo los únicos da--
tos de que se dispone son los de la recuperación en los--
campos de El Plan y Tonalá situados en las cercanías en--
la misma región del Istmo de Tehuantepec, y que no se --
puede asegurar que sean aplicables a Cuichapa.

Como tampoco se cuentan con datos de presiones
de fondo tomadas en intervalos regulares de tiempo, para
aplicar el tercer método, me voy a limitar únicamente a
determinar el aceite recuperable por los pozos actualmen
te en producción y fijar la recuperación por Hectárea-me
tro de yacimiento y la recuperación volumétrica final pa
ra el área comprendida en la cercanía de ellos.

En las gráficas se muestran la producción de -
los pozos actuales, habiendo alcanzado su máximo todos -
ellos en el año de 1942.

Se han trazado las respectivas curvas de capa-

que no se conocen los límites del crecimiento, por los
 datos de geología que se tienen, se puede saber con
 aproximación el tipo de estructura y para fijar el es-
 pesor de las zonas productoras podrá tomarse en cuenta
 el promedio de las encontradas hasta ahora y aunque no
 son muchas podrán dar el espesor representativo de las
 estratos productores por lo menos para un área bastante
 grande del campo, ya que entre ellas no existe una gran
 diferencia. La saturación y porosidad de las arenas pro-
 ductoras que se tienen por ahora podrán determinar en
 laboratorio. Pero lo que no se puede fijar es el coefi-
 ciente de recuperación ya que para hacerlo los análisis de
 los de que se dispone son los de la recuperación en los
 campos de El Plan y Tonala, situaciones en las que en
 la misma región del Istmo de Tehuantepec, y que no se
 puede asegurar que sean aplicables a Guichapa.

Como tampoco se cuentan con datos de presiones
 de fondo tomadas en intervalos regulares de tiempo, para
 aplicar el tercer método, me voy a limitar únicamente a
 determinar el coeficiente recuperable por los pozos actualmen-
 te en producción y fijar la recuperación por métodos me-
 tro de yacimiento y la recuperación volumétrica final pa-
 ra el área comprendida en la cerámica de ellos.

En las gráficas se muestran la producción de
 los pozos actuales, habiendo alcanzado su máximo todos
 ellos en el año de 1942.
 Se han trazado las respectivas curvas de capa-

cantidad potencial, empleando la ecuación:

$$P_n = P_1 (1-d)^{n-1}$$

En donde:

P_n = Producción el n mes

P_1 = Producción el primer mes

d = Declinación mensual

n = Número de meses

En gráfica aparte esta ecuación se encuentra dibujada para diferentes valores de d. Con la ayuda de esta gráfica se pueden fijar puntos de la curva de capacidad potencial

La declinación se ha determinado sacando un promedio de todas las declinaciones mensuales para un mismo pozo y he obtenido los siguientes valores:

Pozo No. 2 3.5 % mensual

Pozo No. 3 9.5 % "

Pozo No. 8 2.5 % "

El cálculo se va a llevar a cabo en la siguiente forma: trazando la curva media de producción voy a calcular su ecuación; obtenida esta puedo llegar a saber para qué valor de las abscisas (tiempo en meses) voy a alcanzar un valor de 60 m³ en las ordenadas, ya que he considerado como límite económico en la vida de un pozo, una producción de 2 m³ diarios. En esta forma y sumando los valores de producción para cada mes hasta alcanzar la cifra anotada más arriba, obtengo la recuperación final del petróleo producido por un pozo; si a esta cantidad le resto la producción acumulativa a la fecha, obten

de el acuífero por producirse.

Como también conocemos el espesor de las arenas productoras en cada caso y el espaciamiento entre pozos, puede determinarse la recuperación por hectárea-metro y también calcular el coeficiente de recuperación volumétrica de la parte del yacimiento que se considera produciendo por pozos en estudio.

Después de obtener los resultados, aplicando este método, se hará una discusión del mismo, anotando sus puntos débiles y fijando el grado de exactitud de los resultados.

En el campo de Guichapa han sido hasta ahora cinco los pozos productores, pero únicamente tres de ellos, el 2, 3 y 8 han estado produciendo de una manera irregular y continua. En vista de esto, tan solo voy a hacer el estudio de los tres pozos anotados, ya que los otros de producción de los otros no están completos y como ya dije antes, no siguen una ley definida dando gráficas muy irregulares que no se pueden utilizar como base para los cálculos del acuífero recuperable.

Pozo No. 2. -- Por los datos estructurales que se tienen del campo se ve que este pozo está situado en un flanco de la estructura; su profundidad total es de 602.90 mts. y el espesor de las arenas productoras es de 9.00 mts. aproximadamente.

Este pozo está produciendo desde fines de noviembre de 1941, alcanzando su máximo en el mes de junio de 1942. A partir de este punto su producción ha seguido

go el aceite por producirse.

Como también conozco el espesor de las arenas productoras en cada caso y el espaciamiento entre pozos, puedo determinar la recuperación por hectárea-metro y también calcular el coeficiente de recuperación volumétrica de la parte del yacimiento que se considera produciendo por pozo en estudio.

Después de obtener los resultados, aplicando este método, se hará una discusión del mismo, anotando sus puntos débiles y fijando el grado de exactitud de los resultados.

En el campo de Cuichapa han sido hasta ahora cinco los pozos productores, pero únicamente tres de ellos, el 2, 3 y 8 han estado produciendo de una manera irregular y continua. En vista de esto, tan solo voy a hacer el estudio de los tres pozos anotados, ya que los datos de producción de los otros no están completos y como ya dije antes, no siguen una ley definida dando gráficas muy irregulares que no se pueden utilizar como base para los cálculos del aceite recuperable.

Pozo No. 2.- Por los datos estructurales que se tienen del campo se ve que este pozo está situado en un flanco de la estructura; su profundidad total es de 669.90 mts. y el espesor de las arenas productoras es de 9.00 mts. aproximadamente.

Este pozo está produciendo desde fines de noviembre de 1941, alcanzando su máximo en el mes de junio de 1942. A partir de este punto su declinación ha segui-

elaboración, cambiando la ecuación:

$$P_n = P_1 (1-d)^{n-1}$$

En donde:

- P_n = Producción en n meses
- P_1 = Producción el primer mes
- d = Reducción mensual
- n = Número de meses

En gráfica aparte esta ecuación se encuentra dibujada para diferentes valores de d . Con la ayuda de esta gráfica se pueden fijar puntos de la curva de elaboración potencial.

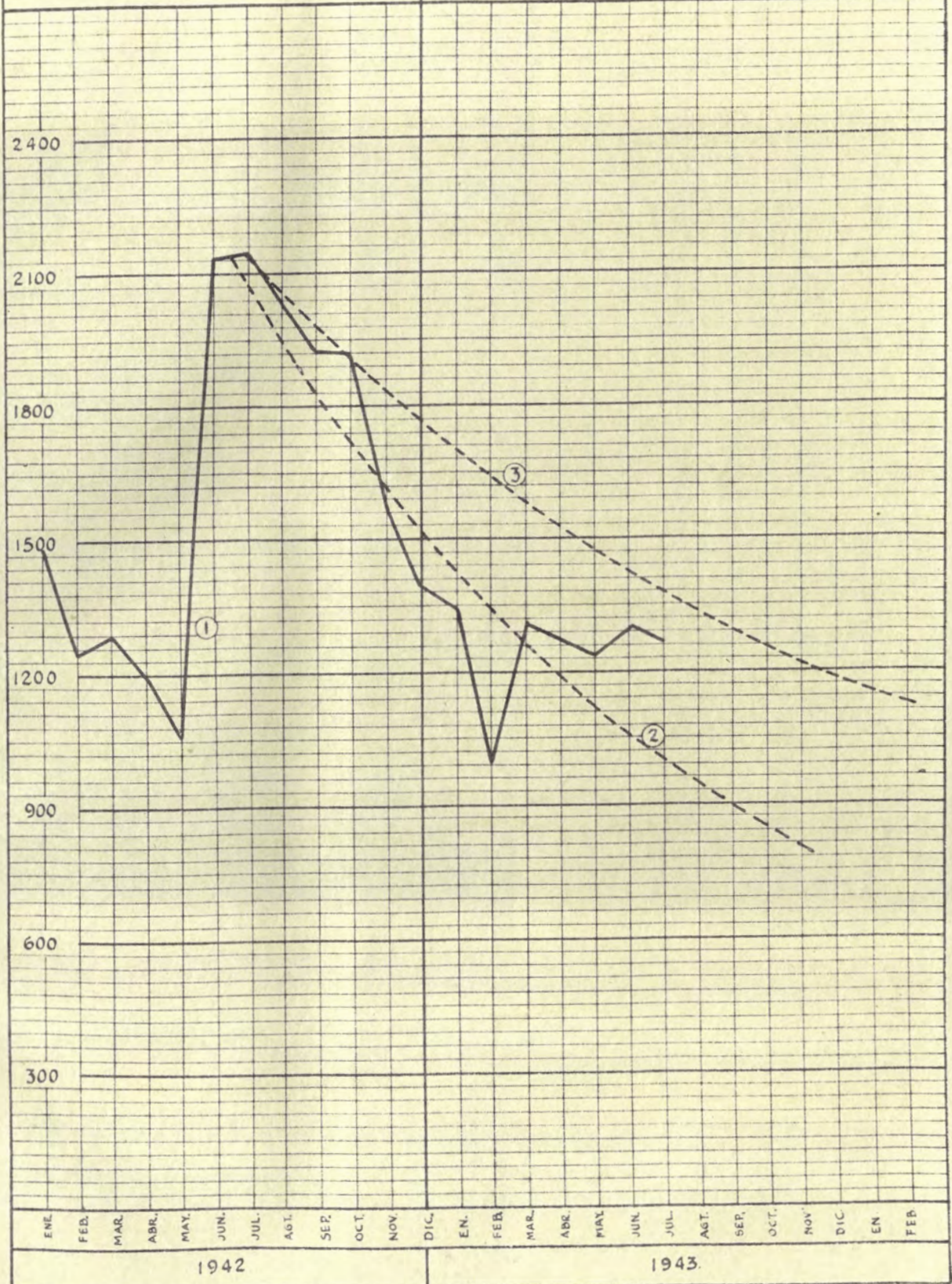
La definición se ha determinado sacando un promedio de todas las definiciones mensuales para un mismo pozo y se obtienen los siguientes valores:

Pozo No. 2	2.5 % mensual
"	2.5 %
"	2.5 %

El cálculo se va a llevar a cabo en la siguiente forma: trazando la curva media de producción voy a calcular su ecuación; obtenida esta puedo llegar a saber para qué valor de las abscisas (tiempo en meses) voy a alcanzar un valor de 60 m³ en las ordenadas, ya que he considerado como límite económico en la vida de un pozo, una producción de 3 m³ diarios. En esta forma y sumando los valores de producción para cada mes hasta alcanzar la cifra anotada más arriba, obtengo la recuperación final del petróleo producido por un pozo; al a esta cantidad le resto la producción acumulativa a la fecha, obteniendo

POZO N° 2

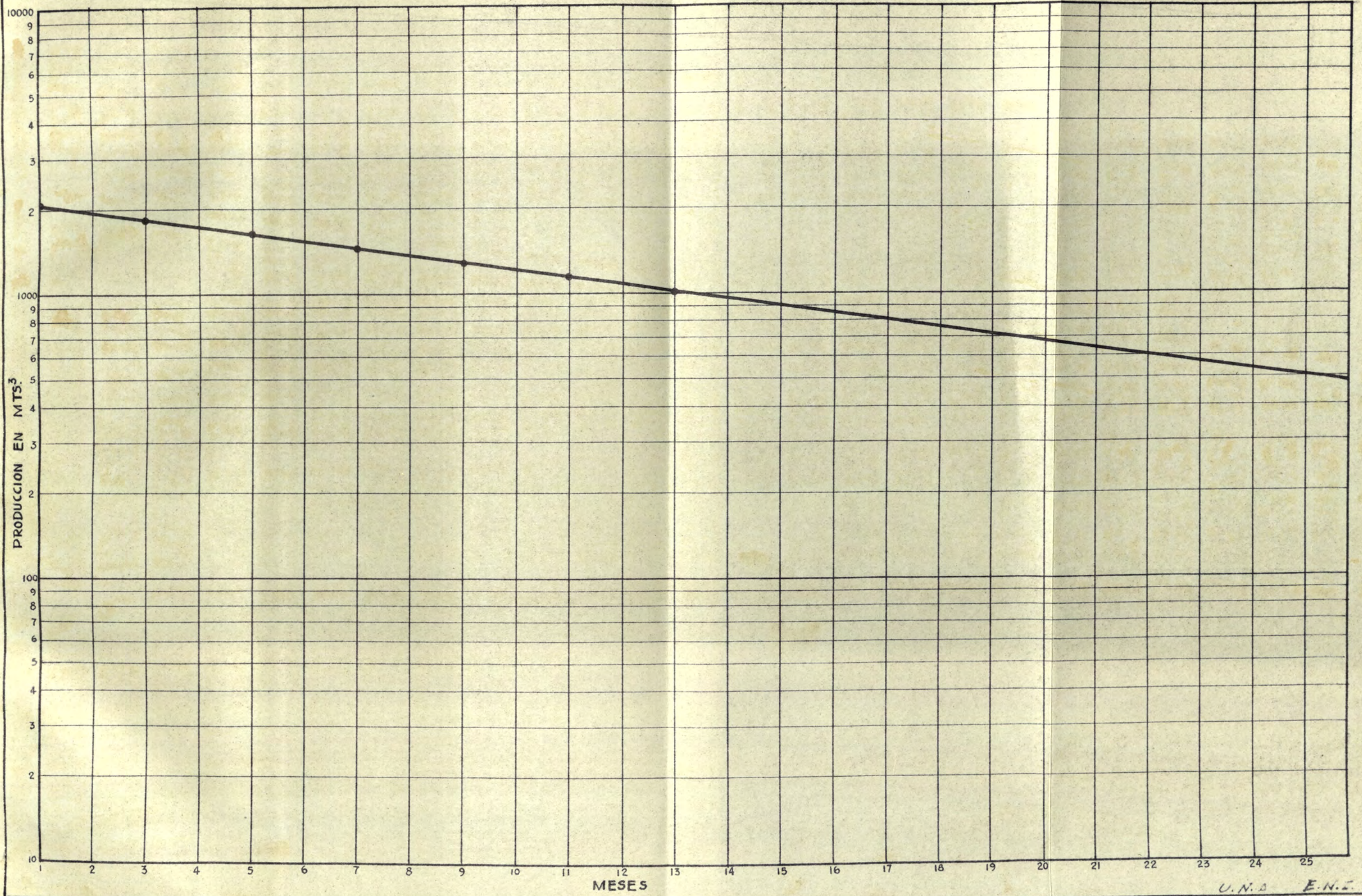
- ① PRODUCCION NETA
- ② " " MEDIA
- ③ CAPACIDAD POTENCIAL



U.V.A. E.V.T.
 A. ...
 ...



POZO N° 2



U.N.A. E.N.E.
A. Romero
Tesis Profesional.

do una ley más o menos definida, que ha hecho posible el trazo de una curva de producción media como se muestra en la figura correspondiente. La declinación estimada es de 3.5 % mensual.

Para determinar la ecuación de esta curva, tomamos puntos de ella que trasladados al papel semi logarítmico quedan situados sobre una línea recta, siendo -- por esto una ecuación de la siguiente forma:

$$\log Y = mX + C$$

donde debemos fijar los valores de m y C.

Los puntos dibujados que corresponden a la -- curva de producción media son:

X	Y
1	2070
3	1815
5	1610
7	1425
9	1260
11	1125
13	1005

tomando como ordenadas la producción en escala logarítmica y como abscisas los meses y considerando como mes 1 el mes julio de 1942.

Vamos a considerar diferentes valores de las -- variables y los vamos a sustituir en la ecuación general arriba anotada a fin de determinar los valores de las -- constantes.

de una ley más o menos definida, que ha hecho posible el trazo de una curva de producción media como se muestra en la figura correspondiente. La declinación estimada es de 3.5 % mensual.

Para determinar la ecuación de esta curva, tomamos puntos de ella que trasladados al papel semi logarítmico quedan situados sobre una línea recta, siendo por esto una ecuación de la siguiente forma:

$$\log Y = mX + C$$

donde debemos fijar los valores de m y C . Los puntos dibujados que corresponden a la curva de producción media son:

X	Y
1	2070
3	1815
5	1610
7	1425
9	1260
11	1125
13	1005

tomando como ordenadas la producción en escala logarítmica y como abscisas los meses y considerando como m el coeficiente de la línea recta.

Vamos a considerar diferentes valores de las variables y los vamos a sustituir en la ecuación general arriba anotada a fin de determinar los valores de las constantes.

Si $X = 5$, entonces $Y = 1610$ y $\log Y = 3.2068$, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$3.2068 = m \cdot 5 + C \quad (1)$$

Tomamos otro valor de X ; Para $X = 1$ entonces $Y = 2070$ y $\log Y = 3.3159$, quedándonos la ecuación:

$$3.3159 = m + C \quad (2)$$

De esta ecuación despejamos el valor de m :
 $m = 3.3159 - C$, valor que sustituimos en la ecuación (1), quedándonos:

$$3.2068 = (3.3159 - C) \cdot 5 + C$$

Efectuando operaciones obtenemos:

$$C = \frac{13.3727}{4} \quad \therefore \quad C = 3.3432$$

Con este valor de C calculamos el valor de m :

De la ecuación (2) $3.3159 = m + 3.3432$
 $m = -0.0273$

Por consiguiente la ecuación general nos queda en la siguiente forma:

$$\log Y = -0.0273 X + 3.3432$$

ecuación que puede escribirse en la siguiente forma:

$$\log Y = \log 10^{-0.0273 X} + \log K$$

siendo $K = \text{antilog } C$, o sea $K = 2204$

quedándonos por último la ecuación de esta manera:

$$Y = (2204) 10^{-0.0273 X}$$

Ahora vamos a ver para qué valor de X el valor de Y se hace 60 m^3 que como dijimos es el límite de costeabilidad de un pozo.

Sustituyendo valores:

Si $X = 5$, entonces $Y = 1610$ y $\log Y = 3.2068$,
probando la ecuación de la siguiente manera:

$$3.2068 = m \cdot 5 + c \quad (1)$$

Tomamos otro valor de X ; Para $X = 1$ entonces

$Y = 2070$ y $\log Y = 3.3159$, probámonos la ecuación:

$$3.3159 = m + c \quad (2)$$

De esta ecuación despejamos el valor de m :

$m = 3.3159 - c$, valor que sustituimos en la ecuación (1), quedándonos:

$$3.2068 = (3.3159 - c) \cdot 5 + c$$

Efectuando operaciones obtenemos:

$$c = \frac{13.3727}{4} = 3.3432$$

Con este valor de c calculamos el valor de m :

De la ecuación (2) $3.3159 = m + 3.3432$.

$$m = -0.0273$$

Por consiguiente la ecuación general nos da

de en la siguiente forma:

$$\log Y = -0.0273 X + 3.3432$$

ecuación que puede escribirse en la siguiente forma:

$$\log Y = \log 10^{-0.0273 X} \cdot \log K$$

siendo $K = \text{antilog } c$, o sea $K = 2204$

probámonos por último la ecuación de esta manera:

$$Y = (2204)^{10^{-0.0273 X}}$$

Ahora vamos a ver para qué valor de X el valor

de Y se hace 60 mg que como dijimos es el límite de con-

servación de un pozo.

Sustituyendo valores:

$$60 = (2204) 10^{-0.0273 X}$$

que podemos escribir:

$$\log 60 = \log 2204 - 0.0273 X$$

y finalmente:

$$X = \frac{3.3432 - 1.7781}{0.0273} \dots X = 57 \text{ meses}$$

La producción total del pozo durante estos 57 meses la -
obteniendo sumando los valores de las ordenadas de cada mes
hasta completar los meses calculados. Esta suma dió un -
total de:

$$37600 \text{ m}^3 = 236 \ 880 \text{ barriles}$$

La producción acumulativa hasta julio de 1943 es:

$$23 \ 455 \text{ m}^3$$

y el aceite por producir es:

$37600 - 23455 = 14145 \text{ m}^3$ y tomando números redondos po--
demus poner 14100 m^3 o sean 89000 barriles aproximadamente
te.

El espaciamiento que se está dando actualmente
a los pozos Cuichapa es de 200 mts. por lo tanto el area
drenada por un pozo es:

$$\text{Área drenada} = \frac{3.14 \times 200^2}{4} = 31 \ 400 \text{ m}^2$$

El espesor de las arenas productoras para el -
pozo No. 2 es de 9.00 mts. aproximadamente, lo que nos -
da una recuperación final de aceite por cada metro de espesor
pesor en las arenas de:

$$\frac{37 \ 600}{9} = 4200 \text{ m}^3 \text{ aproximadamente}$$

y la recuperación final por hectárea-metro:

60 = (2204) 10-0.0273 X

que podemos escribir:

log 60 = log 2204 - 0.0273 X

y finalmente:

$$X = \frac{2.3482 - 1.7781}{0.0273} \cdot \cdot \cdot \cdot X = 27 \text{ meses}$$

La producción total del pozo durante estos 27 meses la obteniendo sumando los valores de las ordenadas de cada mes hasta completar los meses calculados. Esta suma dio un

total de:

37600 m³ = 238 880 barriles

La producción acumulativa hasta julio de 1943 es:

23 452 m³

y el aceite por producir es:

37600 - 23452 = 14148 m³ y tomando números redondos por

demás poner 14100 m³ o sean 89000 barriles aproximadamente

to.

El espesamiento que se está dando actualmente

a los pozos Cutchapa es de 200 mts. por lo tanto el área

drenada por un pozo es:

$$\text{Área drenada} = \frac{3.14 \times 200^2}{4} = 31 400 \text{ m}^2$$

El espesor de las arenas productoras para el

pozo No. 2 es de 9.00 mts. aproximadamente, lo que nos

da una recuperación final de aceite por cada metro de

peso en las arenas de:

$$\frac{37 600}{9} = 4200 \text{ m}^3 \text{ aproximadamente}$$

y la recuperación final por hectárea-metro:

$$\frac{4200}{3.14} = 1340 \text{ m}^3 \text{ por hectárea-metro aproxim.}$$

La recuperación volumétrica final:

$$\frac{1340}{10\ 000} = 0.134 \text{ o sea el } 13\%$$

Pozo No. 3.- Este pozo se encuentra situado igualmente en un flanco de la estructura y a 400 mts. al oeste del pozo No. 2 y a 200 mts. del pozo No. 11 en la actualidad suspendido temporalmente.

Su profundidad llega a 641.80 mts. y las arenas productoras tienen aproximadamente 5 mts. de espesor; este pozo alcanzó su producción máxima en octubre de 1942, fecha en la cual inicia su declinación bastante rápidamente y la que se ha calculado en 9.5 % mensual como promedio. La recuperación de aceite en este pozo se ha calculado en la misma forma que en el caso anterior; correspondiendo los puntos tomados sobre la curva a los siguientes valores:

<u>X</u>	<u>Y</u>
1	2290
3	1500
5	1065
7	750
9	510
11	330
13	210

Procediendo en forma similar el caso anterior y siguiendo la misma secuela de cálculo en la determina

$\frac{4200}{3.14} = 1340 \text{ m}^3 \text{ por hectárea-metro aproxim.}$

La recuperación volumétrica final:

$\frac{1340}{10000} = 0.134 \text{ o sea el } 13\%$

Pozo No. 3. - Este pozo se encuentra situado en un flanco de la estructura y a 400 mts. al oeste del pozo No. 2 y a 200 mts. del pozo No. 11 en las actualidades supendio temporalmente.

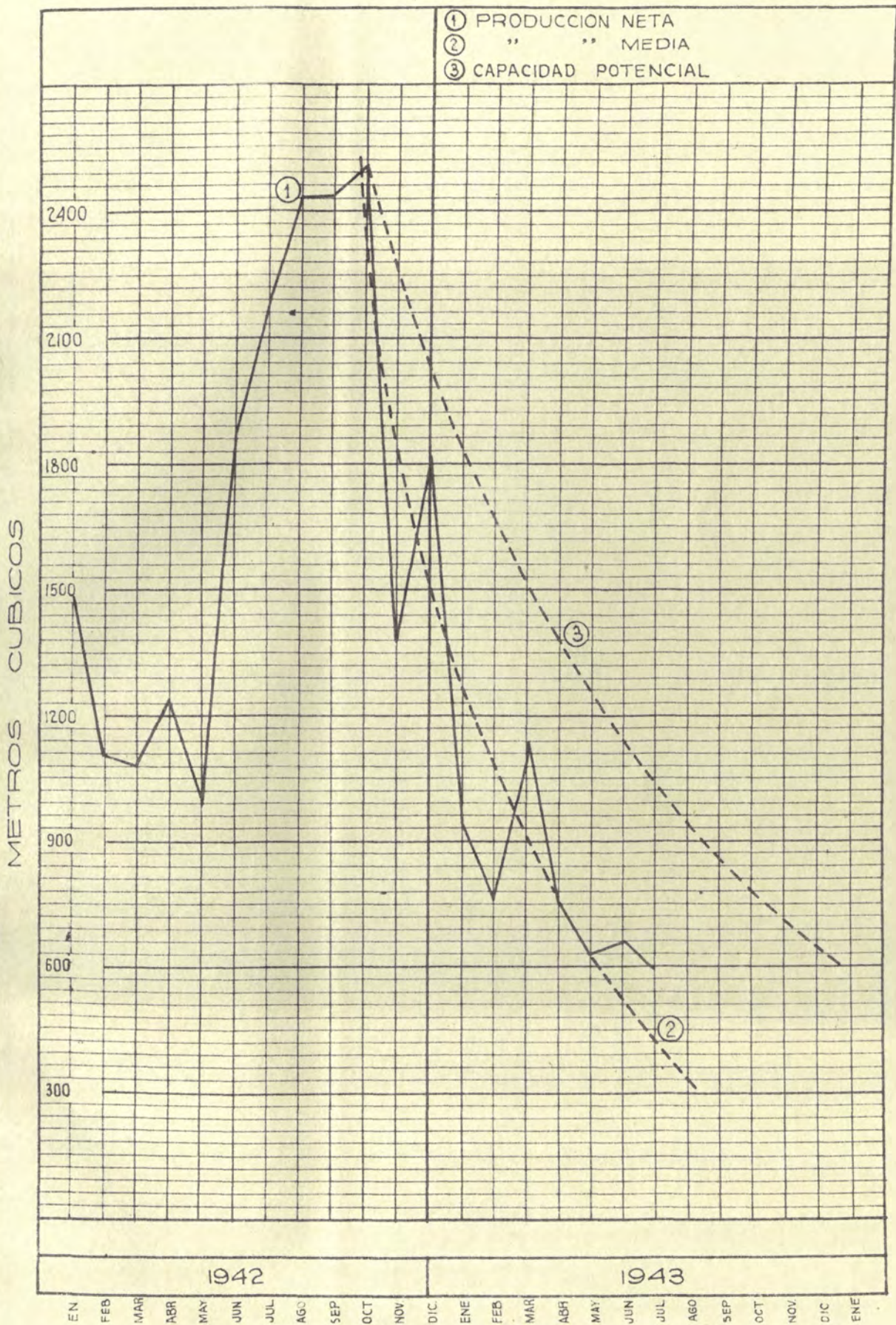
En profundidad llega a 641.80 mts. y las are-
nas productoras tienen aproximadamente 5 mts. de espesor;
este pozo alcanzó su producción máxima en octubre de 1942, fecha en la cual inicia su declinación bastante rápidamente y la que se ha calculado en 2.5 % mensual como promedio. La recuperación de aceite en este pozo se ha calculado en la misma forma que en el caso anterior, correspondiendo los puntos tomados sobre la curva a los

siguientes valores:

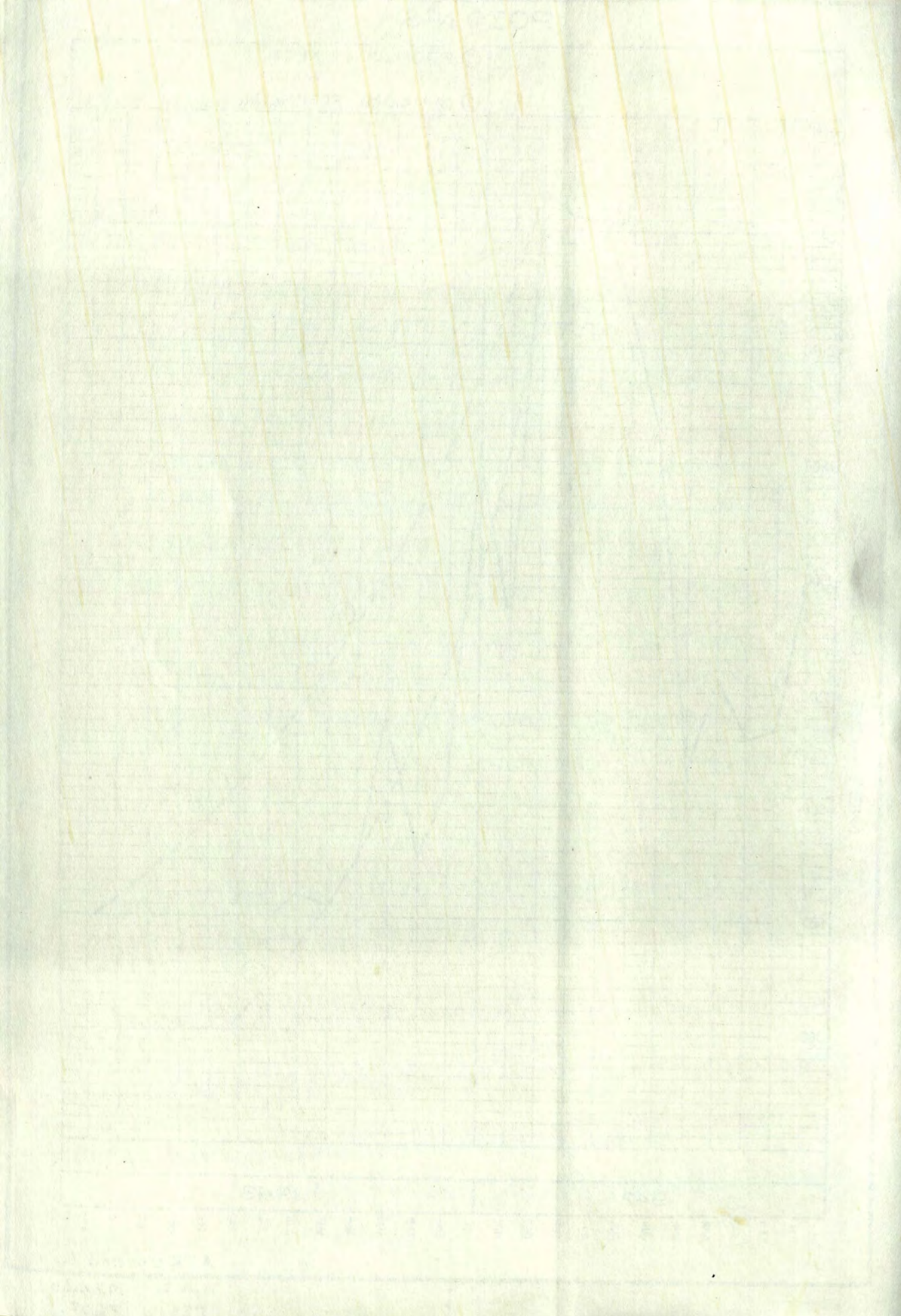
X	Y
1	2290
3	1500
5	1085
7	780
9	510
11	320
13	210

Procediendo en forma similar al caso anterior y siguiendo la misma secuencia de cálculo en la determinación

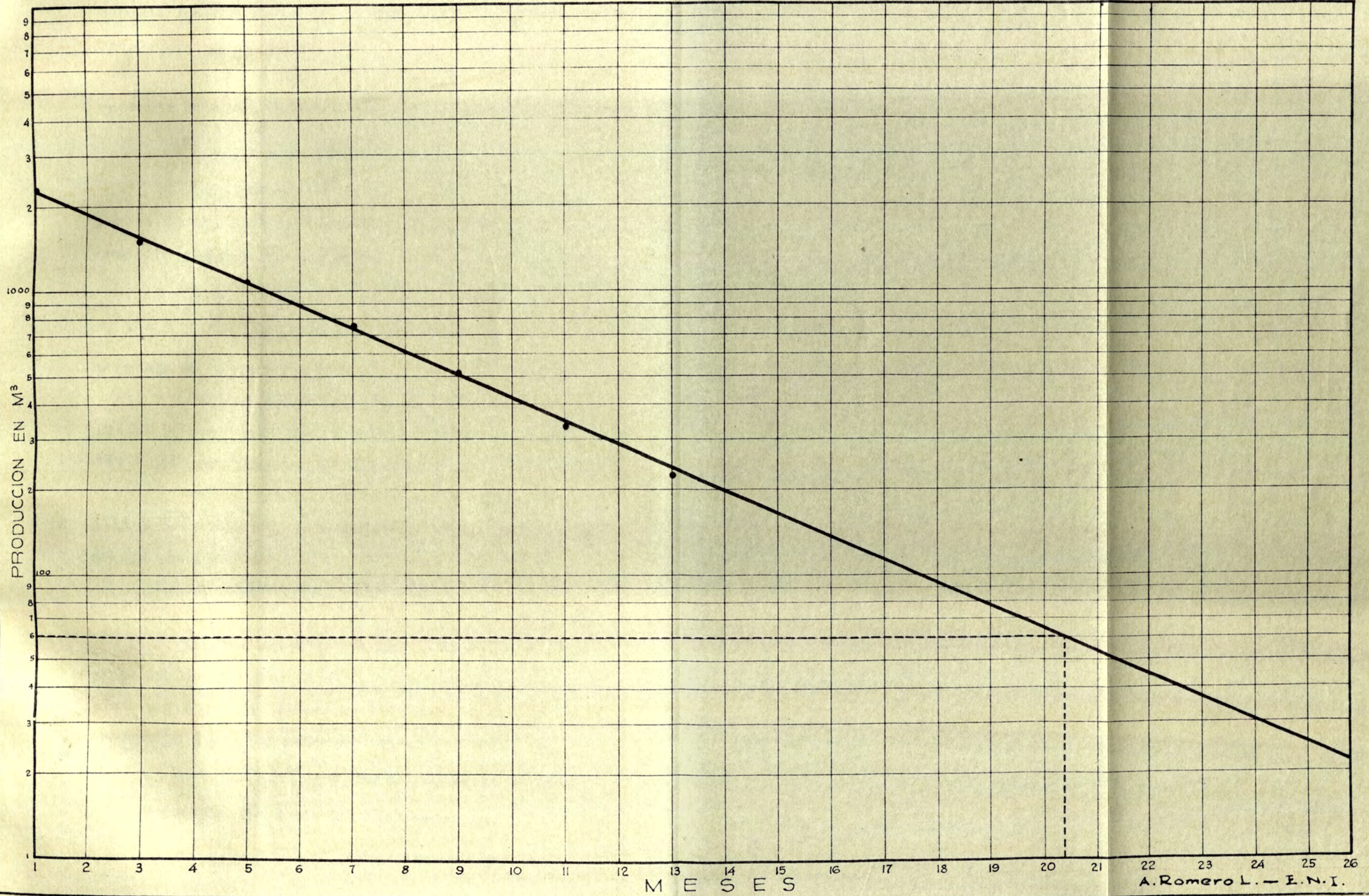
POZONº 3



A. Romero L.
 E.N.I. MEXICO
 TESIS PROF.



POZO N° 3



A. Romero L. — E.N.I.

México
Tesis Prof.

ción de las constante, ha llegado a los siguientes valores:

$$m = - 0.0807 \text{ y } C = 3.4405$$

quedando la ecuación definitiva, de la siguiente manera:

$$Y = (2757) 10^{-0.0807 X}$$

Para obtener el tiempo en que la producción sea de 60 m³, sustituimos los valores respectivos en la ecuación general, y nos queda:

$$60 = (2757) 10^{-0.0807 X}$$

$$\therefore X = \frac{3.4405 - 1.7781}{0.0807} = 20.6 \text{ meses}$$

a partir de octubre de 1942.

Sumando los valores de las ordenadas de cada mes hasta completar los 20 meses, obtengo la producción total del pozo que es: 13 400 m³.

Como la producción acumulativa hasta julio de 1943 es de 10225 m³, la cantidad de aceite por producir arroja una cifra de

$$\begin{aligned} 13\ 400 - 10225 &= 3175 \text{ m}^3 \\ &= 20\ 000 \text{ barriles aproximad.} \end{aligned}$$

El área media de drenaje, considerando un espaciamiento de 200 mts. es de 3.14 hectáreas y como el espesor medio de las arenas es de 5 mts, obtenemos una producción final por metro de espesor de arena de:

$$\frac{13\ 400}{5} = 2\ 680 \text{ m}^3 \text{ por metro de arena}$$

y la producción final por hectárea-metro es:

$$\frac{2\ 680}{3.14} = 855 \text{ m}^3 \text{ por hectarea-metro aprox.}$$

La reproducción volumétrica final es:

$$\frac{855}{10000} = 0.0855 \text{ o sea } 8.55\%$$

Pozo No. 8. Este pozo está situado a poco más de 400 mts. al este del pozo No. 5; alcanzó su producción máxima en el mes de marzo de 1942, declinando a una razón de 2.5 % mensual como promedio.

Su profundidad es de 662.98 mts teniendo el horizonte productor un espesor de 16 mts. aproximadamente. El procedimiento de cálculo que se ha seguido ha sido enteramente igual al de los casos anteriores. Los puntos tomados sobre la curva son:

X	Y
1	1542
2	1470
3	1182
4	942
12	750
15	660

Los valores calculados para las constantes son:
 $X = -0.0288$ y $C = 3.2177$

Siendo la ecuación general de la siguiente forma:
 $Y = (1621) 10^{-0.0288 X}$

El valor de X cuando Y alcanza un valor de 80 m3 es:

$$X = \frac{3.2177 - 1.7781}{0.0288} = 49.98 \text{ meses}$$

La producción total del pozo durante todo este tiempo será: 26 500 m3 y como la producción acumulativa

La recuperación volumétrica final es:

$$\frac{855}{10\ 000} = 0.0855 \text{ o sea } 8.5\%$$

Pozo No. 8.- Este pozo está situado a poco menos de 400 mts. al este del pozo No. 2; alcanzó su producción máxima en el mes de marzo de 1942, declinando a una razón de 2.5 % mensual como promedio.

Su profundidad es de 665.98 mts teniendo el horizonte productor un espesor de 16 mts. aproximadamente. El procedimiento de cálculo que se ha seguido ha sido enteramente igual al de los dos casos anteriores.

Los puntos tomados sobre la curva son:

<u>X</u>	<u>Y</u>
1	1545
2	1470
5	1185
9	945
13	750
15	660

Los valores calculados para las constantes son:

$$X = - 0.0288 \quad y \quad C = 3.2177$$

Siendo la ecuación general de la siguiente forma:

$$Y = (1651) 10^{-0.0288 X}$$

El valor de X cuando Y alcanza un valor de 60 m³ es:

$$X = \frac{3.2177 - 1.7781}{0.0288} = 49.98 \text{ meses}$$

La producción total del pozo durante todo este tiempo será: 26 500 m³ y como la producción acumulativa-

ción de las constantes; he llegado a los siguientes valo-

res:

$$m = - 0.0807 \text{ y } c = 3.4405$$

cuando la ecuación definitiva, de la siguiente manera:

$$Y = (3737) 10^{-0.0807 X}$$

Para obtener el tiempo en que la producción sea de 60 mt, sustituimos los valores respectivos en la-

ecuación general, y nos queda:

$$60 = (3737) 10^{-0.0807 X}$$

$$X = \frac{3.4405 - 1.7781}{0.0807} = 20.6 \text{ meses}$$

a partir de octubre de 1948.

Sumando los valores de las ordenadas de cada mes hasta completar los 20 meses, obtengo la producción total del pozo que es: 13 400 mt.

Como la producción acumulativa hasta julio de 1948 es de 10325 mt, la cantidad de aceite por producir exacta una cifra de

$$13 400 - 10325 = 3075 \text{ mt} \\ = 20 000 \text{ barriles aproximad.}$$

El área media de drenaje, considerando un espesor medio de 200 mts, es de 3.14 hectáreas y como el espesor medio de las arenas es de 5 mts, obtenemos una producción final por metro de espesor de arena de:

$$\frac{13 400}{5} = 2 680 \text{ mt por metro de arena}$$

y la producción final por hectárea-metro es:

$$\frac{2 680}{3.14} = 853 \text{ mt por hectárea-metro aprox.}$$

POZO Nº 8

- ① PRODUCCION NETA
- ② " " " " MEDIA
- ③ CAPACIDAD POTENCIAL

2400

2100

1800

1500

1200

900

600

300

EN

FEB

MAR

ABR

MAY

JUN

JUL

AGT

SEP

OCT

NOV

DIC

EN

FEB

MAR

ABR

MAY

JUN

JUL

AGT

SEP

OCT

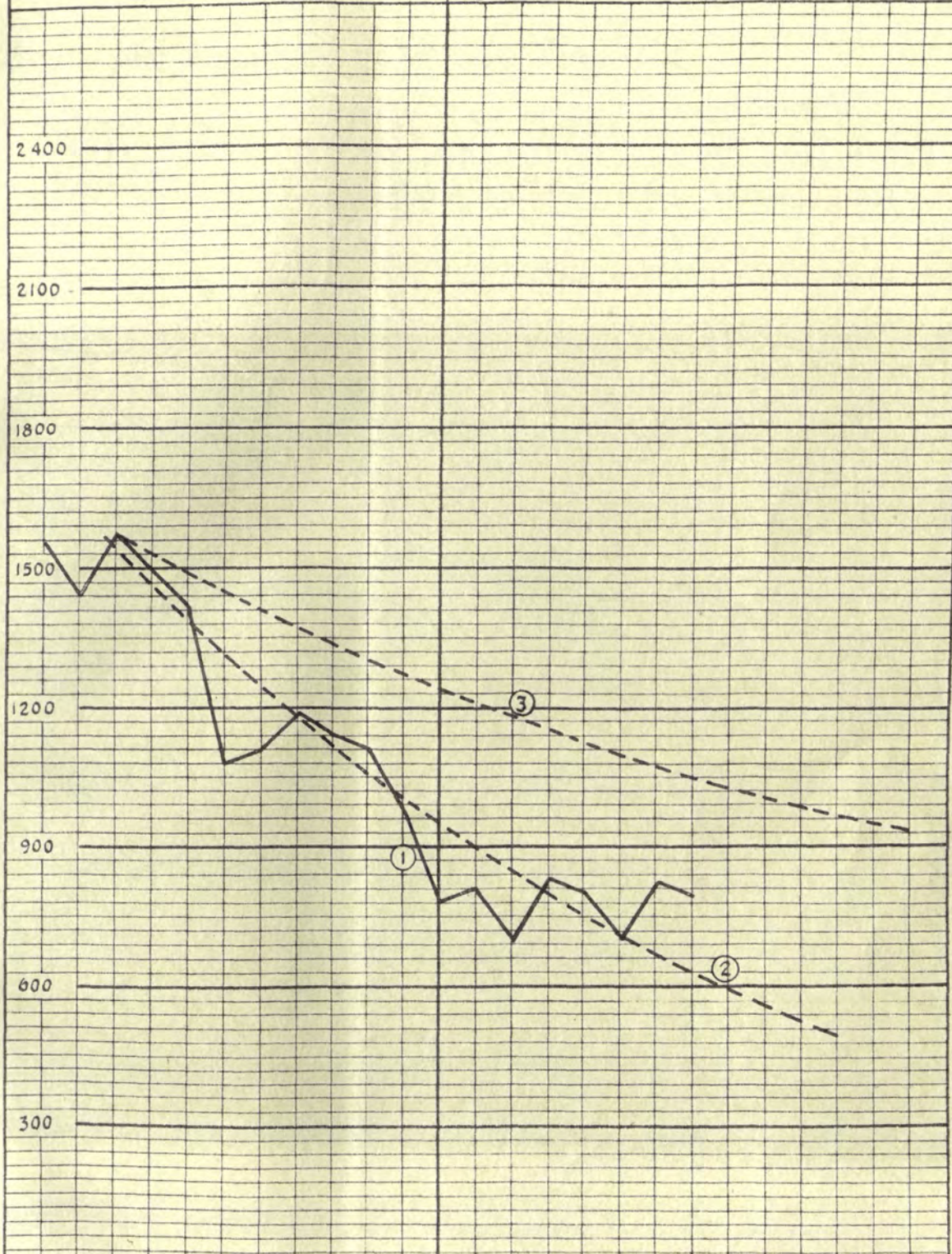
NOV

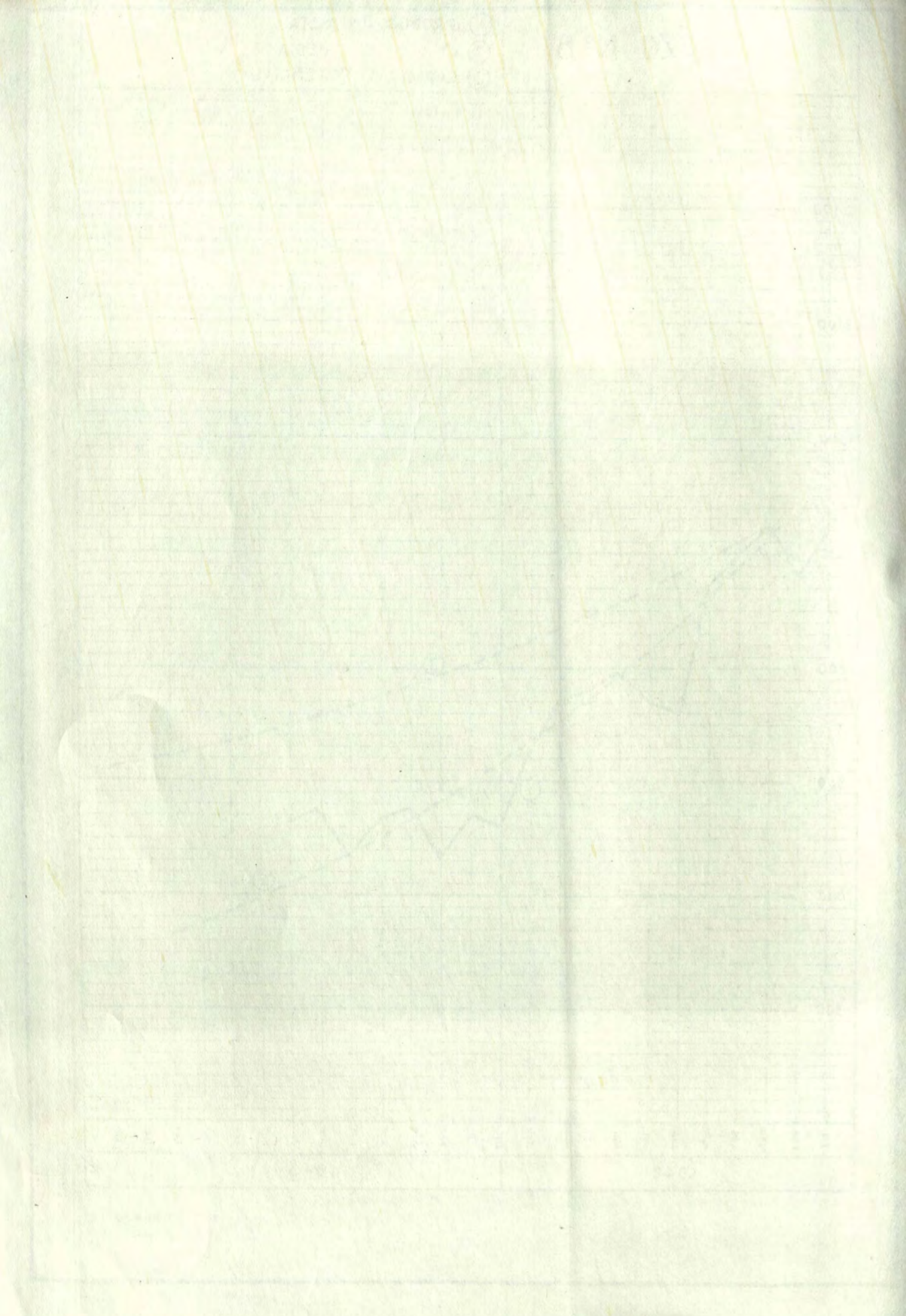
DIC

EN

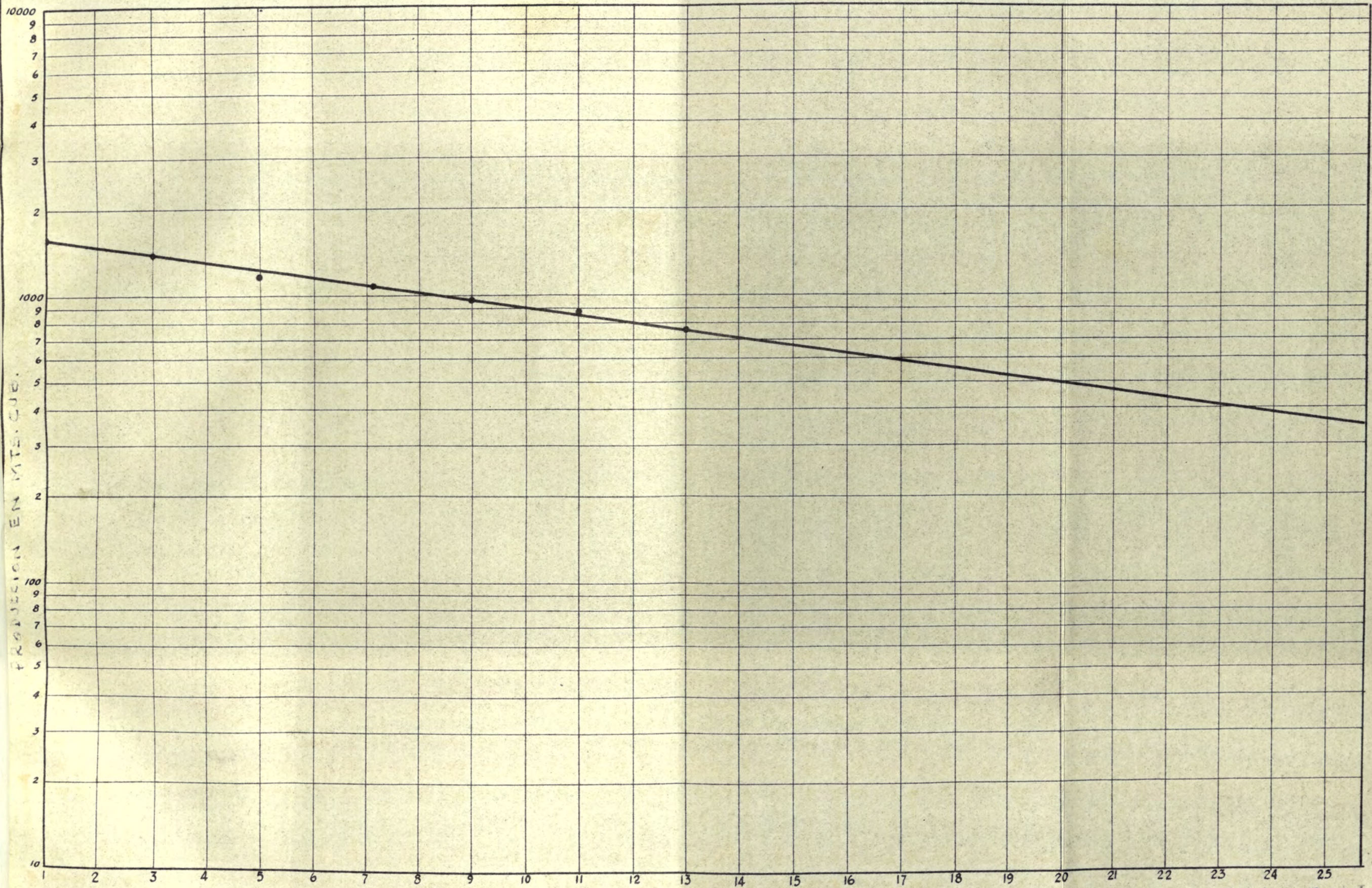
1942

1943





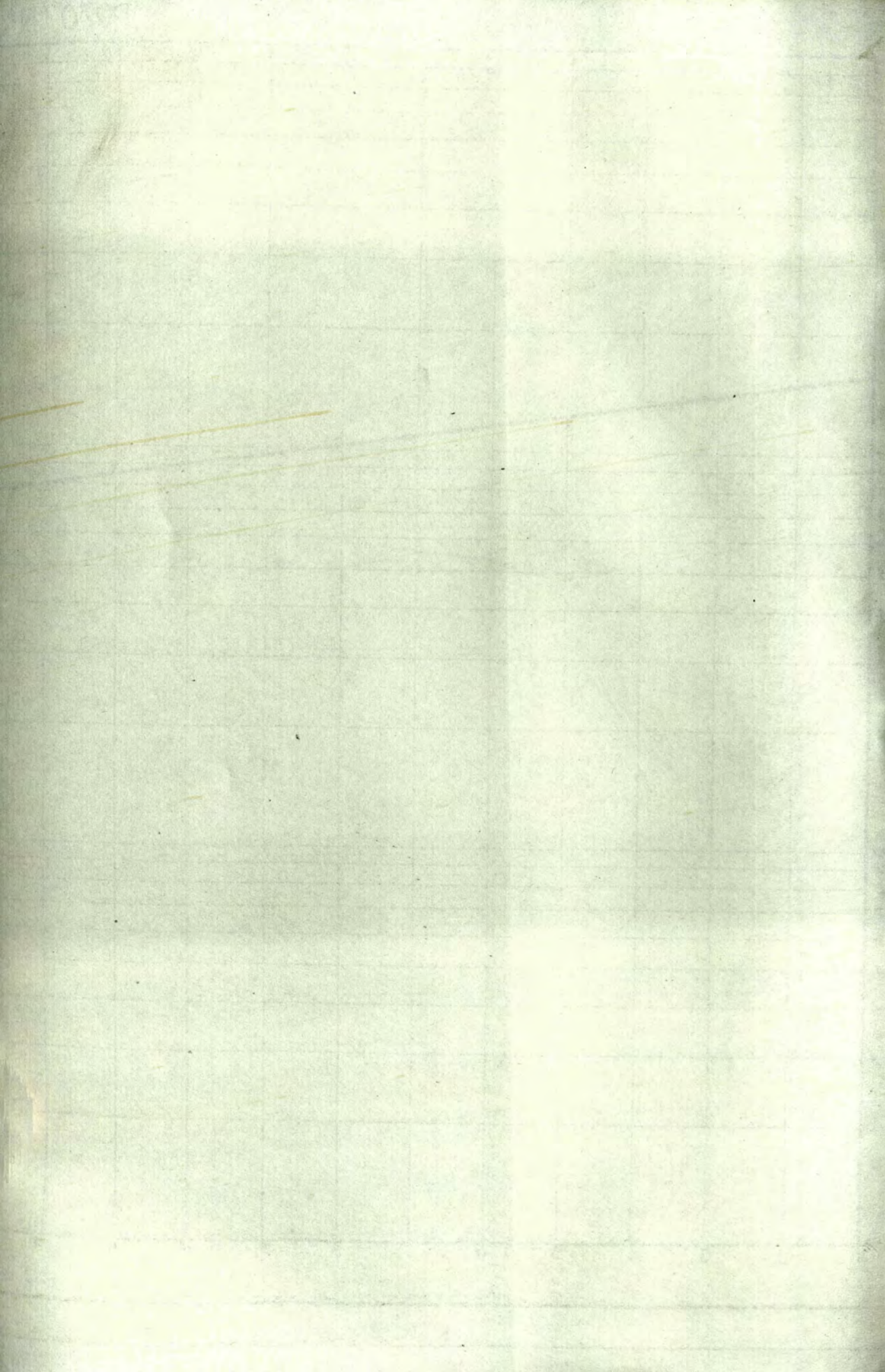
POZO N° 8



PRODUCCION EN MTE. CUB.

MESES

J.N.A. E.N.I
A. Romero
Téc. Profesional.
Mexico Dic. 1943



a la fecha (julio de 1943) es de 16 450, el aceite por producir está dado por:

$$26\ 496 - 16\ 449 = 10\ 050\ m^3;$$

$$= 63\ 200\ \text{barriles aprox.}$$

Teniendo en cuenta que el espesor de las arenas productoras es de 16 metros, la producción total por metro de espesor en el horizonte productor es:

$$\frac{26\ 500}{16} = 1\ 660\ m^3$$

Siendo la producción total por hectárea-metro de:

$$\frac{1660}{3.14} = 530\ m^3$$

Por último la recuperación volumétrica final es de:

$$\frac{530}{10\ 000} = 0.0530\ \text{o sea el } 5.3\ \%$$

RESUMEN.- Vamos a condensar los resultados para cada uno de los pozos estudiados para poder comparar las cifras obtenidas.

	<u>Pozo No. 2</u>	<u>Pozo No. 3</u>	<u>Pozo No. 8</u>
Producción Total.....	37 600 m ³	13 400 m ³	26 500 m ³
Producido hasta Julio de 1943.....	23 455 m ³	10 225 m ³	16 500 m ³
Aceite por producir	14 100 m ³	3 175 m ³	10 000 m ³
Tiempo de producción a partir del máximo	57 meses	21 meses	50 meses
Declinación mensual	3.5 %	9.5 %	2.5 %
Recuperación volumétrica final.....	13.0 %	8.5 %	5.3 %
Espesor medio de las arenas productoras..	9.00 mts.	5.00 mts.	16.00 mts

a la fecha (Julio de 1943) es de 16 450, el aceite por
 producir cada día por:

$$26\ 456 - 16\ 449 = 10\ 007\ \text{m}^3$$

$$= 63\ 200\ \text{bariles aprox.}$$

Teniendo en cuenta que el espesor de las
 mas productoras es de 16 metros, la producción total por
 metro de espesor en el horizonte productor es:

$$\frac{26\ 500}{16} = 1\ 656\ \text{m}^3$$

Siendo la producción total por hectárea-metro de:

$$\frac{1660}{8.14} = 203\ \text{m}^3$$

Por último la recuperación volumétrica final es de:

$$\frac{230}{10\ 000} = 0.0023\ \text{o sea el } 0.23\ \%$$

RESUMEN. - Vamos a condensar los resultados para cada w-
 no de los pozos estudiados para poder comparar las ci-
 tras obtenidas.

	<u>Pozo No. 2</u>	<u>Pozo No. 3</u>	<u>Pozo No. 8</u>
Producción Total....	37 600 m ³	13 400 m ³	26 500 m ³
Producido hasta Julio de 1943.....	25 455 m ³	10 225 m ³	16 500 m ³
Acetate por producir	14 100 m ³	3 175 m ³	10 000 m ³
Tiempo de producción a partir del máximo	57 meses	21 meses	50 meses
Recuperación manual	3.5 %	9.5 %	2.5 %
Recuperación volumé- trica final.....	13.0 %	8.5 %	2.5 %
Espesor medio de las zonas productoras..	9.00 mts.	5.00 mts.	16.00 mts

Las cifras globales son las siguientes:

Total producido hasta la fecha (julio 1943)
por los tres pozos..... 50 180 m³

Total de aceite por producir por
los tres pozos (en números redondos)..... 27 300 m³

Considerando la porción de yacimiento que comprende el área en la cual están situados estos pozos, podemos obtener un promedio de la recuperación volumétrica final, para esta zona, y que comparada con la recuperación de los campos vecinos de la misma región del Istmo de Tehuantepec, es:

	<u>Recuperación volumétrica final.</u>
Filisola.....	4.4 %
El Burro	9.9 %
Tonalá	8.6 %
El Plan	5.7 % a 9.0 %
Cuichapa	8.9 %

Las cifras a que se han llegado mediante los cálculos precedentes, aunque son aceptables hay que admitirlas con reservas, por que los cálculos en sí adolecen de omisiones que no se han podido remediar.

En primer lugar se ha tomado la vida de los pozos únicamente como fluyentes, ya que no se sabe en que momento van a ser cambiados sus métodos de producción. En cualquiera de los pozos, al cambiar su sistema de recuperación es de esperarse un incremento en su producción que no podemos saber cuánto, como tampoco sabemos por ahora, el tiempo que vaya a prolongarse la vida de un pozo al -

Las cifras globales son las siguientes:

Total producido hasta la fecha (Julio 1943) por los tres pozos..... 50 180 m3

Total de aceite por producir por los tres pozos (en números redondos)..... 27 300 m3

Considerando la porción de vaciamiento que comprende el área en la cual están situados estos pozos, demos obtener un promedio de la recuperación volumétrica final, para esta zona, y que comparada con la recuperación de los campos vecinos de la misma región del Istmo de Tehuantepec, es:

Recuperación volumétrica final.

4.4 %	Millacola
9.9 %	El Burro
8.6 %	Tonalá
5.7 % a 9.0 %	El Plan
8.9 %	Culebada

Las cifras a que se han llegado mediante los cálculos precedentes, aunque son aceptables hay que admitirlas con reservas, por que los cálculos en sí adolecen de omisiones que no se han podido remediar.

En primer lugar se ha tomado la vida de los pozos únicamente como flujentes, ya que no se sabe en que momento van a ser cambiados sus métodos de producción. En cualquier caso de los pozos, al cambiar su sistema de recuperación se de esperar un incremento en su producción que no podemos saber cuánto, como tampoco sabemos por ahora, el tiempo que vaya a prolongarse la vida de un pozo si

ser cambiado su sistema de producción. Todos estos, son factores que influyen favorablemente en los resultados obtenidos, es decir, la recuperación final ha de ser mayor que la calculada aunque por el momento no se puede decir qué cantidad será la que marque el incremento total.

Por otra parte, la recuperación obtenida para estos pozos no nos dan una idea bien definida de la recuperación final de todo el campo, ya que las condiciones de acumulación pueden variar mucho dentro del mismo y como la geología estructural del yacimiento nos es desconocida, tampoco podemos predecir ningún cambio en la naturaleza de los horizontes productores.

Decía en páginas anteriores que el método volumétrico para la determinación de las reservas, sería el más indicado en este caso; pero el hecho de no saber con exactitud los límites del campo, así como el desconocer el espesor promedio del horizonte productor, ya que sería aventurado guiarse por los datos de los pocos pozos perforados hasta ahora, hacen que este método, basado en las suposiciones más o menos aceptables que se tienen, sea muy impreciso.

A mi entender, tanto el método de estudio de la declinación de la producción como el del estudio de la pérdida de presión del yacimiento, para el cálculo de reservas petroleras, son los más aceptables ya que en ellos se parte de datos exactos o por lo menos muy aproximados;

ser cambiado su sistema de producción. Todos estos, son factores que influyen favorablemente en los resultados obtenidos, es decir, la recuperación final ha de ser mayor que la calculada cuando por el momento no se puede decir que cantidad será la que marque el incremento total.

Por otra parte, la recuperación obtenida por estos pozos no nos dan una idea bien definida de la recuperación final de todo el campo, ya que las condiciones de acumulación pueden variar mucho dentro del mismo y como no la geología estructural del yacimiento nos es desconocida, tampoco podemos predecir ningún cambio en la naturaleza de los horizontes productores.

Deja en páginas anteriores que el método volumétrico para la determinación de las reservas, sería el más indicado en este caso; pero el hecho de no saber con exactitud los límites del campo, así como el desconocer el espesor promedio del horizonte productor, ya que sería aventurado guiarse por los datos de los pozos perforados hasta ahora, hacen que este método, basado en las suposiciones más o menos aceptables que se tienen, sea muy impreciso.

A mi entender, tanto el método de estudio de la geología de la producción como el del estudio de la pérdida de presión del yacimiento, para el cálculo de las reservas petrolíferas, son los más aceptables ya que en ellos se parte de datos exactos o por lo menos muy aproximados;

pero para que estos métodos tengan resultados concluyentes es necesario que el campo en estudio se encuentre en un grado avanzado de desarrollo.

Por todo lo expuesto, los cálculos anteriores para el caso de Cuichapa, deben tomarse únicamente como un ensayo y de ninguna manera como resultados precisos ya que la índole misma de la cuestión, nos hace partir de bases muy vagas y convencionales.

Sin embargo se puede hacer un intento de comprobación, considerando, según J. W. Haseman, que la razón de producción de un yacimiento, en cualquier tiempo, es proporcional a la cantidad de aceite recuperable que queda en el yacimiento.

Si tenemos que:

Q_u = recuperación final de petróleo en millones de barriles.

Q_t = el aceite producido en cualquier tiempo θ en millones de barriles.

θ = tiempo en días

K = constante de proporcionalidad,

podemos plantear una ecuación diferencial que nos exprese la razón de producción.

En efecto, el aceite que queda en el yacimiento, en cualquier tiempo θ -es igual a:

$$(Q_u - Q_t)$$

y la razón de producción por día, para cualquier valor de θ , se podrá expresar de la siguiente manera:

$$\frac{dQ_t}{d\theta} = K (Q_u - Q_t)$$

pero para que estos métodos tengan resultados concluyentes
es necesario que el campo en estudio se encuentre
en un grado avanzado de desarrollo.

Por todo lo expuesto, los cálculos anteriores
para el caso de Guahabara, deben tomarse únicamente como
un ensayo y de ninguna manera como resultados precisos
ya que la índole misma de la cuestión, nos hace partir
de bases muy vagas y convencionales.

Sin embargo se puede hacer un intento de com-
paración, considerando, según J. W. Hessman, que la ra-
zón de producción de un yacimiento, en cualquier tiempo,
es proporcional a la cantidad de aceite recuperable que
queda en el yacimiento.

Si tenemos que:

Q_u = recuperación final de petróleo en mi-
llones de barriles.

Q_t = el aceite producido en cualquier tiem-
po t en millones de barriles.

θ = tiempo en días

K = constante de proporcionalidad.

podemos plantear una ecuación diferencial que nos expre-
se la razón de producción.

En efecto, el aceite que queda en el yacimien-
to, en cualquier tiempo θ es igual a:

$$(Q_u - Q_t)$$

y la razón de producción por día, para cualquier valor
de θ , se podrá expresar de la siguiente manera:

$$\frac{dQ_t}{d\theta} = K(Q_u - Q_t)$$

resu. . . $d\theta = \frac{dQ_t}{K(Q_u - Q_t)}$ de donde sacamos el valor de θ :

$\theta = \int \frac{dQ_t}{K(Q_u - Q_t)}$ efectuando la integración se obtiene:

$$\theta = -\frac{1}{K} \log_e (Q_u - Q_t) + C$$

En esta ecuación nos falta determinar el valor de la constante de integración; para esto consideramos que si $\theta = 0$ entonces $Q_t = 0$ y tenemos:

$$0 = -\frac{1}{K} \log_e Q_u + C \text{ de donde despejamos el valor de } C, \text{ quedando:}$$

$$C = \frac{1}{K} \log_e Q_u$$

valor que sustituimos en la ecuación de θ , obteniendo:

$$\theta = -\frac{1}{K} \log_e (Q_u - Q_t) + \frac{1}{K} \log_e Q_u$$

$$\text{o bien: } \theta = \log_e (Q_u - Q_t) - \frac{1}{K} + \log_e Q_u \frac{1}{K}$$

que también podemos escribir en la siguiente forma:

$$e^{\theta} = (Q_u - Q_t)^{-\frac{1}{K}} Q_u^{\frac{1}{K}}$$

elevando ambos miembros a la potencia $-K$ obtenemos:

$$e^{-K\theta} = (Q_u - Q_t) Q_u^{-1} \text{ que es igual a:}$$

$$Q_u e^{-K\theta} = (Q_u - Q_t)$$

Esta fórmula nos ayuda a calcular la razón de producción para cualquier tiempo, y si la aplicamos para los n meses de vida determinados para cada pozo el -

de donde sacamos el valor de θ : $\theta = \frac{1}{K} \log_e \left(\frac{1}{1 - \frac{1}{K} \log_e \theta} \right)$

efectuando la integración se obtiene: $\theta = \frac{1}{K} \log_e \left(\frac{1}{1 - \frac{1}{K} \log_e \theta} \right) + C$

En esta ecuación nos falta determinar el valor de la constante de integración; para esto consideramos que si $\theta = 0$ entonces $\log_e \theta = 0$ y tenemos:

$$0 = \frac{1}{K} \log_e \theta + C \text{ de donde despejamos el valor de } C, \text{ quedando: } C = \frac{1}{K} \log_e \theta$$

valor que sustituimos en la ecuación de θ , obteniendo:

$$\theta = \frac{1}{K} \log_e \left(\theta - \frac{1}{K} \log_e \theta \right) + \frac{1}{K} \log_e \theta$$

que también podemos escribir en la siguiente forma:

$$\theta = \left(\theta - \frac{1}{K} \log_e \theta \right) + \frac{1}{K} \log_e \theta$$

alzando ambos miembros a la potencia $-K$ obtenemos:

$$e^{-K\theta} = \left(\theta - \frac{1}{K} \log_e \theta \right)^{-K} \text{ que es igual a:}$$

$$e^{-K\theta} = \left(\theta - \frac{1}{K} \log_e \theta \right)^{-K}$$

Esta fórmula nos ayuda a calcular la razón de producción para cualquier tiempo, y si la aplicamos para los n meses de vida determinados para cada pozo el

resultado debe coincidir con el límite económico de la producción fijado por nosotros, o sea 2 m³ diarios.

Como un ejemplo de aplicación de todo lo anterior voy a tomar el caso del pozo No. 2 que tuvo una producción inicial de 69 m³ al día que hacen un total de 435 barriles diarios, o sean 0.000435 en millones de barriles al día. La recuperación calculada para este pozo es de 37 613 m³ o sean 236 586 barriles, lo que es igual a 0.236 en millones de barriles.

Estoy considerando, como dije anteriormente, la producción inicial en el máximo de la curva.

De las ecuaciones:

$$Q_u e^{-K\theta} = (Q_u - Q_t) \quad \text{y} \quad \frac{dQ_t}{d\theta} = K (Q_u - Q_t)$$

podemos escribir:

$$\frac{dQ_t}{d\theta} = K Q_u e^{-K\theta}$$

Debemos determinar primeramente el valor de la constante K. Considerando el valor de la producción inicial, puedo admitir que para este punto el valor de θ ha de ser cero. Entonces sustituyendo valores en la última ecuación, se tiene:

$$0.000435 = K (0.236) (2.718)^0 = K (0.236)$$

$$\therefore K = \frac{0.000435}{0.236} = 0.00184$$

Teniendo el valor de K podemos calcular la razón de producción al cabo de 57 meses, que son los de terminados para la vida económica del pozo No. 2.

resultado debe coincidir con el límite económico de la

producción fijado por nosotros, o sea 2 mil dólares.

Como un ejemplo de aplicación de todo lo ante

rior voy a tomar el caso del pozo No. 2 que tuvo una

producción inicial de 69 m3 al día que hacen un total de

435 barriles diarios, o sea 0.000435 en millones de ba

riles al día. La recuperación calculada para este pozo

es de 37.613 m3 o sea 236.586 barriles, lo que es i-

gual a 0.236 en millones de barriles.

Estoy considerando, como dije anteriormente,

la producción inicial en el máximo de la curva.

De las ecuaciones:

$$Q_u e^{-Kt} = (Q_u - Q_f) \left(\frac{dQ_f}{dt} \right) = K (Q_u - Q_f)$$

podemos escribir:

$$\frac{dQ_f}{dt} e^{-Kt} = K (Q_u - Q_f) e^{-Kt}$$

Debemos determinar primeramente el valor de la

constante K. Considerando el valor de la producción

inicial, puedo admitir que para este punto el valor de

Q ha de ser cero. Entonces sustituyendo valores en la

última ecuación, se tiene:

$$0.000435 = K (0.236) (2.718)^0 = K (0.236)$$

$$K = \frac{0.000435}{0.236} = 0.00184$$

Teniendo el valor de K podemos calcular la re

ta de producción al cabo de 37 meses, que son los de

terminados para la vida económica del pozo No. 2.

Tenemos entonces:

$$\frac{dQ_t}{d\theta} = K Q_u e^{-K\theta} = 0.00184(0.236) \times$$

$$(2.718)(-0.00184)(57 \times 30)$$

$$\text{o sea: } \frac{dQ_t}{d\theta} = (0.000434) (2.718)^{-3.146}$$

que es igual a:

$$\frac{dQ_t}{d\theta} = \frac{0.000434}{23.24} = 0.000018 \text{ en millo-}$$

nes de barriles diarios, que hacen un total de 18 barriles o sean 2.7 m³ al día.

Como se ve llegamos a un resultado bastante aceptable, ya que nuestro límite económico de producción lo habíamos fijado en 2 m³ al día y para este valor habíamos obtenido una vida de 57 meses para el pozo No. 2.

Actualmente el comportamiento de la producción al punto económico principal, teniendo en cuenta, naturalmente, las condiciones constructivas del yacimiento y aplicando la experiencia obtenida en otros pozos de condiciones similares.

Las condiciones económicas de explotación de los pozos se ven tratadas en el problema de explotación de pozos de vida económica limitada, que se relaciona con la decisión de variar los costos, que se relaciona a muchos variables que como el precio del petróleo se ha logrado relacionarlas a través de expresiones e hipótesis que no siempre

Tenemos entonces:

$$\frac{dQ_t}{dt} = K Q_t e^{-Kt} = 0.00184(0.826) \times$$

$$(2.718)^{-0.00184(27 \times 30)}$$

$$0.826 = \frac{dQ_t}{dt} (0.000434) (2.718)^{-2.148}$$

que es igual a:

$$\frac{dQ_t}{dt} = \frac{0.000434}{23.84} = 0.000018 \text{ en millio-}$$

nes de partículas diarias, que hacen un total de 18 partí-
culas o sean 2.7 m³ al día.

Como se ve llegamos a un resultado bastante
aceptable, ya que nuestro límite económico de produc-
ción lo habíamos fijado en 2 m³ al día y para este va-
lor habíamos obtenido una vida de 27 meses para el pozó

No. 2.

II.- ESPACIAMIENTO DE POZOS.

El problema del espaciamento de pozos, en general es un asunto sobre el cual se han hecho diversas investigaciones, las cuales solo han logrado resolverlo en parte; pero ninguno de los resultados obtenidos, han dado una solución correcta al problema.

Las variables que intervienen en el fenómeno del escurrimiento radial en un medio poroso, son sumerosas y el relacionarlas para obtener una fórmula matemática, solo se ha logrado a base de hipótesis, algunas de ellas aventuradas si se considera el caso de un yacimiento petrolífero.

El problema en general ha sido estudiado desde los siguientes puntos de vista: el económico y el físico; pero en todos los casos los resultados obtenidos han sido puramente teóricos y de escaso éxito en la práctica, Actualmente el espaciamento de pozos se hace atendiendo al punto económico principalmente, teniendo en cuenta, naturalmente, las condiciones estructurales del yacimiento y aplicando la experiencia obtenida en campos de condiciones similares.

Las consideraciones matemáticas que se han hecho para tratar de resolver el problema desde el punto de vista físico-matemático, han culminado con la deducción de varias fórmulas, que envuelven a muchas variables que como dije anteriormente, se ha logrado relacionarlas a base de concesiones e hipótesis que no siempre

II.- ESPACIAMIENTO DE POROS.

El problema del espaciamiento de poros, en su
general es un asunto sobre el cual se han hecho diversas
investigaciones, las cuales solo han logrado resolverlo
en parte; pero ninguno de los resultados obtenidos, han
dado una solución correcta al problema.

Las variables que intervienen en el fenómeno
del espaciamiento radial en un medio poroso, son numero
sas y el relacionarlas para obtener una fórmula matemá-
tica, solo se ha logrado a base de hipótesis, algunas
de ellas aventuradas al se considera el caso de un yaci-
miento petrolífero.

El problema en general ha sido estudiado desde
los siguientes puntos de vista: el económico y el físic-
o; pero en todos los casos los resultados obtenidos han
sido puramente teóricos y de escaso éxito en la prácti-
ca. Actualmente el espaciamiento de poros se hace aten-
diendo al punto económico principalmente, teniendo en
cuenta, naturalmente, las condiciones estructurales del
yacimiento y aplicando la experiencia obtenida en cam-
pos de condiciones similares.

Las consideraciones matemáticas que se han he-
cho para tratar de resolver el problema desde el punto
de vista físico-matemático, han culminado con la deduc-
ción de varias fórmulas, que envuelven a muchas varia-
bles que como dije anteriormente, se ha logrado relacionar
a base de conjeturas e hipótesis que no siempre

se cumplen rigurosamente. En efecto, todos o casi todos los cálculos de esta naturaleza parten del hecho de considerar un medio de porosidad y permeabilidad uniformes, cosa que lo sabemos muy bien, no sucede en la totalidad de un yacimiento. No se tienen en cuenta, además las -- condiciones tectónicas de la estructura.

Por otra parte se considera un espesor uniforme en la roca almacenante, cosa que también es inexacta, lo mismo que suponer que el fluido contenido en los poros de la roca sea homogéneo.

Sin embargo el estudio en esta forma y su -- aplicación, puede hacerse para áreas reducidas de un -- campo donde se tengan las condiciones de acumulación -- más o menos constantes; es decir habría que determinar -- el espaciamiento de los pozos para cada zona en que se crea conveniente dividir el campo. Pero es de hacer notar, que las características físicas de un yacimiento -- se conocen cuando el desarrollo del campo se encuentra en un grado avanzado, es decir después que se tienen -- perforados varios pozos para cuyo espaciamiento no se -- ha podido aplicar un criterio basado en las condiciones físicas de la roca almacenante.

El aspecto económico de la cuestión parece ser el que predomina en el criterio de la mayoría de las em--presas petrolera; con una relación del costo total de -- un pozo y la producción asignada a un campo se puede -- calcular el número mínimo de pozos que se pueden perfo-

se cumplen rigurosamente. En efecto, todos o casi todos los ejidos de esta naturaleza parten del hecho de conseguir un medio de porosidad y permeabilidad uniformes, cosa que lo sabemos muy bien, no sucede en la totalidad de un yacimiento. No se tienen en cuenta, además, las condiciones técnicas de la estructura.

Por otra parte se considera un espesor uniforme en la roca almacén, cosa que también es incorrecta, lo mismo que suponer que el fluido contenido en los poros de la roca sea homogéneo.

Sin embargo el estudio en esta forma y en aplicación, puede hacerse para áreas reducidas de un campo donde se tengan las condiciones de acumulación más o menos constantes; es decir habría que determinar el espesamiento de los poros para cada zona en que se crea conveniente dividir el campo. Pero es de hacer notar, que las características físicas de un yacimiento se conocen cuando el desarrollo del campo se encuentra en un grado avanzado, es decir después que se tienen perforados varios pozos para cuyo espesamiento no se ha podido aplicar un criterio basado en las condiciones físicas de la roca almacén.

El aspecto económico de la cuestión parece ser el que predomina en el criterio de la mayoría de las empresas petroleras; con una relación del costo total de un pozo y la producción alcanzada a un campo se puede calcular el número mínimo de pozos que se pueden perforar.

rar para obtener la producción fijada para el campo en estudio; en el costo total de un pozo se incluyen los cargos fijos y los cargos de operación.

Esta forma de apreciar el problema, tiene sus ventajas, pero al mismo tiempo no se debe analizar el problema, únicamente por este camino, sin tomar en cuenta la gran cantidad de factores, relacionados con el yacimiento y el petróleo acumulado en él, factores de orden físico, que intervienen inevitablemente en el fenómeno. Por otra parte la solución económica tal como la he explicado más arriba, requiere conocer con bastante precisión la cantidad de aceite recuperable que contiene el yacimiento, cosa que en la primera etapa del desarrollo de un campo no se puede saber sino de una manera tosca. Más adelante me ocuparé de explicar con más amplitud la aplicación tanto de los estudios físicos como de los puramente económicos.

Voy a analizar, ahora, los factores que intervienen en el espaciamiento de los pozos:

1).- Naturaleza del yacimiento petrolero.- Refiriéndome a las fuerzas expulsivas, que hacen fluir el aceite desde la roca receptora hasta la superficie de la tierra, los campos petroleros pueden presentar dos características bien definidas y por lo mismo pueden formar dos grupos diferentes.

a).- Aquellos en que la fuerza expulsora es debida al empuje del agua marginal. En este caso se di-

ner para obtener la producción fijada para el campo en estudio; en el costo total de un pozos se incluyen los costos fijos y los costos de operación.

Esta forma de apreciar el problema, tiene sus ventajas, pero al mismo tiempo no se debe analizar el problema, únicamente por este camino, sin tomar en cuenta la gran cantidad de factores, relacionados con el crecimiento y el petróleo acumulado en él, factores de orden físico, que intervienen inevitablemente en el fenómeno. Por otra parte la solución económica tal como la he explicado más arriba, requiere conocer con bastante precisión la cantidad de aceite recuperable que contiene el yacimiento, cosa que en la primera etapa del desarrollo de un campo no se puede saber sino de una manera tosca. Más adelante me ocuparé de explicar con más detalle la aplicación tanto de los estudios físicos como de los puramente económicos.

Voy a analizar, ahora, los factores que intervienen en el establecimiento de los pozos:

1) - Naturaleza del yacimiento petrolero. - Responde a las fuerzas expansivas, que hacen fluir el aceite desde las rocas receptoras hasta la superficie de la tierra, los campos petroleros pueden presentarse con características bien definidas y por lo mismo pueden formar dos grupos diferentes.

a) - Aquellos en que la fuerza expansiva es debida al empuje del agua marginal. En este caso se di-

ce que el campo está bajo control hidráulico y la pérdida de presión del yacimiento a medida que se vaya extrayendo el aceite, es mínima permaneciendo prácticamente constante durante todo el tiempo que dure su producción.

En este caso es posible perforar pozos con grandes espaciamientos sin que esto influya en la recuperación final del petróleo almacenado en el subsuelo. Teóricamente en campos de control hidráulico es posible obtener el drenaje de la totalidad de la formación productora, con un sólo pozo situado en lugar conveniente. Naturalmente que en este caso la recuperación sería lenta ya que el volumen diario que se extraiga por un pozo solamente no puede ser muy grande, salvo en casos excepcionales.

b).- Los campos cuyas fuerzas expulsoras se encuentran en la expansión del gas, llamados campos bajo control volumétrico. En este caso, indudablemente existe un mínimo de pozos con los cuales puede obtenerse el máximo de petróleo; es decir existe un espaciamiento determinado. Algunos autores indican que las investigaciones que se han hecho sobre este asunto demuestran que cada pozo tiene un radio de acción bien definido dentro de cuyos límites, el comportamiento de un pozo es completamente independiente de los pozos vecinos; el tiempo en que se lleve a cabo la perforación total de campo no es de consecuencias bajo estas condiciones; es decir, los primeros pozos no tienen ventaja sobre los últimos.

co que el campo está bajo control hidráulico y la pérdida de la presión del yacimiento a medida que se vaya extrayendo el aceite, es mínima permaneciendo prácticamente constante durante todo el tiempo que dure su producción. En este caso es posible perforar pozos con

grandes espaciamientos sin que esto influya en la recuperación final del petróleo almacenado en el subsuelo. También es posible operar en campos de control hidráulico es posible obtener el drenaje de la totalidad de la formación productora, con un solo pozo situado en lugar conveniente. Naturalmente que en este caso la recuperación será lenta ya que el volumen diario que se extraiga por un pozo solamente no puede ser muy grande, salvo en casos excepcionales.

b) Los campos cuyas fuerzas expansoras se encuentran en la expansión del gas, llamados campos de control volumétrico. En este caso, indudablemente existe un mínimo de pozos con los cuales puede obtenerse el máximo de petróleo; es decir existe un espaciamiento determinado. Algunos autores indican que las investigaciones que se han hecho sobre este asunto demuestran que cada pozo tiene un radio de acción bien definido dentro de cuyos límites, el comportamiento de un pozo es completamente independiente de los pozos vecinos; el tiempo en que se lleva a cabo la perforación total de campo no es de consecuencias bajo estas condiciones; es decir, los primeros pozos no tienen ventaja sobre los últimos.

Esto parece estar rebatido por los hechos, ya que se ha observado en muchísimos campos que los primeros pozos perforados, siempre suelen ser más productores que los últimos, y la presión, esto es obvio, es menor en éstos.

2).- Resistencia de la roca almacenante al flujo del Petróleo.- En un yacimiento petrolífero existen fuerzas que tienden a retener el petróleo dentro de los espacios porosos y fuerzas expulsivas que son las que hacen llegar al aceite hasta el pozo y la superficie. Entre las primeras podemos citar la adhesión y la capilaridad como fuerzas retentivas debidas únicamente a la roca en sí, sin tomar en cuenta la viscosidad, la tensión superficial y otras, debidas exclusivamente a las características del petróleo almacenado. Las fuerzas expulsivas se generan por la expansión del gas y el empuje del agua marginal; estas fuerzas son las que hacen fluir el petróleo desde los espacios porosos hasta el pozo. El consumo de energía que se requiere para lograr este flujo, (considerando en flujo radial que es el caso de un pozo petrolero) no es directamente proporcional a la distancia que tenga que atravesar el aceite para llegar hasta el pozo. Se ha demostrado en experiencias de laboratorio que el consumo casi total de la energía para lograr el flujo de aceite hacia el pozo, se efectúa en las cercanías de éste y la razón de movimiento a los 3 pies de las paredes del pozo es mucho mayor que a los 300 pies, siendo a esta distancia tan baja --

Esto puede estar debido por los hechos, ya que se ha observado en muchos campos que los primeros pozos perforados, siempre están en más productores que los últimos, y la presión, esto es obvio, es menor en éstos.

2).- Resistencia de la roca almacenando al --

flujo del petróleo. - En un yacimiento petrolífero existen fuerzas que tienden a retener el petróleo dentro de los espacios porosos y fuerzas expansivas que son las que hacen llegar al aceite hasta el pozo y la superficie. Entre las primeras podemos citar la adhesión y las capilaridad como fuerzas retentivas debidas únicamente a la roca en sí, sin tomar en cuenta la viscosidad, la tensión superficial y otras, debidas exclusivamente a las características del petróleo almacenado. Las fuerzas expansivas se generan por la expansión del gas y el empuje del agua marginal; estas fuerzas son las que hacen fluir el petróleo desde los espacios porosos hasta el pozo. El consumo de energía que se requiere para lograr este flujo, (considerando en flujo radial que es el caso de un pozo petrolífero) no es directamente proporcional a la distancia que tenga que atravesar el aceite para llegar hasta el pozo. Se ha demostrado en experimentos de laboratorio que el consumo es casi total de la energía para lograr el flujo de aceite hacia el pozo, es efectiva en las cercanías de éste y la razón de movimiento a los 3 pies de las paredes del pozo es mucho mayor que a los 300 pies, estando a esta distancia tan baja --

que muy bien se la puede despreciar.

Si las fuerzas expulsivas provienen del gas, no cabe duda que el espaciamiento de los pozos tiene una influencia bien marcada en la eficiencia de la recuperación final del campo; en este caso de los pozos ampliamente espaciados operan desventajosamente sobre las condiciones generales del yacimiento.

En efecto, como la presión de la formación disminuye a medida que se va incrementando la producción de petróleo, el gas en solución que contiene el aceite, se va liberando paulatinamente; en áreas alejadas del pozo donde el fluido se mueve lentamente las fuerzas gravitacionales tienen la tendencia de separar el gas del petróleo, haciendo que éste ocupe las porciones inferiores de la roca y el gas pase a ocupar los espacios porosos de la parte superior; esto puede dar lugar a que el gas tenga una tendencia a escapar por los espacios porosos drenados sin que sea posible aprovechar este viaje en un trabajo útil para el movimiento del petróleo, ocasionando a su vez, un desgaste en la energía general del yacimiento; esto sería posible remediarlo con un espaciamiento más ajustado y una producción relativamente rápida de aceite y gas.

Muchos autores están de acuerdo en definir un radio de drenaje, entendiéndose por esto, la distancia desde la cual el fluido es capaz de moverse a través de los espacios porosos de la roca, hacia el pozo, siendo

que muy bien se le puede apreciar.

Si las fuerzas explosivas provienen del gas, no cabe duda que el espaciamiento de los pozos tiene una influencia bien marcada en la eficiencia de la recuperación final del campo; en este caso de los pozos anualmente espaciados operan desventajosamente sobre las condiciones generales del yacimiento.

En efecto, como la presión de la formación disminuye a medida que se va incrementando la producción de petróleo, el gas en solución que contiene el aceite, se va liberando paulatinamente; en áreas alejadas del pozo donde el fluido se mueve lentamente las fuerzas gravitacionales tienen la tendencia de separar el gas del petróleo, haciendo que éste ocupe las porciones inferiores de la roca y el gas pase a ocupar los espacios por encima de la parte superior; esto puede dar lugar a que el gas tenga una tendencia a escapar por los espacios por los alrededores sin que sea posible aprovechar este escape en un trabajo útil para el movimiento del petróleo, ocasionando a su vez, un desgaste en la energía general del yacimiento; esto sería posible remediarlo con un espaciamiento más ajustado y una producción relativamente rápida de aceite y gas.

Muchos autores están de acuerdo en definir un radio de drenaje, entendiéndose por esto, la distancia desde la cual el fluido es capaz de moverse a través de los espacios porosos de la roca, hacia el pozo, cuando

esta distancia restringida y definida bajo ciertas condiciones de la formación. En este caso, indican que la distancia a que se perforan los pozos no será más del doble del valor de este radio. Sin embargo esto no parece ser muy claro ya que se hace muy difícil fijar la distancia desde la cual pueda moverse el petróleo, al menos en campos de control hidráulico donde la presión de formación se mantiene constante y los espacios porosos de la roca están siempre saturados de aceite o agua, existiendo por otra parte una presión diferencial capaz de originar el flujo del fluido através de la formación; es decir, que el movimiento se origina en toda la masa de fluido que guarda la estructura aunque a distancias muy grandes del pozo este movimiento sea extremadamente pequeño y prácticamente despreciable.

Según las investigaciones recientes, en campos de control volumétrico también parece probable que los fluidos se mueven hacia el pozo desde distancias más grandes que las comunmente sugeridas como probables radios de drenaje; esto por lo menos en el período inicial de drenaje. Y es que se hace difícil concebir una discontinuidad en el movimiento de la masa líquida; no es posible pensar que el fluido se mueva únicamente desde una distancia bien definida y a partir de esta distancia, el movimiento sea nulo. Teóricamente entonces, el término conocido como "radio de drenaje" tiene un sentido vago, como único concepto en el movimiento del petró

esta distancia restringida y definida bajo ciertas con-
 diciones de la formación. En este caso, indican que la-
 distancia a que se perforan los pozos no será más del
 doble del valor de este radio. Sin embargo esto no pare-
 ce ser muy claro ya que se hace muy difícil fijar la
 distancia desde la cual pueda moverse el petróleo, si no
 nos en campos de control hidráulico donde la presión de
 formación se mantiene constante y los espacios porosos
 de la roca están siempre saturados de aceite o agua, --
 existiendo por otra parte una presión diferencial capaz
 de originar el flujo del fluido através de la formación;
 es decir, que el movimiento se origina en toda la masa
 de fluido que guarda la estructura aunque a distancias
 muy grandes del pozo este movimiento sea extremadamente
 pequeño y prácticamente despreciable.

Según las investigaciones recientes, en cam-
 pos de control volumétrico también parece probable que
 los fluidos se muevan hacia el pozo desde distancias más
 grandes que las comúnmente sugeridas como propias ra-
 dios de drenaje; esto por lo menos en el período inicial
 de drenaje. Y es que se hace difícil concebir una dis-
 tancia en el movimiento de la masa líquida; no es
 posible pensar que el fluido se mueva únicamente desde
 una distancia bien definida y a partir de esta distan-
 cia, el movimiento sea nulo. Teóricamente entonces, el
 término conocido como "radio de drenaje" tiene un senti-
 do vago, como único concepto en el movimiento del petró-

leo hacia el pozo; más bien hay que aceptar la existencia de un "radio de influencia" y también un "radio de drenaje" pero más representativo del concepto, como voy a explicar en seguida:

En efecto, el hecho de que una partícula se mueva hacia el pozo, no es un motivo para asegurar que dicha partícula ha ^{de} llegar necesariamente al pozo y producirse por él. (A este respecto, en general, se han de drenar primeramente las porciones más permeables de la formación, quedando las porciones menos permeables comparativamente con buena impregnación, siendo el aceite retenido por fuerzas de capilaridad y adherencia). El petróleo que queda en los cuerpos de roca menos permeables, queda abandonado, ya que la misma presión diferencial existente ha hecho escapar el gas que tenía asociado y faltándole esta energía, la única tendencia de este aceite residual será la de moverse por gravedad hacia las partes más bajas del yacimiento. En esta forma, por pérdida de la energía del gas, el aceite que en un tiempo estuvo en movimiento hacia el pozo, puede quedar inmovilizado, en cierto sentido, en determinada porción del yacimiento, teniendo únicamente un movimiento gravitacional.

Debemos anotar que el gas puede fluir al pozo desde distancias muy grandes y puede ser producido por este pozo. Este hecho puede afectar grandes áreas de la estructura y posiblemente la estructura entera. Entonces

los hacia el pozo; más bien hay que aceptar la existencia de un "radio de influencia" y también un "radio de drenaje" pero más representativo del concepto, como voy a explicar en seguida:

En efecto, el hecho de que una partícula se mueva hacia el pozo, no es un motivo para asegurar que dicha partícula ha llegado necesariamente al pozo y producirse por él. (A este respecto, en general, se han de ordenar primeramente las porciones más permeables de la formación, quedando las porciones menos permeables como relativamente con buena impermeabilización, siendo el aceite retenido por fuerzas de capilaridad y adherencia). El petróleo que queda en los cuerpos de roca menos permeables queda abandonado, ya que la misma permeabilidad diferencial existente ha hecho escapar el gas que tenía asociado y faltándole esta energía, la única tendencia de este aceite residual será la de moverse por gravedad hacia las partes más bajas del yacimiento. En esta forma, por pérdida de la energía del gas, el aceite que en un tiempo estuvo en movimiento hacia el pozo, puede quedar inmobilizado, en cierto sentido, en determinada porción del yacimiento, teniendo únicamente un movimiento gravitatorio.

Debemos notar que el gas puede fluir al pozo desde distancias muy grandes y puede ser producido por este pozo. Este hecho puede afectar grandes áreas de la estructura y posiblemente la estructura entera. Entonces

la influencia de un pozo se deja sentir en todo el campo, y se puede aceptar la existencia de un radio de drenaje considerando la distancia máxima desde la cual -- puede moverse una partícula y llegar al pozo y ser producida por éste; es necesario entonces distinguir el radio de influencia de un pozo y el radio de drenaje -- propiamente dicho.

Entonces, el radio de influencia de un pozo -- puede llegar a distancias bastante alejadas del pozo, -- donde el movimiento de fluido será lento, pero de donde se puede producir gas, que se manifiesta en la pérdida de energía en estas áreas remotas, de tal manera que al perforar en estas porciones nos encontraremos con rocas bien saturadas de aceite pero sin energía de gas, manifestándose esto en la lenta producción de estas zonas -- de la estructura.

En consecuencia, el factor tiempo, tiene que ser necesariamente tomado en cuenta para planear la perforación y el espaciamiento de pozos en un campo. Anotamos además por estas razones, que el espaciamiento en un campo de control volumétrico no debe ser muy amplio, de lo contrario, gran parte del contenido original de petróleo queda como aceite irrecobráble.

3).- Influencia de las condiciones litológicas de la roca receptora.- Entre las propiedades litológicas de las rocas receptoras, hay algunas que tienen una importancia muy grande en el espaciamiento de los --

la influencia de un pozo se deja sentir en todo el campo, y se puede aceptar la existencia de un radio de influencia considerando la distancia máxima desde la cual puede moverse una partícula y llegar al pozo y ser producida por éste; es necesario entonces distinguir el radio de influencia de un pozo y el radio de drenaje propiamente dicho.

Entonces, el radio de influencia de un pozo puede llegar a distancias bastante alejadas del pozo, donde el movimiento de fluido será lento, pero de donde se puede producir gas, que se manifiesta en la pérdida de energía en estas áreas remotas, de tal manera que al perforar en estas porciones nos encontramos con rocas bien saturadas de aceite pero sin energía de gas, manifestándose esto en la lenta producción de estas zonas de la estructura.

En consecuencia, el factor tiempo, tiene que ser necesariamente tomado en cuenta para planear la perforación y el espaciamiento de pozos en un campo. Ahora nos ocupamos por estas razones, que el espaciamiento en un campo de control volumétrico no debe ser muy amplio, de lo contrario, gran parte del contenido original de petróleo queda como aceite irrecoverable.

3) Influencia de las condiciones litológicas. Entre las propiedades litológicas de las rocas receptoras, hay algunas que tienen una importancia muy grande en el espaciamiento de los

pozos y por consiguiente en una eficiente recuperación. Las más notables desde este punto de vista, son la porosidad y la permeabilidad siendo más importante ésta que aquella.

Las zonas donde se dificulta el flujo de petróleo a través de la roca, pueden originarse de diversas maneras. Pueden ser el resultado de bloques fallados, de depósitos minerales secundarios que vienen a obstruir muchos poros de la roca, de la estratificación cruzada, de lentes lutíticos y de otras irregularidades de la roca.

En general en un yacimiento se drenarán primero aquellas zonas donde la permeabilidad sea más alta; hay que hacer notar que todas las propiedades litológicas de las rocas receptoras varían ampliamente, notándose en un mismo yacimiento que existen zonas que difieren notablemente en porosidad y permeabilidad. Las zonas poco permeables al ser perforadas por un pozo, pueden dar una producción inicial abundante para después decaer, al extremo que su producción sea incosteable. En algunos campos de EE.UU. se ha podido observar que siendo la roca receptora muy poco permeable y existiendo pozos ya agotados con un espaciamento de 75 mts. (250 pies) aproximadamente, al perforar nuevos pozos intermedios entre los ya existentes se ha encontrado la roca receptora todavía con buena impregnación y aún con algo de presión. El aceite así aprisionado no pudo fluir al-

poros y por consiguiente en una eficiente recuperación.
Las más notables desde este punto de vista, son la poro-
sidad y la permeabilidad siendo más importante ésta que
aquella.

Las zonas donde se dificulta el flujo de pe-
tróleo a través de la roca, pueden originarse de diver-
sas maneras. Pueden ser el resultado de diversas fallas--
gos, de depósitos minerales secundarios que vienen a
obstruir muchos poros de la roca, de la estratificación
errada, de juntas tectónicas y de otras irregularidades
de la roca.

En general en un yacimiento se drenará primer-
mente aquellas zonas donde la permeabilidad sea más alta;
hay que hacer notar que todas las propiedades físicas
de las rocas receptoras varían ampliamente, notándose
así en un mismo yacimiento que existen zonas que difiere-
n por notablemente en porosidad y permeabilidad. Las ro-
cas poco permeables al ser perforadas por un pozo, pro-
ducen una producción inicial abundante para después
decaer, al extremo que su producción sea inestable. En
algunos campos de EE.UU. se ha podido observar que al-
gunas rocas receptoras muy poco permeables y extensas po-
drían ser agotadas con un espaciamiento de 75 mts. (250
pies) aproximadamente, al perforar nuevas pozos interme-
dios entre los ya existentes se ha encontrado la roca
receptoras todavía con buena impermeabilidad y aún con algo
de presión. El aceite así aprisionado no pudo fluir al-

pozo debido únicamente a la poca permeabilidad de la --
formación, y bajo tales circunstancias, si se quiere ob-
tener una recuperación aceptable, en un tiempo económi-
camente razonable, el espaciamento de los pozos deberá
ser estrecho.

Muchos autores se han mostrado francamente --
contrarios al espaciamento amplio de los pozos de un -
campo petrolero; se basan en el hecho de que en un yaci-
miento se encuentran alternadas las zonas de buen permea-
bilidad con las arenas arcillosas de permeabilidad baja,
efectuándose primeramente el drenaje de las porciones -
más permeables que dejarán fluir su petróleo más rápida-
mente que las zonas casi impermeables; finalmente al - -
decaer la presión del yacimiento, la invasión del agua-
marginal tendrá un fácil acceso al pozo por las porcio-
nes cuyo aceite ya se ha drenado y dejará aprisionadas-
las zonas poco permeables que todavía tienen buena im-
pregnación. Es lógico pensar que con un espaciamento -
amplio estas zonas o lentes de baja permeabilidad, digo
muchos de ellos, no serán dotados por ningún pozo, redun-
dando ésto, a la postre, en las cifras de la recupera-
ción final. Es por esto que bajo circunstancias seme-
jantes un espaciamento estrecho traería consigo una re-
cuperación más eficiente del aceite encerrado en la for-
mación.

4).- Influencia de la posición estructural --
del pozo.- Como es bien sabido existen gran número de -

pozo debido únicamente a la poca permeabilidad de la
 formación, y bajo tales circunstancias, si se quiere ob-
 tener una recuperación aceptable, en un tiempo económi-
 camente razonable, el espaciamiento de los pozos deberá
 ser estrecho.

Muchos autores se han mostrado firmemente
 contrarios al espaciamiento amplio de los pozos de un
 campo petrolero; se basan en el hecho de que en un presi-
 miento se encuentran alternadas las zonas de buen permea-
 bilidad con las zonas arcillosas de permeabilidad baja,
 efectuándose primeramente el drenaje de las porciones
 más permeables que dejarán flujar su petróleo más rápida-
 mente que las zonas casi impermeables; finalmente al
 bajar la presión del yacimiento, la invasión del agua
 marginal tendrá un fácil acceso al pozo por las porcio-
 nes cuyo aceite ya se ha drenado y dejará aprisionadas
 las zonas poco permeables que todavía tienen buena im-
 permeación. Es lógico pensar que con un espaciamiento
 amplio estas zonas o partes de baja permeabilidad, digan-
 mos de ellas, no serán drenadas por ningún pozo, según
 dando esto, a la postre, en las cifras de la recupera-
 ción final. Es por esto que bajo circunstancias seme-
 jantes un espaciamiento estrecho traería consigo una re-
 cuperación más eficiente del aceite encerrado en la for-
 mación.

4. -- Influencia de la posición estructural --
 del pozo. -- Como se bien sabido existen gran número de

tipos entre las estructuras almacenantes de petróleo y cada una presenta sus problemas característicos, tanto en la localización como en el espaciamento.

El sitio donde está localizado un pozo en la estructura tiene gran influencia en el espaciamento ya que para porciones diferentes de un mismo yacimiento se pueden necesitar espaciamentos diferentes como ocurren en las zonas cercanas a la cresta y las zonas vecinas al agua marginal. Naturalmente que también el tipo de drenaje influye notablemente, porque como se dijo anteriormente, el caso de un yacimiento bajo control hidráulico presenta marcadas diferencias con los campos de control volumétrico y el espaciamento en ambos casos ha de ser diferente. En el primer caso cuando la presión del agua marginal es la que origina el flujo del aceite, ha de ser suficiente perforar pozos ampliamente espaciados en la zona crestal de la estructura viéndose éstos invadidos de agua únicamente después de haber logrado una buena recuperación.

Ahora bien, en México no existe el problema de la competencia y la vecindad de lotes petroleros que muy frecuentemente, en los EE.UU. operan sobre la misma estructura y a veces imposibilitan desarrollar un campo petrolero con la técnica indicada para obtener un trabajo eficiente. Se encuentran en los EE.UU. casos típicos de espaciamentos de pozos bajo estas circunstancias; si acaso se trata de un yacimiento bajo control hidráulico,

tipos entre las estructuras almacenantes de petróleo y cada una presenta sus problemas característicos, tanto en la localización como en el espaciamiento.

El sitio donde está localizado un pozo en la estructura tiene gran influencia en el espaciamiento ya que para porciones diferentes de un mismo yacimiento se pueden necesitar espaciamientos diferentes como ocurre en las zonas cercanas a la cresta y las zonas vecinas al agua marginal. Naturalmente que también el tipo de drenaje influye notablemente, porque como se dijo anteriormente, el caso de un yacimiento bajo control hidráulico presenta marcadas diferencias con los campos de control volumétrico y el espaciamiento en ambos casos ha de ser diferente. En el primer caso cuando la posición del agua marginal es la que origina el flujo del aceite, ha de ser suficiente perforar poco espaciamiento espaciados en la zona cresta de la estructura viéndose estos invadidos de agua únicamente después de haber logrado una buena recuperación.

Ahora bien, en México no existe el problema de la competencia y la vecindad de los pozos que muy frecuentemente, en los EE.UU. operan sobre la misma estructura y a veces imposible desarrollar un campo petrolero con la técnica indicada para obtener un trabajo eficiente. Se encuentran en los EE.UU. casos típicos de espaciamientos de pozos bajo estas circunstancias; al caso se trata de un yacimiento bajo control hidráulico.

el propietario que tiene su lote situado en un flanco de la estructura, ha de buscar un espaciamiento tal, para sus pozos, que evite que su petróleo sea explotado por los pozos situados en la cresta y que pertenecen a otra propiedad; en general ha de buscar un espaciamiento estrecho en la dirección del rumbo de los estratos productores y amplio en la dirección del echado.

Una cosa diferente ocurre cuando se trata de yacimientos que operan bajo control volumétrico; en estos casos por lo general, existe una zona de gas en la parte superior de la estructura, una zona de gas que es una fuente de energía para lograr una segregación eficiente y que se debe tratar de conservar. En este caso los pozos deben quedar situados en tal forma que drenen la menor cantidad posible del gas acumulado en la zona crestal; el espaciamiento se hará de acuerdo con un patrón, de tal manera que sean áreas iguales las drenadas por cada pozo.

Puede también ocurrir que en rocas muy permeables donde el agua marginal se mueve muy lentamente o permanece prácticamente estacionaria, el petróleo debido a fuerzas gravitacionales, tenga un flujo hacia las zonas más bajas del yacimiento, notándose en este caso que los pozos situados en las cercanías del agua marginal todavía son productores en cambio que los pozos situados en la zona crestal producen únicamente gas. Es obvio pensar que si esto ocurre, es admisible proyectar

El propietario que tiene su lote situado en un flanco de la estructura, ha de pasar un espaciamiento tal, por las pozas, que evite que su petróleo sea explotado por las pozas situadas en la cresta y que pertenezcan a otra propiedad; en general ha de pasar un espaciamiento estrecho en la dirección del rumbo de los estratos

productores y amplio en la dirección del echado. Una cosa diferente ocurre cuando se trata de yacimientos que operan bajo control volumétrico; en estas cosas por lo general, existe una zona de gas en la parte superior de la estructura, una zona de gas que es una fuente de energía para lograr una segregación eficiente y que se debe tratar de conservar. En este caso los pozos deben quedar situados en tal forma que den la menor cantidad posible del gas acumulado en la zona crestal; el espaciamiento se hará de acuerdo con un patrón, de tal manera que sean áreas iguales las áreas gas por cada pozo.

Puede también ocurrir que en rocas muy permeables donde el agua marginal se mueve muy lentamente o permanece prácticamente estacionaria, el petróleo debido a fuerzas gravitacionales, tenga un flujo hacia las zonas más bajas del yacimiento, notándose en este caso que los pozos situados en las cercanías del agua marginal todavía son productores en cambio que los pozos situados en la zona crestal producen únicamente gas. Es obvio pensar que si esto ocurre, es admisible proyectar

un espaciamiento estrecho en las porciones vecinas al agua marginal; convendría, si acaso, perforar hileras de pozos paralelos a la línea de agua y cercanos unos de otros.

Los trabajos matemáticos de orden puramente teórico, ya que es difícil su aplicación en la práctica porque los valores que intervienen en las fórmulas son muy variables de una porción a otra en un mismo yacimiento, han tenido su origen en experiencias de laboratorio donde se han tratado de reproducir las condiciones existentes en la roca productora.

Uno de los primeros intentos que se hicieron sobre este asunto, lo debemos a D'Arcy el físico francés que en 1856 estudió el flujo del agua a través de arenas, en escurrimiento laminar; sus trabajos culminaron con la obtención de una fórmula que expresa la razón de escurrimiento en función de la permeabilidad, de la presión diferencial, de la longitud del canal y de la viscosidad del líquido; esta fórmula se expresa de la siguiente manera:

$$Q = \frac{K A P}{Z L}$$

en donde:

- Q es la razón de escurrimiento
- A es el área de la sección de flujo
- P es la presión diferencial en los extremos del canal
- Z es la viscosidad del líquido
- L es la longitud del canal
- K es el coeficiente de permeabilidad de la arena, o sea la razón de escurrimiento bajo una presión diferencial unitaria.

un espaciamiento estrecho en las porciones vecinas a las marginales; convergencia, al caso, perforar hileras de pozos paralelos a la línea de agua y cercanos unos de otros.

Los trabajos matemáticos de orden puramente técnico, ya que es difícil su aplicación en la práctica porque los valores que intervienen en las fórmulas son muy variables de una posición a otra en un mismo yacimiento, han tendido su origen en experiencias de laboratorio donde se han tratado de reproducir las condiciones existentes en la roca productora.

Uno de los primeros intentos que se hicieron sobre este asunto, lo debemos a D'Arcy el físico francés que en 1856 estudió el flujo del agua a través de arenas en escurrimiento laminar; sus trabajos culminaron con la obtención de una fórmula que expresa la razón de escurrimiento en función de la permeabilidad, de la presión diferencial, de la longitud del canal y de la viscosidad del líquido; esta fórmula se expresa de la siguiente manera:

$$Q = \frac{K A F}{N L}$$

en donde:

- Q es la razón de escurrimiento
- A es el área de la sección de flujo
- F es la presión diferencial en los extremos del canal
- N es la viscosidad del líquido
- L es la longitud del canal
- K es el coeficiente de permeabilidad de la arena, o sea la razón de escurrimiento bajo una presión diferencial unitaria.

Posteriormente Muskat, basándose en los trabajos de D'Arcy obtuvo la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{2\kappa K T P}{Z \log \frac{L}{R}}$$

en la que:

- L es el radio sobre el cual se efectúa el drenaje
- T es el espesor de las arenas
- R es el radio del pozo

Esta fórmula es de mayor alcance porque fué establecida para el caso concreto de un yacimiento petrolífero, pero al igual que la anterior es únicamente aplicable para escurrimiento viscoso y cuando se trata de líquidos homogéneos; pero es evidente que los fluidos de un yacimiento no son homogéneos ya que están formados por proporciones variables de aceite y gas que fluyen juntos hacia el pozo, siendo variable esta relación gas-aceite para distancias diferentes así como también son cambiables las propiedades del petróleo y su velocidad de escurrimiento de un punto a otro del yacimiento.

Bajo ciertas condiciones especiales de equilibrio entre el aceite y el gas, se han hecho algunas investigaciones llegando a algunas fórmulas aplicables en casos especiales; pero más allá de una cierta relación de equilibrio entre el gas y el aceite en la arena, no ha sido posible hacer un análisis matemático, debido a las condiciones inestables del escurrimiento.

Al hacer el estudio del flujo radial en algunos campos de Texas se llegó a una relación, de acuerdo

Posteriormente Market, basándose en los tra-

datos de D'Arcy obtuvo la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{2.75 K T P}{L \log \frac{L}{r}}$$

en la que:

- L es el radio sobre el cual se efectúa el drenaje
- T es el espesor de las arenas
- R es el radio del pozo

Esta fórmula es de mayor alcance porque fue establecida para el caso concreto de un yacimiento petrolífero, pero al igual que la anterior es únicamente aplicable para escurrimiento viscoso y cuando se trata de líquidos homogéneos; pero es evidente que los fluidos de un yacimiento no son homogéneos ya que están formados por proporciones variables de aceite y gas que fluyen juntas hacia el pozo, siendo variable esta relación gas-aceite para distancias diferentes así como también son cambiables las propiedades del petróleo y su velocidad de escurrimiento de un punto a otro del yacimiento.

Bajo ciertas condiciones especiales de equilibrio entre el aceite y el gas, se han hecho algunas investigaciones llegando a algunas fórmulas aplicables en casos especiales; pero más allá de una cierta relación de equilibrio entre el gas y el aceite en la zona de estudio no ha sido posible hacer un análisis matemático debido a las condiciones inestables del escurrimiento.

Al hacer el estudio del flujo radial en algunos campos de Texas se llegó a una relación de acuerdo

con la fórmula de Poiseuille para escurrimiento radial:

$$P = K Q \log_e \frac{R}{r}$$

donde:

- P es la presión diferencial entre dos puntos cualesquiera del cuerpo arenoso
- K Es una constante que depende de las condiciones de la arena y del líquido
- Q es la razón de flujo
- R es el radio de drenaje
- r es el radio del pozo

Reproduciendo en el laboratorio las condiciones que existen en el yacimiento, se ha logrado verificar en parte el resultado de la fórmula anterior. Se ha notado únicamente una variación en el valor del primer miembro que en vez de ser la presión diferencial entre dos puntos cualesquiera, viene siendo la diferencia de los cuadrados de las presiones entre dos puntos del canal de flujo, quedando el segundo miembro en la misma forma.

El problema del espaciamiento de pozos quedaría resuelto si estas fórmulas se las aplicara después de valuar correctamente los factores en ellas intervienen, pero cabe preguntarse: ¿Las condiciones del yacimiento son constantes para todos los puntos del mismo? Lo más posible es que no. De tal manera que estos estudios matemáticos son aplicables solamente en condiciones especiales donde todos los factores nos sean perfectamente conocidos y cuando tengamos los datos suficientes para determinar las constantes que dependen de las propiedades de la arena y del fluido que escurre por ella;

con la fórmula de Poiseuille para escurrimiento radial.

$$P = K Q \log \frac{R}{r}$$

donde:

- P es la presión diferencial entre dos puntos.
- Q es la razón de flujo
- R es el radio de drenaje
- r es el radio del pozo
- K es una constante que depende de las condiciones de la arena y del líquido
- Es una constante que depende de las condiciones de drenaje del cuerpo arenoso

Reproduciendo en el laboratorio las condiciones que existen en el yacimiento, se ha logrado verificar en parte el resultado de la fórmula anterior. Se ha notado únicamente una variación en el valor del primer miembro que en vez de ser la presión diferencial entre dos puntos cualesquiera, viene siendo la diferencia de los cuadrados de las presiones entre dos puntos del canal de flujo, quedando el segundo miembro en la misma forma.

El problema del espaciamiento de pozos puede ser resuelto si estas fórmulas se las aplicara después de valuar correctamente los factores en ellas involucrados, pero cabe preguntarse: ¿las condiciones del yacimiento son constantes para todos los puntos del mismo? Lo más posible es que no. De tal manera que estas ecuaciones matemáticas son aplicables solamente en condiciones especiales donde todos los factores nos sean perfectamente conocidos y cuando tengamos los datos suficientes para determinar las constantes que dependen de las propiedades de la arena y del fluido que escurre por ella;

y por desgracia únicamente tendremos conocimientos necesarios de todo esto cuando el campo se encuentre en un grado avanzado de desarrollo.

Sin embargo, los estudios que se hagan para un campo servirán para aplicarse en parte o en su totalidad a nuevos campos que presenten características similares.

La fórmula de Muskat es particularmente interesante por la gran aplicación que puede tener si se llega a valuar acertadamente los factores que en ella intervienen. Usándola convenientemente se puede hacer un estudio de las variaciones de producción en función de los diferentes diámetros de pozo y aplicando diferentes contrapresiones. No podemos hacer ninguno de estos estudios en el caso de Cuichapa por que faltan algunos datos sin los cuales no se puede hacer ningún intento de aplicación de la ya mencionada fórmula.

Todas estas consideraciones, nos llevan a la conclusión de que el problema del espaciamiento de pozos desde el punto de vista matemático no ha sido aún resuelto, y es por esto, en lo general, para iniciar un trabajo de espaciamiento de pozos se acude al criterio económico de la cuestión y se aprovecha al mismo tiempo la experiencia adquirida en otros campos.

Desde el punto de vista económico el problema lo planteamos de la siguiente manera:

Encontrar el menor número de pozos por perfo

Y por desgracia únicamente tendríamos conocimientos necesarios en el campo de la agricultura en el momento de su desarrollo.

Sin embargo, los estudios que se hagan para un campo servirán para aplicarse en parte o en su totalidad a nuevos campos que presenten características similares.

La fórmula de Munkaf es particularmente interesante por la gran aplicación que puede tener si se llega a valorar acertadamente los factores que en ella intervienen. Usándola convenientemente se puede hacer un estudio de las variaciones de producción en función de los diferentes diámetros de pozos y aplicando diferentes expresiones. No podemos hacer ninguno de estos estudios en el caso de Guichapa por que faltan algunos datos sin los cuales no se puede hacer ningún intento de aplicación de la ya mencionada fórmula.

Todas estas consideraciones, nos llevan a la conclusión de que el problema del espaciamiento de pozos desde el punto de vista matemático no ha sido aún resuelto, y es por esto, en lo general, para iniciar un trabajo de espaciamiento de pozos se acude al criterio económico de la cuestión y se aprovecha el mismo tiempo la experiencia adquirida en otros campos.

Desde el punto de vista económico el problema lo planteamos de la siguiente manera:
Encontrar el menor número de pozos por hectárea

rar para obtener la mayor recuperación. Naturalmente --- que la solución que se dé al problema ha de ir ligada -- con el conocimiento que se tenga de la estructura y su tectónica en general, ya que a veces determinados factores de orden geológico pueden afectar el espacio que ten gamos fijado para nuestros pozos, como ocurre en las estructuras afalladas en que los pozos pueden quedar muy espaciados o muy estrechos, según el caso y según la dis posición de los bloques que se quieren tocar.

Si se sabe de antemano la producción anual -- permitida para determinado campo, y conocemos aproximadamente la ley que siguen los costos fijos y los costos de operación que tiene un campo, podemos dibujar unas cur-- vas que nos indiquen el número óptimo de pozos para lo-- grar una producción determinada.

Llamando n al número de pozos para producir-- un volumen unitario Q de petróleo anualmente, se ha ob-- servado que los costos tanto fijos como de operación va rían según las siguientes leyes:

$$\text{Costos fijos} = K n^s$$

$$\text{Costos de Operación} = \frac{K_1}{n^r}$$

pudiendo tener s y r cualquier valor. La ecuación del costo total, está dada entonces por la suma de los dos valores anteriores, es decir:

$$C_t = K n^s + \frac{K_1}{n^r}$$

y la variación del costo total con respecto al número de pozos es:

... para obtener la mayor recuperación. Naturalmente
 -- que la solución que se da al problema ha de ir ligada --
 - con el conocimiento que se tenga de la estructura y su --
 - tectónica en general, ya que a veces determinadas facto-
 res de orden geológico pueden afectar el espacio que ten-
 - gamos fijado para nuestros pozos, como ocurre en las es-
 - tructuras aisladas en que los pozos pueden quedar muy --
 - espaciados o muy estrechos, según el caso y según la dis-
 posición de los pliegues que se desieren tomar.

-- Si se sabe de antemano la producción anual --
 permitida para determinado campo, y conocemos aproxima-
 mente la ley que siguen los costos fijos y los costos de
 operación que tiene un campo, podemos dibujar una cur-
 -- va que nos indiquen el número óptimo de pozos para lo-
 gar una producción determinada.

-- Llamando n al número de pozos para producir --
 un volumen unitario Q de petróleo anualmente, se ha ob-
 servado que los costos tanto fijos como de operación van

de la siguiente manera:
 Costos fijos = $K_1 n^2$
 Costos de operación = $\frac{K_2}{n}$

$$C_T = K_1 n^2 + \frac{K_2}{n}$$

-- donde n es el número de pozos, K_1 es un valor de la
 costo total, está dada entonces por la suma de los dos
 valores anteriores, es decir:

$$C_T = K_1 n^2 + \frac{K_2}{n}$$

-- y la variación del costo total con respecto al número de
 pozos es:

$$\frac{dC_t}{dn} = s K n^{s-1} + \frac{K_1 (-r n^{r-1})}{(n^r)^2}$$

igualando a cero esta primera derivada y despejando a n, encontramos su mínimo:

$$s K n^{s-1} - \frac{K_1 (r n^{r-1})}{(n^r)^2} = 0$$

$$s K n^{s-1} - K_1 r n^{-r-1} = 0$$

$$\therefore n^{s+r} = \frac{r K_1}{s K}$$

Esta ecuación nos liga el número óptimo de pozos con los costos fijos y los de operación. Los valores de las constantes K K₁ s y r varían según el caso, (en algunos campos de la zona central de los EE.UU. -- tienen un valor promedio para s = 0.8 y para r = 0.5. -- Las constantes K y K₁ están dadas en la unidad monetaria correspondiente e igualmente son diferentes para cada zona o campo, según, y para la zona central de los EE.-UU. alcanzan los siguientes valores: para K = 5000 dólares y para K₁ = 30000 dólares).

La solución gráfica consistiría en dibujar la curva que corresponde a los costos fijos y la de los costos de operación, y el punto donde se cortan ambas nos marcará la solución del problema que corresponderá exactamente a un mínimo de la curva suma o sea la del costo total. Esta solución gráfica se muestra en la figura adjunta.

Todo lo anteriormente expuesto sobre el cri-

$$\frac{dC}{dn} = 2K n^{-1} + \frac{K_1(r n^{r-1})}{(n^r)^2}$$

igualando a cero esta primera derivada y despejando a n , encontramos un mínimo:

$$0 = \frac{2K n^{-1} + \frac{K_1(r n^{r-1})}{(n^r)^2}}{0}$$

$$2K n^{-1} - K_1 r n^{-r-1} = 0$$

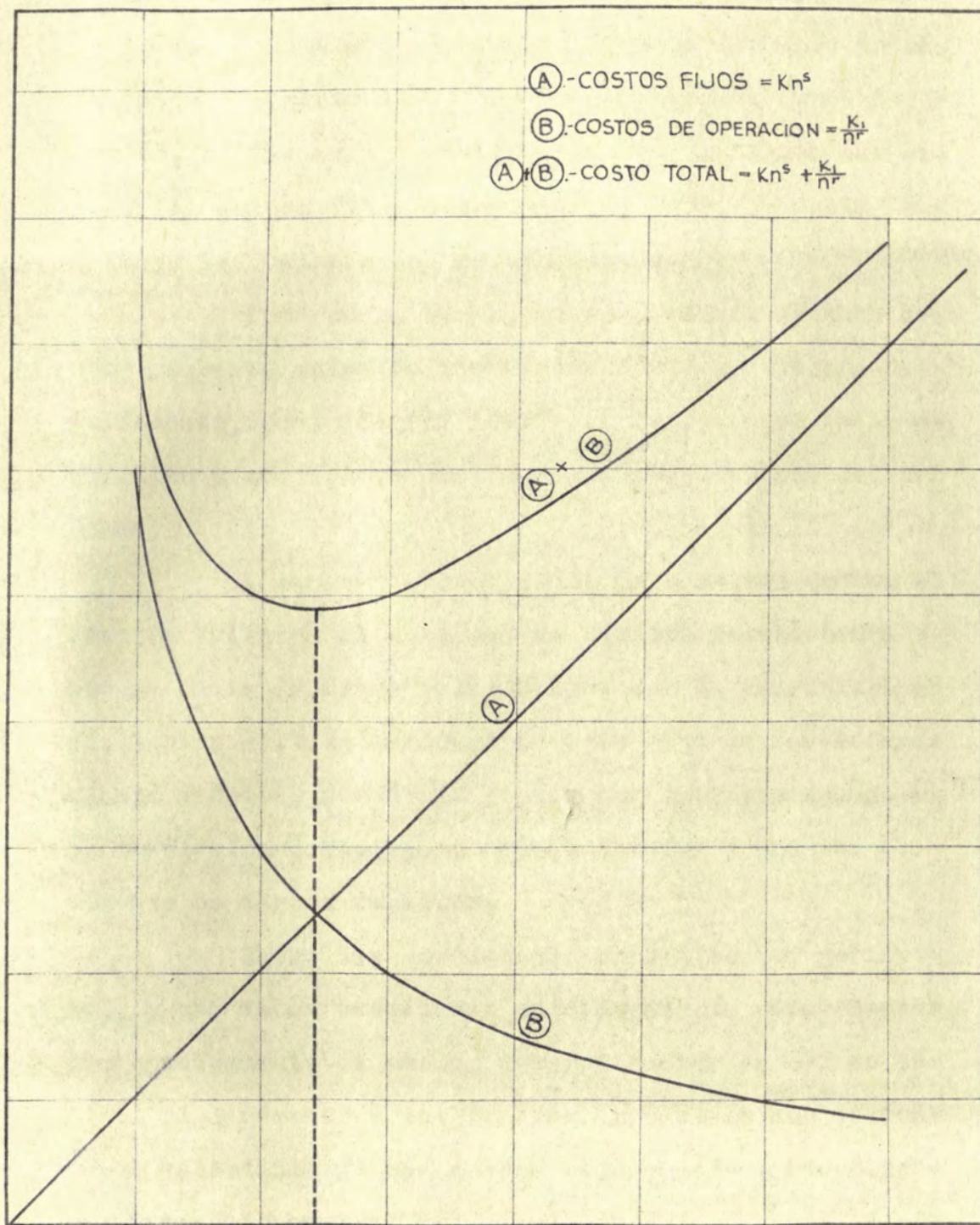
$$n^{r-1} = \frac{r K_1}{2K}$$

Esta ecuación nos da el número óptimo de n personas con los costos fijos y los de operación. Los valores de las constantes K , K_1 y r varían según el caso (en algunos campos de la zona central de los EE.UU. tienen un valor promedio para $r = 0.8$ y para $K = 0.5$). Las constantes K y K_1 están dadas en la unidad monetaria correspondiente e igualmente son diferentes para cada zona o campo, según, y para la zona central de los EE.UU. alcanzan los siguientes valores: para $K = 2000$ dólares y para $K_1 = 30000$ dólares).

La solución gráfica consistiría en dibujar la curva que corresponde a los costos fijos y la de los costos de operación, y el punto donde se cortan ambas nos marcará la solución del problema que correspondiera exactamente a un mínimo de la curva suma o sea la del costo total. Esta solución gráfica se muestra en la figura adjunta.

Todo lo anteriormente expuesto sobre el cri-

COSTOS EN PESOS



n. - NUMERO DE POZOS PARA UNA PRODUCCION
UNITARIA Q, EN Bbls. POR AÑO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE MEXICO
ESC. NAL DE INGS.
TESIS PROFESIONAL. -
A. Romero L.

terio económico, no es nada más que un ligero esbozo - de lo que constituye el problema que en realidad es más complejo; la parte laboriosa y que requiere mucha dedicación, reside en la determinación de las leyes que siguen los costos fijos y los de operación, es decir, en definir los valores de las constantes.

Como se ha visto, en este método se hace caso completamente omiso de las características físicas del yacimiento, cosa que por ningún motivo se debe pasar -- por alto y que evidentemente constituye la base del problema.

A manera de conclusión debo anotar que en el caso de Cuichapa el problema se agudiza notablemente -- por la falta de datos relacionados con la estructura en sí, y para estudiar debidamente este caso se necesitaría tiempo y datos, además de contar con laboratorios de experimentación debidamente acondicionados y que por el momento se carece de ellos.

Entre las condiciones generales que gobiernan, y que deben estudiarse cuidadosamente para planear un espaciamiento de pozos, debemos anotar en primer término, el carácter de las fuerzas expulsivas que actúan en el yacimiento ya que campos bajo control hidráulico y campos bajo control volumétrico presentan condiciones fundamentalmente diferentes y el espaciamiento de pozos será diferente en cada caso.

Igualmente tienen marcada influencia en este

terro económico, no es nada más que un ligero esbozo -
 de lo que constituye el problema que en realidad es más
 complejo; la parte laboriosa y que requiere mucha dedi-
 cación, reside en la determinación de las leyes que si-
 guen los costos fijos y los de operación, es decir, en
 definir los valores de las constantes.

Como se ha visto, en este método se hace caso
 completamente omiso de las características físicas del
 yacimiento, cosa que por ningún motivo se debe pasar --
 por alto y que evidentemente constituye la base del pro-
 blema.

A manera de conclusión debe anotarse que en el
 caso de Guichapa el problema se agudiza notablemente --
 por la falta de datos relacionados con la estructura en
 sí, y para estudiar debidamente este caso se necesitaría
 tiempo y datos, además de contar con laboratorios de ex-
 perimentación debidamente acondicionados y que por el -
 momento se carece de ellos.

Entre las condiciones generales que gobier-
 nan, y que deben estudiarse cuidadosamente para planear
 un explotación de pozos, debemos anotar en primer tér-
 mino, el carácter de las fuerzas expansivas que actúan
 en el yacimiento ya que campos bajo control hidráulico
 y campos bajo control volumétrico presentan condiciones
 fundamentalmente diferentes y el espaciamiento de po-
 zos será diferente en cada caso.

Igualmente tienen marcada influencia en este

problema las variaciones litológicas de la roca almacenante, es especial la permeabilidad y las irregularidades estratigráficas. Tienen así mismo mucha importancia la estructura geológica, su forma y la posición estructural de los pozos; la proximidad de las zonas de gas y agua marginal etc. etc.

Para Cuichapa que es un campo de control volumétrico, sería interesante hacer un estudio cuidadoso de las condiciones de acumulación y tratar de resolver el importante problema del espaciamiento de los pozos. pero como por el momento no se cuenta con los medios necesarios para ello, el problema tiene que seguir en pie y continuar los trabajos de acuerdo con las normas que se han adoptado hasta ahora en los campos vecinos de la zona y aprovechando la experiencia que se ha adquirido en ellos.

A este respecto, refiriéndose a los métodos que se han utilizado para tal fin, es de hacer notar que en todos los campos de la zona sur, incluyendo Cuichapa, se emplean transportes sobre rielos (Kalanacos) que han dado magníficos resultados, teniendo gran ventaja sobre el sistema de casiones.

La detección de agua subterránea en el campo, por razones obvias, ha de ser abundante y bien distribuida, siendo este punto de suma importancia para el buen funcionamiento y conservación del equipo en general.

En lo que se refiere a la ubicación en el desarrollo y explotación de un campo petrolero sobre

problemas las variaciones litológicas de la zona almece-
 nante, es especial la permeabilidad y las irregularida-
 des estratigráficas. Tienen así mismo mucha importancia
 la estructura geológica, su forma y la posición estruc-
 tural de los pozos; la proximidad de las zonas de gas y
 agua marginal etc. etc.

Para Cutchapa que es un campo de control vo-
 lunterico, seria interesante hacer un estudio geológico
 de las condiciones de acumulación y tratar de resolver
 el importante problema del espesamiento de los pozos.
 Pero como por el momento no se cuenta con los medios ne-
 cesarios para ello, el problema tiene que seguir en pie
 y continuar los trabajos de acuerdo con las normas que
 se han adoptado hasta ahora en los campos vecinos de la
 zona y aprovechando la experiencia que se ha adquirido
 en ellos.

III.- DESARROLLO DEL CAMPO EN GENERAL
INSTALACIONES EQUIPO, etc.

Una vez localizada la estructura productora de aceite y comprobada su acumulación comercial, se procede a desarrollarla y a dotar al campo de todas aquellas instalaciones que han de ser necesarias para la correcta marcha de todos los trabajos.

Los primeros pozos que se perforen serán aquellos que se juzguen convenientes para suministrar datos que nos den un mejor conocimiento de la estructura, tratando en todo caso de definir los límites del yacimiento.

Localizados los pozos por perforarse, se ha de dotar a cada uno de ellos de las vías de acceso necesarias para el transporté de material, movimiento de personal etc. A este respecto, refiriéndome a los vehículos que sean utilizados para tal fin, es de hacer notar que en todos los campos de la zona sur, incluyendo Cuichapa, se emplean transportes sobre rieles (Kalama-zoos) que han dado magníficos resultados, teniendo gran ventaja sobre el sistema de camiones.

La dotación de agua que se dé al campo, por razones obvias, ha de ser abundante y bien distribuida, siendo este punto de suma importancia para el buen funcionamiento y conservación del equipo en general.

En lo que se refiere a la técnica en sí, el desarrollo y explotación de un campo petrolero abarca -

III. - DESARROLLO DEL CAMPO EN GENERAL
INSTALACIONES FUENTES, etc.

Una vez localizadas la estructura productora de aceite y comprobada su acumulación comercial, se procede a desarrollar y a dotar al campo de todas las instalaciones que han de ser necesarias para la correcta marcha de todos los trabajos.

Los primeros pozos que se perforan serán aquellos que se juzgan convenientes para suministrar los que nos den un mejor conocimiento de la estructura, tratando en todo caso de definir los límites del yacimiento.

Localizados los pozos por perforarse, se ha de dotar a cada uno de ellos de las vías de acceso necesarias para el transporte de material, movimiento de personal etc. A este respecto, refiriéndonos a los vehículos que sean utilizados para tal fin, es de hacer notar que en todos los campos de la zona sur, incluyendo Quintana Roo, se emplean transportes sobre rieles (Kalamas) que han dado magníficos resultados, teniendo gran ventaja sobre el sistema de camiones.

La dotación de agua que se da al campo, por razones obvias, ha de ser abundante y bien distribuida, siendo este punto de suma importancia para el buen funcionamiento y conservación del equipo en general.

En lo que se refiere a la técnica en el desarrollo y explotación de un campo petrolero se debe

en general tres puntos importantes:

a).- Perforación.

b).- Transporte y medida de la producción,--
incluyendo la separación de los gases.

c).- Almacenamiento del crudo.

Esta división tan general abarca muchos aspectos a los que me voy a ir refiriendo en el transcurso de este Capítulo tratando de hacerlo con algún detalle.

a).- Perforación.- Este sub-capítulo de la explotación incluye la elección del material necesario para llegar con nuestro equipo de producción a las arenas productoras de la estructura.

El primer punto que se debe estudiar aún antes de levantar el faro es el de la elección de las tuberías de ademe para lo cual se deben tener en cuenta muchos factores muy importantes.

El ademe de un pozo petrolero es esencial e imprescindible y se hace por las siguientes razones principales:

1).- Evitar los derrumbes en las paredes del pozo.

2).- Aislar capas acuíferas o a presión.

3).- Evitar pérdidas de aceite que puede irse a medios más porosos.

4).- Evitar constaminaciones de los horizontes productores, con agua u otros fluidos que provengan de capas superiores.

Hay que tener en cuenta además que el equipo superficial de producción (árbol de navidad), tiene como

en general tres puntos importantes:

- a) -- Perforación.
- b) -- Transporte y medida de la producción, incluyendo la separación de los gases.
- c) -- Almacenamiento del crudo.

Esta división tan general abarca muchos aspectos a los que me voy a ir refiriendo en el transcurso de este Capítulo tratando de hacerlo con algún detalle.

a) -- Perforación. -- Este sub-capítulo de la explotación incluye la elección del material necesario para llegar con nuestro equipo de producción a las nuevas productoras de la estructura.

El primer punto que se debe estudiar son los detalles de levantar el fero es el de la elección de las tuberías de abeme para lo cual se deben tener en cuenta muchos factores muy importantes.

El abeme de un pozo petrolero es esencial e imprescindible y se hace por las siguientes razones principales:

- 1) -- Evitar los derrumbes en las paredes del pozo.
- 2) -- Aislar capas acuíferas o a presión.
- 3) -- Evitar pérdidas de aceite que puede irse a medios más porosos.
- 4) -- Evitar contaminaciones de los horizontes productores, con agua u otros fluidos que provengan de capas superiores.

Hay que tener en cuenta además que el equipo superficial de producción (árbol de navidad), tiene como

base de apoyo la cabeza del pozo formada por las tuberías de ademe.

El problema sin embargo radica en escoger el diámetro conveniente en las tuberías que se han de emplear para ademar un pozo. Este programa de tuberías, en general depende de las formaciones que se van a atravesar, de la profundidad que va a tener el pozo y del diámetro con el cual queremos llegar al horizonte productor.

Aparte de las razones mecánicas hay una razón técnica muy importante para terminar un pozo con el mayor diámetro posible. En efecto, sabemos que en un pozo la forma de la curva que nos muestra el gradiente de presión del fluido, queda determinada por la rapidez de escurrimiento, que a su vez depende de la presión de formación, de la relación gas-aceite y de la viscosidad del fluido. Podemos modificar el gradiente de presión aplicando una contrapresión al pozo, reduciendo así la rapidez de flujo; pero si aumentamos el diámetro del pozo, disminuimos también la rapidez de escurrimiento (pues to que aumentamos el área de flujo), en las cercanías de las paredes de pozo, que es cabalmente la zona donde se pierde mayor energía, pérdida debida en su mayor parte a velocidad de escurrimiento; y se permite además la entrada de mayor cantidad de fluido sin aumentar la resistencia de la roca. Todo esto se debe a la mayor sección de pared a través de la cual debe pasar el fluido.

base de apoyo la cabeza del pozo formada por las tuberías de aglomerado.

El problema sin embargo radica en escoger el diámetro conveniente en las tuberías que se han de emplear para formar un pozo. Este problema de tuberías, en general depende de las formaciones que se van a atravesar, de la profundidad que va a tener el pozo y del diámetro con el cual queremos llegar al horizonte productivo.

Aparte de las razones mecánicas hay una razón técnica muy importante para determinar un pozo con el diámetro posible. En efecto, sabemos que en un pozo la forma de la curva que nos muestra el gradiente de presión del fluido, queda determinada por la pérdida de energía, que a su vez depende de la presión de formación, de la relación gas-aceite y de la viscosidad del fluido. Podemos modificar el gradiente de presión al tiempo que compramos el pozo, reduciendo así la pérdida de flujo; pero al aumentamos el diámetro del pozo, disminuimos también la pérdida de energía (energía) que aumentamos el área de flujo, en las cercanías de las paredes de pozo, que es especialmente la zona donde se pierde mayor energía, pérdidas debidas en su mayor parte a la velocidad de escorrentía; y se permite además la entrada de mayor cantidad de fluido sin aumentar la resistencia de la roca. Todo esto se debe a la mayor sección de pared a través de la cual debe pasar el fluido.

También es conveniente terminar un pozo con -- diámetro grande, por la comodidad que esto significa en ciertas maniobras, en especial de pesca; aunque las palabras "diámetro grande" naturalmente son relativas y todo depende de la profundidad del pozo y de la resistencia de las tuberías.

Las formaciones que se atraviesan en el campo de Cuichapa, no presentan en realidad problemas que estén fuera del alcance de la técnica de perforación normalmente usada. Por esto es conveniente fijar un programa de dos tuberías que a mi entender son suficientes, - escogiéndolas de tal modo que se tenga en cuenta un -- programa futuro de profundización, aunque para el caso de Cuichapa, cuyas arenas productoras son de la formación "Concepción Inferior" y "Encanto", es dudosa la -- existencia de yacimientos más profundos, ya que la formación denominada "Depósito" que se encuentra inmediatamente debajo de "Encanto" marca el límite de las posibilidades aceitíferas en la zona del Istmo de Tehuantepec.

Un diámetro muy conveniente para llegar a las arenas productoras de Cuichapa, sería el de 9-5/8", usando como tubería superficial una de 13-3/8". Este margen lo doy por conveniente basándome en el hecho de que si acaso se hiciera necesario cementar una tubería antes de llegar al ahorizonte productor, por alguna causa que a ello nos obligue, entonces se cementará la tubería de 9-5/8" y se terminará el pozo con tubería de --

También es conveniente terminar un caso con un diámetro grande, con la condición que esta significa en ciertas máquinas, en especial de gases; aunque las pala-
 tras "diámetro grande" naturalmente son relativas y de-
 bido a la profundidad del caso y de la resista-
 ncia de las tuberías.

Las formaciones que se atraviesan en el caso de Guitape, no presentan en realidad problemas que es-
 tán fuera del alcance de la técnica de perforación nor-
 malmente usada. Por esto es conveniente fijar un progra-
 ma de los tubos que a mi entender son suficientes, -
 accionados de tal modo que se tenga en cuenta un -
 programa futuro de profundización, aunque para el caso-
 de Guitape, cuyos avances productivos son de la forma-
 ción "Conexión Interior" y "Inchuto", es bueno la -
 explotación de los tubos más profundos, ya que la for-
 mación denominada "Doblete" que se encuentra inmediata-
 mente debajo de "Inchuto" marca el límite de las posibi-
 lidades actuales en la zona del lecho de lebanteras.
 Un diámetro muy conveniente para llegar a las -
 grandes profundidades de Guitape, sería el de 9-5/8", y -
 tanto como tubería superficial una de 13-3/8". Este ma-
 gno lo voy por conveniente pesándolo en el hecho de que
 al caso se hiciera necesario cambiar una tubería an-
 tes de llegar al horizonte productivo, por alguna causa
 que a ello nos obligue, entonces se cementará la tube-
 ria de 9-5/8" y se terminará el caso con tubería de -

6-5/8".

Las barrenas que usaremos para abrir los agujeros donde se introduzcan las tuberías arriba citadas, -- han de ser de las siguientes dimensiones: Barrena de -- 17-1/2" para el agujero donde se cimente la tubería de 13-3/8"; se da este margen por que los coples de unión aumentan el diámetro de las tuberías en, aproximadamente, 1"; considerando esto tenemos un espacio libre de 2-3/4" ~~a cada lado.~~ o sea 1 3/8" a cada lado.

Después de cementada la tubería superficial de 13-3/8" se iniciará la perforación con barrena de -- / 12-1/4" cementando dentro de este agujero, la tubería de 9-5/8", quedando un espacio disponible de algo más de 3/4" a cada lado. Si fuera necesario emplear tubería de 6-5/8" en la forma que se indicó antes, ésta se cementaría en un agujero de 8-1/2".

La parte complementaria del equipo sub-superficial de un pozo, está constituida por el cedazo que en nuestro problema será de 6-5/8" (o de 4-3/4", según el caso) e irá colgado del extremo inferior de la última tubería cementada. Para la elección del cedazo es necesario hacer un análisis granulométrico de las arenas -- que van a ser explotadas, empleando para esto varias mallas, indicadas en las especificaciones. Se calculan -- cuidadosamente los % de retenido en cada malla, y si se va a emplear un cedazo ranurado, su abertura será igual al doble del de la malla que retuvo el 10% acumulativo.

6-5/8"

Las barras que usaremos para abrir los agujeros donde se introducirán las tuberías serán de las siguientes dimensiones: Barras de 17-1/2" para el agujero donde se cemente la tubería de 13-3/8"; se da este margen por que los copes de hierro sumaran el diámetro de las tuberías en, aproximadamente, 1"; considerando esto tenemos un espacio libre de

2-3/8" a cada lado.

Después de cementada la tubería superficial de 13-3/8" se iniciará la perforación con barras de 18-1/4" cementado dentro de este agujero, la tubería de 2-3/8", quedando un espacio disponible de algo más de 3/4" a cada lado. Si fuera necesario emplear tubería de 2-3/8" en la forma que se indicó antes, ésta se cementaría en un agujero de 6-1/2".

La parte complementaria del equipo sub-superficial de un pozo, está constituida por el cebazo que en nuestro problema será de 6-5/8" (o de 4-3/4", según el caso) e irá colocado del extremo inferior de la última tubería cementada. Para la elección del cebazo es necesario hacer un análisis geométrico de las aristas que van a ser explotadas, empleando para esto varias líneas, indicadas en las especificaciones. Se calculan cuidadosamente los δ de retención en cada malla, y si se va a emplear un cebazo ramificado, su abertura será igual al doble del δ de la malla que retuvo el 10% acumulativo.

En cambio si el cedazo va a ser de agujero redondo se empleará una abertura tres veces mayor al de la malla que retuvo el 10% acumulativo.

Torres de Perforación.- La estructura denominada con este nombre, es la parte del equipo donde se apoya todo el trabajo de la perforación. Consta de cuatro patas ^{unidas} entre sí por travesaños y tirantes; estas patas tienen una cierta inclinación de tal manera que tienden a juntarse en la parte de arriba. La parte superior de la torre tiene una plataforma formada por vigas I de acero, donde se encuentra asentada la corona o crown block, a su vez formada por poleas donde se devan el cable. También en la parte superior se encuentra la estructura complementaria llamada gin pole que sirve como dispositivo para diversas maniobras durante el proceso de la instalación del equipo.

Hacia las 2/3 partes de la altura encontramos una plataforma denominada "plataforma del chango" donde trabaja un hombre durante las faenas de movimiento de las tuberías.

El piso de la torre está formado por tabloenes de 4 x 12 x 12 y es donde se asientan la maquinaria de perforación, la mesa rotaria y todas las herramientas que se han de utilizar en el trabajo. El piso se apoya sobre las columnas que forman la subestructura y que tienen unos dos metros de alto aproximadamente; estas columnas se apoyan directamente sobre los cimientos.

En cambio al el cable se le da un ángulo redondo se
emplaza una abertura tres veces mayor al de la malla
que retuvo el 10% acumulativo.

Torre de perforación. -- La estructura denominada
de con este nombre, es la parte del equipo donde se
hace el trabajo de la perforación. Consiste de cuatro
plataformas al por travesaños y tirantes; estas plataformas
tienen una cierta inclinación de tal manera que también
se juntan en la parte de arriba. La parte superior de
la torre tiene una plataforma formada por vigas I de
acero, donde se encuentran montada la corona o crown
block, a su vez formada por bolas donde se desenvuelven
los cables. También en la parte superior se encuentran la
estructura complementaria llamada gin pole que sirve como
dispositivo para diversas maniobras durante el proceso
de la instalación del equipo.

Hacia las 2/3 partes de la altura encontramos
una plataforma denominada "plataforma del change" donde
trabaja un hombre durante las fases de movimiento de
las tuberías.

El piso de la torre está formado por tableros
de 4 x 12 x 12 y se donde se realizan la maniobra de
perforación, la mesa rotaria y todas las herramientas
que se han de utilizar en el trabajo. El piso se apoya
sobre las columnas que forman la subestructura y que
tienen unos dos metros de alto aproximadamente; estas
columnas se apoyan directamente sobre los cimientos.

Las torres de perforación son de varios tamaños, alcanzando las mayores y más modernas la altura de 136' y están contruidas de acero muy resitente (65 000 #/pul.²). Aunque aquí, cabe hacer notar que existió un tipo antiguo de torres que estaban hechas de madera; este tipo de torres fueron abandonadas casi completamente en vista de las ventajas que trajeron consigo -- las torres de acero.

La subestructura de la torre está compuesta, -- como dije anteriormente, de columnas de acero que se -- apoyan en las bases de cimentación de cóncreto, y sirven de sostén al piso de la torre con la maquinaria y las -- herramientas usadas durante la perforación. El número -- de columnas que componen la subestructura es variable -- de acuerdo con el tipo de la torre. En el Istmo de -- Tehuantepec y en Cuichipa en los particular se usan torres de perforación de 122' aunque últimamente se han -- venido empleando con éxito los llamados mástiles que -- tienen grandes ventajas y de los cuales me ocuparé detlladamente más adelante.

La subestructura de una torre de perforación -- de 122' está compuesta principalmente de cuatro colum-- nas de 1.93 mts. de altura formadas de dos escuadras cada una y situadas en los cuatro vértices de la base; o-- tras columnas formadas igualmente por escuadras, situa-- das entre las dos columnas que corresponden al lado de la maquinaria y de la bomba; y paralelamente a estos --

Las torres de perforación son de varias tama-
 ños, alcanzando las mayores y más modernas la altura de
 1300 y están contruidas de acero muy resistente (SS 000
 S). Aunque aquí, cabe hacer notar que existió un
 tipo antiguo de torres que estaban hechas de madera;
 -- este tipo de torres fueron abandonadas casi completa-
 -- mente en vista de las ventajas que trajeron consigo
 las torres de acero.

La subestructura de la torre está compuesta,
 -- como dije anteriormente, de columnas de acero que se
 apoyan en las bases de cimentación de concreto, y sirven
 de sostén al piso de la torre con la maquinaria y las
 herramientas usadas durante la perforación. El número
 de columnas que componen la subestructura es variable
 de acuerdo con el tipo de la torre. En el último de
 los tipos que en Guichipán en los particulares se usan to-
 rres de perforación de 1300, aunque típicamente se han
 venido empleando con éxito las llamadas metallas que
 tienen grandes ventajas y de las cuales me ocuparé más
 adelante.

La subestructura de una torre de perforación
 de 1300 está compuesta principalmente de cuatro columnas
 que son de 1.03 mts. de altura formadas de dos escuadras co-
 mo una y situadas en los cuatro vértices de la base; en
 tres columnas formadas igualmente por escuadras, situa-
 das entre las dos columnas que corresponden al lado de
 la maquinaria y de la bomba; y paralelamente a estas --

lados, 12 columnas convenientemente distribuidas y formadas igualmente por escuadras. En total suman 18 columnas y sobre estas se apoya el piso de la torre que como anotamos anteriormente está formado por tabloncillos de 4 x 12 x 12.

La torre propiamente dicha tiene otros detalles que difieren entre sí según el tipo que se escoja. Así entre las formas que afectan los portales tenemos muchas variantes siendo los tipos principales, el California para rotaria, el Gulf Coast, el M:d-Continent etc. etc.; portales tanto para sistema de perforación rotatorio como para un sistema de perforación combinado.

Como dije, las torres varían en altura desde 66' hasta 136', teniendo todas ellas especificaciones importantes y tolerancias en sus medidas. Como en México las torres más usadas son las de 122' y las de 136' a continuación doy las dimensiones de estas estructuras y sus tolerancias:

	Altura		Lado de la base		Claro de la Plataforma Sup	
	Nomi- nal	Tole- ran- cia	Nomi- nal	Tole- ran- cia	Nomi- nal	Tole- ran- cia
16	122'	± 6"	24'	± 5"	5'6"	± 2"
18	136'	± 6"	26'	± 5"	5'6"	± 2"
18-A	136'	± 6"	30'	± 6"	5'6"	± 2"

La capacidad que debe tener una torre para una perforación determinada, la calculamos conociendo el peso máximo que se va a colgar verticalmente, y añadiendo-

La columna convenientemente distribuida y los
 - - - - - En total suman 18 co-
 - - - - - y sobre estas se apoye el piso de la torre que
 - - - - - como sistemas anteriormente está formado por tablas
 - - - - - de 4 x 12 x 12.

La torre propiamente dicha tiene otros detalles
 que difieren entre sí según el tipo que se escoja. Así-
 entre las formas que afectan los portales tenemos muchas
 variantes siendo los tipos principales, el California -
 para rotaria, el Gulf Coast, el Mid-Continent etc. etc.;
 portales tanto para sistemas de perforación rotaria como
 no para un sistema de perforación combinado.

Como dije, las torres varían en altura desde -
 - - - - hasta 150', teniendo todas ellas especificaciones -
 importantes y tolerancias en sus medidas. Como en Méxi-
 - - - - co las torres más usadas son las de 120' y las de 135'
 - - - - y construcción de las dimensiones de estas estructuras
 y sus tolerancias;

Altura		Lado de la base		Lado de la plataforma sup	
Topo- nal. ran- cia	Topo- nal. ran- cia	Topo- nal. ran- cia	Topo- nal. ran- cia	Topo- nal. ran- cia	Topo- nal. ran- cia
120'	± 2"	24'	± 2"	24'	± 2"
135'	± 2"	30'	± 2"	30'	± 2"
150'	± 2"	36'	± 2"	36'	± 2"

La capacidad que debe tener una torre para una
 perforación determinada, la calculamos conociendo el po-
 - - - - so máximo que se va a cargar verticalmente, y estableciendo

un 50% por esfuerzos de fricción dentro del pozo y usando un cierto factor de seguridad que por lo general es de 2. Para determinar la capacidad de una torre no se toma en cuenta su propio peso.

El problema puede presentarse de dos maneras: - primera, determinar la capacidad de una torre que de antemano se tiene preparada para iniciar la perforación. - Segundo, pedir a la fábrica una torre de capacidad determinada.

Para el primer caso, o sea cuando se trata de averiguar la capacidad de una torre, consideramos las patas de la torre como las piezas sujetas a las compresiones máximas, calculando dichas piezas como columnas empotradas en ambos extremos y con cargas centrales. La relación entre la longitud y el radio de giro no debe exceder de 120, es decir,

$$\frac{L}{r} < 120$$

L la longitud
r el radio de giro de la sección

Además la relación entre la longitud de los lados de las escuadras de que está formada cada pata y el grueso de las mismas no debe exceder de 16, es decir,

$$\frac{h}{e} < 16$$

h la longitud del lado de la escuadra
e grueso de la escuadra

La carga de seguridad de una torre es la suma de los máximos esfuerzos a que está sometida cada pata,

un 50% por esfuerzos de tracción dentro del peso y usar
de un cierto factor de seguridad que por lo general es
de 2. Para determinar la capacidad de una torre no se
tiene en cuenta su propio peso.

El problema puede presentarse de dos maneras:
primera, determinar la capacidad de una torre que se
toma como tiene preparada para iniciar la perforación.
Segunda, pedir a la fábrica una torre de capacidad de
terminada.

Para el primer caso, o sea cuando se trata de
averiguar la capacidad de una torre, consideramos las
partes de la torre como las piezas sujetas a las compresiones
máximas, calculando dichas piezas como columnas
empotradas en ambos extremos y con cargas centrales. La
relación entre la longitud y el radio de giro no debe
exceder de 120, es decir,

$$\frac{l}{r} < 120$$

l la longitud
r el radio de giro de la sección

Además la relación entre la longitud de los
dos de las escuadras de que está formada cada parte y
el grueso de las mismas no debe exceder de 18, es decir,

$$\frac{l}{t} < 18$$

l la longitud del lado de la escuadra
t el grueso de la escuadra

La carga de seguridad de una torre es la suma
de las máximas esfuerzos a que está sometida cada parte.

consideradas como columnas. Si se tiene solamente un esfuerzo de compresión, según el eje de la pieza, el esfuerzo total está dado por:

$$F = A f_c$$

F esfuerzo total
A Area neta de la sección
 f_c fatiga máxima permitida al material
(1050 a 2000Kgs/cm²)

Si aparte del esfuerzo de compresión se nos presentan esfuerzos debidos a la flexión, entonces:

$$F = A(f_c + f_t)$$

Siendo f_t fatiga máxima permitida a la flexión (momento flexionante máximo, dividido por la sección módulo)

Segundo caso.- Teniendo en cuenta que nuestras perforaciones han de alcanzar aproximadamente 1000 mts. y conociendo ya el programa de tuberías que se han de emplear, podemos saber la capacidad de la torre que pediremos para iniciar la perforación. En efecto, el programa de tuberías de ademe con sus profundidades aproximadas es el siguiente:

Tubería de 13-3/8 de 48 #/pie a 150 mts.....	10 800 kgs.
Tubería 9-5/8 de 48 #/pie a 1000 mts.....	64 200 "
Tubería de perforación de 4-3/4 de 16#/pie a 1000 mts.....	23 800 "

Vemos que la tubería de 9-5/8" es la que arroja mayor peso; tendremos entonces:

Peso por tuberías.....	64 200 kgs.
Peso de la corona.....	1 950 "
Peso de la pasteca.....	5 000 "
Peso del gancho.....	1 000 "
Peso del swivel.....	900 "
Cable (1000 pies de 1-1/2" y 3.5 #/pie).....	<u>1 600 "</u>
Suma de pesos.....	74 650 kgs.
50 % por fricción.....	<u>37 325 "</u>
T o t a l	111 975 kgs.

que en números redondos ponemos: 112 000 kilogramos, --
quedando entonces la capacidad de la torre de:

$$112\ 000 \times 2 = 224\ 000 \text{ kilogramos.}$$

La posición de las tuberías dentro de la torre afectan a la capacidad de ésta; en efecto, si la tubería está recargada en el rincón de la torre opuesto a la maquinaria de perforación, la capacidad disminuye en un 20%. Para un sistema de perforación combinado, si la tubería queda recargada al lado del malacate menor (calf wheel) y a su vez este lado queda opuesto al lado de la maquinaria de perforación la capacidad disminuye únicamente en un 7%. En cambio si la tubería queda recargada en el lado de la maquinaria la capacidad disminuye en un 40%.

Un tipo interesante de torres son los llamados mástiles y que se han estado empleando con éxito para perforaciones hasta de 1200 mts. Los hay de dos y de cuatro patas.

Peso por tuberías.....	64 200 Kgs.
"	1 950
"	5 000
"	1 600
"	900
"	1 800

Suma de pesos..... 74 650 Kgs.
50 % por fricción..... 37 325

T o t a l 111 975 Kgs.

que en números redondos posemos; 112 000 kilogramos, --
 quedando entonces la capacidad de la torre de:
 112 000 x 2 = 224 000 kilogramos.

La posición de las tuberías dentro de la to--
 rre afectan a la capacidad de ésta; en efecto, si la --
 tubería está recargada en el rincón de la torre opuesto --
 a la máquina de perforación, la capacidad disminuye --
 en un 20%. Para un sistema de perforación combinado, si --
 la tubería queda recargada al lado del malacate menor --
 (calf wheel) y a su vez este lado queda opuesto al lado --
 de la máquina de perforación la capacidad disminuye --
 drásticamente en un 7%. En cambio si la tubería queda re--
 cargada en el lado de la máquina la capacidad disminui--
 rse en un 40%.

Un tipo interesante de torres son los llamados
 mastiles y que se han estado empleando con éxito para
 perforaciones hasta de 1200 mts. Los hay de dos y de --
 cuatro patas.

Los primeros están diseñados con patas telescopadas y pueden ser transformados en mástiles de cuatro patas para trabajos más profundos o para cargas más pesadas. Las alturas son variables y a continuación se anotan para las diferentes cargas de seguridad en la capacidad de los mástiles de dos patas marca "Cardwell".

Altura	Carga de Seguridad.-
65'	145 000 # lbs.
87'	210 000 lbs.
94'	210 000 lbs.

La corona es standard con 4 poleas de 23-1/2" de diámetro exterior y montadas sobre baleros. Todas ellas están fabricadas de una aleación de manganeso y acero, con canales para cables de 1". La "plataforma del chango" está con mayor seguridad y claro de trabajo que las usuales torres portátiles y pueden guardar 81 - paredes de tubería de perforación de 4-1/2" con juntas de 6".

Los mástiles de cuatro patas pueden ser armados completamente, o de tal manera, que con una estructura auxiliar pueden quedar como mástiles de 2 patas; son de 87 o 94 pies de altura. La carga de seguridad para estos mástiles de cuatro patas telescopadas es de 400 000 lbs.

La corona tiene las mismas poleas que en los mástiles de dos patas, contando además con dos poleas-

Los primeros están diseñados con patas telescópicas y pueden ser transformados en mástiles de cuatro patas para trabajos más profundos o para cargas más pesadas. Las alturas son variables y a continuación se muestran para las diferentes cargas de seguridad en la categoría de los mástiles de dos patas marca "Carwell".

Altura	Carga de seguridad
82'	145 000 lbs.
87'	210 000 lbs.
94'	210 000 lbs.

La corona es standard con 4 poleas de 23-1/2" de diámetro exterior y montadas sobre baleros. Todas ellas están fabricadas de una aleación de manganeso y acero, con canales para cables de 1". La "plataforma del chorro" está con mayor seguridad y claro de trabajo que las varales torres portátiles y pueden guardar 81 paredes de tubería de perforación de 4-1/2" con juntas de 8".

Los mástiles de cuatro patas pueden ser armados completamente, o de tal manera, que con una estructura auxiliar pueden quedar como mástiles de 2 patas; son de 87 o 94 pies de altura. La carga de seguridad para estos mástiles de cuatro patas telescópicas es de 400 000 lbs.

La corona tiene las mismas poleas que en los mástiles de dos patas, cuando se usan con dos poleas.

de 16". El transporte de estas estructuras es rápido e igualmente su montaje, de tal manera que es muy conveniente el empleo de estas torres para perforaciones semiprofundas y estarían indicadas para Cuichapa donde ya se han empleado con éxito.

Cimentación de las torres.- Hemos visto que el peso máximo que se va colgar de la torre, incluyendo tuberías, aparejo de perforación fricción y coeficiente de seguridad es de 224 000 kgs. Pero para los cálculos de los cimientos hay necesidad de tomar en cuenta otros pesos además, y que van consignados en la siguiente forma:

Peso máximo que se va colgar de la torre.....	224 000 kgs.
Peso de la torre (122').....	10 400 "
Peso de la parte de la subestructura que se apoya en las esquinas.....	2 500 "
Peso del piso soportado por los cimientos de las esquinas.....	<u>2 000 "</u>
Peso total...	238 900 Kgs.

La carga sobre cada pilastra de cimentación es entonces:

$$P = \frac{238\ 900}{4} = 59\ 725\ \text{kgs.}$$

que tomando números redondos podemos considerar 60 000 kgs = P.

Antes de seguir adelante, diremos que los cimientos van a ser de concreto, admitiendo los siguientes

de la". El transporte de estas estructuras es rápido e igualmente su montaje, de tal manera que es muy conveniente el empleo de estas torres para perforaciones profundas y estarían indicadas para Guichapa donde ya se han empleado con éxito.

Alimentación de las torres. - Hemos visto que el peso máximo que se va a cargar de la torre, incluyendo tuberías, aparato de perforación fricción y coeficiente de seguridad es de 224 000 kgs. Pero para los cálculos de los cilindros hay necesidad de tomar en cuenta otros pesos además, y que van consignados en la siguiente forma:

Peso máx. que se va a cargar de la torre.....	224 000 kgs.
Peso de la torre (122").....	10 400 "
Peso de la parte de la subestructura que se apoya en las esquineras.....	2 500 "
Peso del piso soportado por los cilindros de las esquineras.....	2 000 "
<u>Peso total...</u>	<u>238 900 kgs.</u>

La carga sobre cada pilar de alimentación es entonces:

$$P = \frac{238\ 900}{2} = 119\ 450\ \text{kgs.}$$

que tomando números redondos podemos considerar 120 000 kgs. = P.

Antes de seguir adelante, diremos que los cilindros van a ser de concreto, admitiendo los siguientes

tes esfuerzos:

Fatiga a la compresión, $f_c = 30 \text{ kgs/cm}^2$

Fatiga al esfuerzo cortante, $f = 3 \text{ kgs/cm}^2$

Resistencia del suelo = 1.5 kgs/cm^2

Suponiendo que el área de apoyo es un cuadrado de lado l , tenemos que:

$$l^2 f_c = P$$
$$\therefore l = \sqrt{\frac{P}{f_c}}$$

que para nuestro caso:

$$l = \sqrt{\frac{60\,000}{30}} = 45 \text{ cms.}$$

Vamos a suponer una pilastra de cimentación de 2 m^3 de volumen y sabiendo que el peso volumétrico del concreto es de 2400 kgs/m^3 , tenemos el peso de cada pilastra:

$$2 \times 2400 = 4800 \text{ kgs.}$$

El peso total que actúa sobre el terreno es:

$$60\,000 + 4800 = 64\,800 \text{ kgs.}$$

Y por consiguiente el lado de la superficie de desplante es:

$$L = \sqrt{\frac{64\,800}{1.5}} = 208 \text{ cms.}$$

Para determinar la altura H de la pilastra, se considera el esfuerzo cortante que produce la carga de reacción del terreno que obra en la faja de la base que tiene por valor $(L^2 - l^2)$ y sobre los lados $aa'bb'$ - $bb'cc'$ $cc'dd'$ y $dd'aa'$ (ver Fig. correspondiente). La --

Las esfuerzos:

Resistencia a la compresión, $f_c = 30 \text{ kgs/cm}^2$

Resistencia al esfuerzo cortante, $f_v = 3 \text{ kgs/cm}^2$

Resistencia del suelo = 1.5 kgs/cm^2

Suponiendo que el área de apoyo es un cuadrado de lado

l , tenemos que:

$$l^2 \cdot f_c = P$$

$$l = \sqrt{\frac{P}{f_c}}$$

que para nuestro caso:

$$l = \sqrt{\frac{60000}{30}} = 44.7 \text{ cms.}$$

Vamos a suponer una pilastra de cimentación de

2 m de volumen y asumiendo que el peso volumétrico del

concreto es de 2400 kgs/m^3 , tenemos el peso de cada pi-

laster:

$$2 \times 2400 = 4800 \text{ kgs.}$$

El peso total que actúa sobre el terreno es:

$$60000 + 4800 = 64800 \text{ kgs.}$$

Y por consiguiente el lado de la superficie de base

plante es:

$$l = \sqrt{\frac{64800}{1.5}} = 208 \text{ cms.}$$

Para determinar la altura H de la pilastra, se

considera el esfuerzo cortante que produce la carga de

resaca del terreno que obra en la faja de la base que

tiene por valor $(f_v - f_s)$ y sobre los lados l y l .

La resistencia correspondiente (ver fig. correspondiente). La

reacción del suelo vale 1.5 kgs/cm², cantidad que multiplicada por el área correspondiente nos da la carga -- aplicada en la faja antes mencionada, es decir:

$$1.5 (L^2 - l^2) = 61\ 800 \text{ kgs.}$$

Esta cifra es la carga aplicada en la superficie (L² - l²). El esfuerzo cortante debido a esta carga, debe ser soportado íntegramente por las caras aa'bb' bb'cc' etc, es decir:

$$61\ 800 = 4 \times lH \times f$$

$$\therefore H = \frac{61\ 800}{12 \times 45} = 115 \text{ cms.}$$

Con estas dimensiones calculamos ahora el peso de la -- pilastra:

$$\text{volumen} = \frac{L^2 - l^2}{2} H = 2.37 \text{ m}^3$$

$$\text{peso} = 2.37 \times 2400 = 5688 \text{ kgs.}$$

Como se ve, nosotros habíamos supuesto una pilastra de 4800 kgs, lo que nos indica que debemos hacer una segunda aproximación suponiendo una pilastra más -- grande, vr.gr. de 2.5 m³ de volumen que arroja un peso de 6000 kgs. Efectuando los cálculos se encontró que el peso de la pilastra resultante es sensiblemente el mismo que la supuesta, por lo que aceptamos las dimensiones obtenidas que son:

$$l = 45 \text{ cms.}$$

$$L = 210 \text{ cms.}$$

$$H = 117 \text{ cms.}$$

resolución del anexo vale 1.5 kgs/cm², cantidad que multi-
plicada por el área correspondiente nos da la carga --
aplicada en la faja antes mencionada, es decir:

$$1.5 (I_2 - I_1) = 61.800 \text{ kgs.}$$

Hasta ahora es la carga aplicada en la super-
ficie (I₂ - I₁). El esfuerzo constante debido a esta car-
ga, debe ser soportado íntegramente por las caras ad-
yacentes, es decir:

$$61.800 = 4 \times I_H \times F$$

$$H = \frac{61.800}{4 \times 115} = 135 \text{ cms.}$$

Con estas dimensiones calculamos ahora el peso de la --
plancha:

$$\text{volumen} = \frac{I_2 - I_1}{2} \times H = 2.37 \text{ m}^3$$

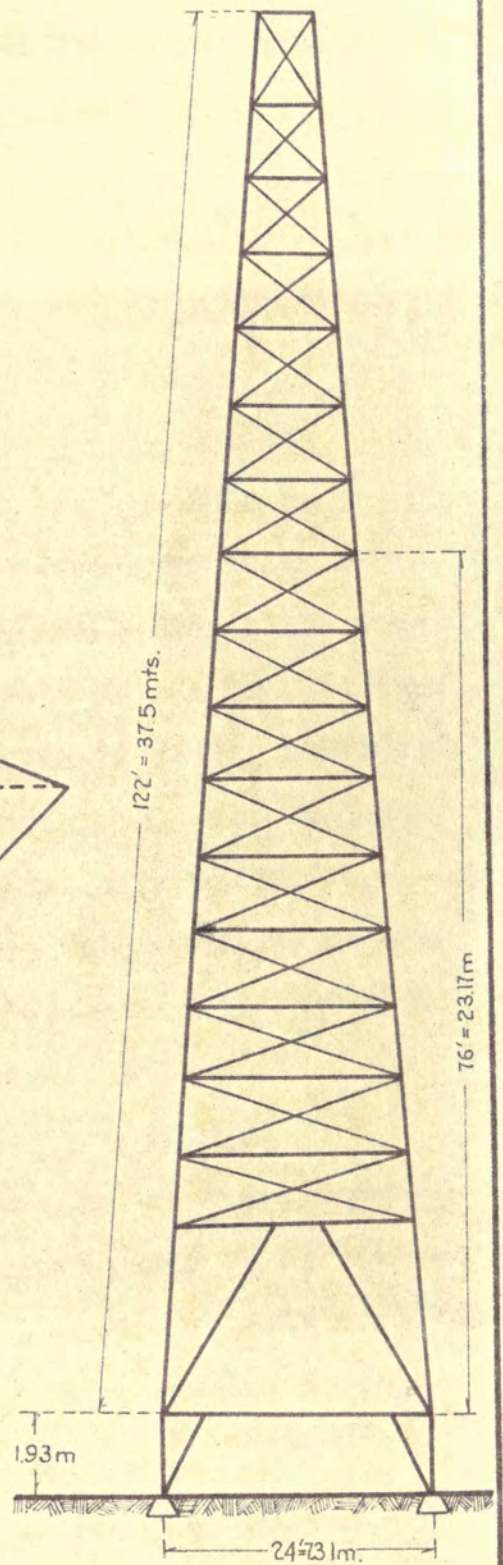
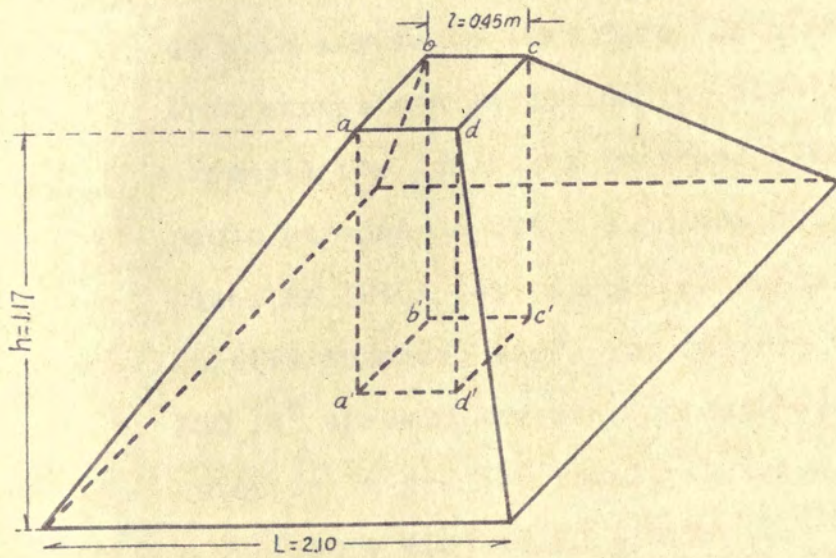
$$\text{peso} = 2.37 \times 2400 = 5688 \text{ kgs.}$$

Como se ve, nosotros habíamos supuesto una pl-
ancha de 4800 kgs, lo que nos indica que debemos hacer
una segunda aproximación suponiendo una plancha más --
grande, v.g. de 2.5 m³ de volumen que arroja un peso
de 6000 kgs. Efectuando los cálculos se encontró que el
peso de la plancha resultante es sensiblemente el mis-
mo que la supuesta, por lo que aceptamos las dimensio-
nes obtenidas que son:

$$I = 43 \text{ cms.}$$

$$J = 210 \text{ cms.}$$

$$H = 115 \text{ cms.}$$



U. N. A.
 ESCUELA NAL. DE INGENIEROS
 TESIS PROFESIONAL

Vamos a considerar ahora la acción del viento. Para conocer la presión ejercida por el viento en $\#/ft^2$ hago uso de la siguiente fórmula:

$$P = 0.0024 v^2$$

donde V es la velocidad del viento en millas por hora, que en nuestro caso vamos a considerar 70 millas/hora, esto es 112 km/hora.

Entonces:

$$P = 0.0024 \times 4900 = 11.76 \#/ft^2$$

La torre que estamos considerando tiene 122' de altura y según los datos de construcción tiene una área expuesta a la acción del viento de 425 ft^2 . El área expuesta por los tubos recargados en la torre, considerando paradas de 90' y con longitud total para todos ellos de 3240' que aproximadamente es la medida de nuestra tubería, según los valores tabulados, es de 360 ft^2 aproximadamente (considerando tubos de 6-5/8"). Entonces la presión total del viento es:

$$(360 + 425) 11.76 = 9232 \text{ lbs.} = 4240 \text{ Kgs.}$$

La componente horizontal de los tubos recargados en la torre es de 1620 kgs. y el punto de aplicación de esta componente horizontal queda a 23.17 mts. (76') de la base de la torre. (Valores sacados de catálogo que se pueden verificar por cálculo).

Con estos datos podemos calcular el momento de las fuerzas que tienden a voltear la torre y a sacar de su lugar la pilastra correspondiente. En efecto este

Vamos a considerar ahora la acción del viento.
 Para conocer la presión ejercida por el viento en
 #ft² haremos de la siguiente fórmula:

$$P = 0.0024 V^2$$

donde V es la velocidad del viento en millas por hora,
 que en nuestro caso vamos a considerar 70 millas/hora,
 esto es 112 km/hora.

Entonces:

$$P = 0.0024 \times 4900 = 11.76 \text{ #ft}^2$$

La torre que estamos considerando tiene 122' de altura y según los datos de construcción tiene una área expuesta a la acción del viento de 425 ft². El área expuesta por los tubos resacaados en la torre, considerando paredes de 90' y con longitud total para todos ellos de 3240' que aproximadamente es la medida de nuestra tubería, según los valores tabulados, es de 360 ft² aproximadamente (considerando tubos de 6-5/8").

Entonces la presión total del viento es:

$$(360 + 425) 11.76 = 9282 \text{ lbs.} = 4240 \text{ Kgs.}$$

La componente horizontal de los tubos resacaados en la torre es de 1620 Kgs. y el punto de aplicación de esta componente horizontal queda a 23.14 mts. (76') de la base de la torre. (Valores sacados de cálculo) lo que se pueden verificar por cálculo).

Con estos datos podemos calcular el momento de las fuerzas que tienden a voltear la torre y a sacar de su lugar la plataforma correspondiente. En efecto este

momento vale:

$$M = (4240 + 1620) \times (23.17 + 1.93) = 147\ 086 \text{ kgs.mts.}$$

Correspondiendo el valor de 1.93 mts a la altura de la subestructura. Por otra parte, vamos a calcular el momento que impide el volteo de la torre. Este momento está dado por el peso que actúa en la superficie de desplante de la pilastra, multiplicado por la distancia que hay entre los ejes de dos pilastras, es decir por el lado de la base de la torre. Tenemos entonces:

$$M^2 = (66\ 000) \times (7.31 + 1.05) = 550\ 957 \text{ kgs, mts.}$$

Se ve que el momento que impide el giro es mayor que el que tiende a voltear la torre, por lo que afirmamos que la torre no se volteará con un viento de 112 km/hora.

Una vez cimentada y armada la torre se procede a instalar todo el equipo que ha de ser necesario -- para efectuar los trabajos de perforación. Primeramente nos ocuparemos de la maquinaria de perforación llamada en inglés Draw Work.

La maquinaria de perforación es una parte importantísima del equipo y es ella la que nos permite -- efectuar los movimientos necesarios en las herramientas de perforación y en las tuberías, así como para hacer girar la mesa rotaria que efectúa la perforación. En general esta maquinaria debe reunir condiciones de resis-

momento vale:

$$M = (4240 + 1620) \times (23.17 + 1.93) = 147.088 \text{ kg.mts.}$$

Correspondiendo el valor de 1.93 mts a la altura de la subestructura. Por otra parte, vamos a calcular el momento que impide el volteo de la torre. Este momento está dado por el peso que actúa en la superficie de desplante de la pileta, multiplicado por la distancia que hay entre los ejes de las pilas, es decir por el lado de la base de la torre. Tenemos entonces:

$$M = (66.000) \times (7.31 + 1.02) = 550.257 \text{ kg.mts.}$$

Se ve que el momento que impide el giro es mayor que el que tiende a voltear la torre, por lo que afirmamos que la torre no se volteará con un viento de 112 km/hora.

Una vez cimentada y armada la torre se procede a instalar todo el equipo que ha de ser necesario para efectuar los trabajos de perforación. Primeramente nos ocuparemos de la maquinaria de perforación llamada en inglés Draw Work.

La maquinaria de perforación es una parte importante del equipo y es allí la que nos permite efectuar los movimientos necesarios en las herramientas de perforación y en las tuberías, así como para hacer girar la mesa rotaria que efectúa la perforación. En general esta maquinaria debe reunir condiciones de peso-

tencia, de durabilidad y al mismo tiempo debe estar diseñada en tal forma que faciliten su manejo y simplifiquen el cambio de piezas que debido al fuerte trabajo a que están sujetas se hace necesario reponerlas o revisarlas cada cierto tiempo. Las condiciones de seguridad que debe reunir este mecanismo deben ser máximas ya que con esto se garantiza no solo el éxito de la perforación misma, sino también la seguridad del personal que trabaja en el pozo.

Para escoger una máquina de éstas se debe tener en cuenta diversos factores como son: profundidad de la perforación, pesos que se van a manejar, velocidades que se quieren conseguir etc. Las diferentes piezas de que se compone están sujetas a especificaciones, pero en general se puede decir que todas ellas están diseñadas para soportar esfuerzos considerables y por consiguiente el material de que están construidas es un acero debidamente probado para la clase de trabajo que va a realizar.

Haciendo una descripción muy general podemos decir que consta de una serie de ruedas dentadas, montadas sobre ejes, haciéndose la transmisión de movimientos por medio de cadenas y embragues. En la parte delantera, por lo general, lleva un malacate donde se enrolla el cable que devanándose en las poleas de la corona y de la pasteca soporta el peso del aparejo propiamente dicho de la perforación y del cual hablaremos luego

tenencia de durabilidad y al mismo tiempo debe estar
 sujeta en tal forma que facilite su manejo y
 que el cambio de piezas que debido al fuerte trabajo
 a que están sujetas se hace necesario reponerlas o re-
 armarlas cada cierto tiempo. Las condiciones de seguridad
 que debe reunir este mecanismo deben ser máximas ya que
 con esto se garantiza no solo el éxito de la perfora-
 ción misma, sino también la seguridad del personal que
 trabaja en el pozo.

Para escoger una máquina de éstas se debe te-
 ner en cuenta diversos factores como son: profundidad de
 la perforación, peso que se van a manejar, velocidades
 que se quieren conseguir etc. Las diferentes piezas de
 que se compone están sujetas a especificaciones, pero
 en general se puede decir que todas ellas están diseñadas
 para soportar esfuerzos considerables y por consi-
 guiente el material de que están constituidas es un se-
 ro debidamente probado para la clase de trabajo que va
 a realizar.

Haciendo una descripción muy general podemos
 decir que consta de una serie de ruedas dentadas, montadas
 que sobre éstas, funcionan la transmisión de movimien-
 tos por medio de cadenas y engranes. En la parte de
 la corona, por lo general, lleva un mecanismo donde se enro-
 lla el cable que devanándose en las poleas de la corona
 y de la parte superior el peso del aparato propiamente
 dicho de la perforación y del cual hablaremos luego

con más detalle. En virtud de la serie de embragues --- con que cuenta, éstas máquinas pueden tener varias velocidades siendo las de cuatro velocidades las más grandes y pesadas.

Para el caso que se desarrolla en esta tesis, pienso que es preferible usar una máquina de tres velocidades, por ser sencilla en su manejo, fácil en su transporte, y como no se van a alcanzar profundidades muy grandes en la perforación, no se requiere una máquina muy grande y además ya se tiene experiencia en el manejo de esta clase de máquinas.

El tipo y demás detalles debe escogerse de modo de tratar de estandarizar en lo que sea posible, el equipo empleado en la zona Sur.

La National Supply Corporation de New York -- ofrece un tipo de máquina, el No. 7-1/2-24, que a mi manera de ver se podría emplear con éxito; sus especificaciones y lo que se conoce de ella indican que es capaz de ofrecer un buen rendimiento.

Entre sus características principales se encuentran las siguientes:

Diámetro del eje de tambor	7-1/2"
Diámetro del tambor.....	24"
Diámetro del line-shaft.....	7"
Longitud del line-shaft.....	16-1/4"
Patas de acero (vigas H).....	10 x 10
Peso total aproximado.....	20 000 lbs.

con más detalle. En virtud de la serie de pruebas
con que cuenta, estas máquinas pueden tener varias velo-
cidades siendo las de cuatro velocidades las más gran-
des y pesadas.

Para el caso que se desarrolló en esta tesis,
puede que sea preferible usar una máquina de tres velo-
cidades, por ser sencilla en su manejo, fácil en su
transporte, y como no se van a alcanzar profundidades
muy grandes en la perforación, no se requiere una máqui-
na muy grande y además ya se tiene experiencia en el ma-
nejo de esta clase de máquinas.

El tipo y demás detalles debe escogerse de modo
de facilitar el estándar en lo que sea posible, el
equipo empleado en la zona Sur.

La National Supply Corporation de New York
ofrece un tipo de máquina, el No. V-1/S-2A, que a mi ma-
nera de ver se podría emplear con éxito; sus especifica-
ciones y lo que se conoce de ella indican que es capaz
de ofrecer un buen rendimiento.

Entre sus características principales se en-
cuentran las siguientes:

- Diámetro del eje de tambor V-1/2"
- Diámetro del tambor..... 24"
- Diámetro del line-shaft..... 7"
- Longitud del line-shaft..... 18-1/4"
- Patas de acero (vigas H)..... 10 x 10
- Peso total aproximado..... 20 000 lbs.

Las ruedas dentadas son de 11 y 36 dientes.

Decíamos que en la parte delantera de la maquina de perforación, se encuentra un tambor donde queda enrollado el cable que devanándose en las poleas de la corona y de la pasteca o polipasto móvil, sujetadas todas las herramientas propiamente dichas que han de servir para la perforación del pozo. Un extremo del cable queda sujeto firmemente en una de las vigas que forman los soportes del piso de la torre. El polipasto móvil o pasteca, está construido de tal manera que puede sujetar un gancho que a su vez coge el swivel o unión universal que tiene unida por rosca la flecha o kelly que es la pieza de unión entre la tubería de perforación y el swivel.

Entre los ganchos, los hay de diversos tipos y capacidades, caracterizándose todos ellos por su sencillez y seguridad, requisitos indispensables para la efectividad del trabajo y la rapidez de las maniobras.

El swivel o unión universal es un mecanismo que permite el movimiento de rotación de la flecha sin afectar para nada la disposición del cable, de la pasteca y del gancho. En su parte superior tiene un conducto curvo conocido con el nombre de "cuello de ganso" donde viene a insertarse la manguera por donde penetra el lodo a presión que viene de las bombas. Por la parte inferior se enrosca la flecha. Esta flecha, llamada en inglés kelly es un vástago de acero de sección cuadrada

Las pruebas dadas son de 11 y 38 dientes.
 Decimos que en la parte delantera de la ma-
 - quina de perforación, se encuentra un tambor donde
 - queda enrollado el cable que devuélvase en las poleas
 - de la corona y de la pastosa o polipasto móvil, ajusta-
 - dos las herramientas propiamente dichas que han de
 - servir para la perforación del pozo. Un extremo del ca-
 - - ble queda sujeto firmemente en una de las vigas que
 - forman los soportes del piso de la torre. El polipasto-
 - móvil o pastosa, está constituido de tal manera que pue-
 - - da girar un gancho que a su vez coge el swivel o u-
 - - nión universal que tiene unida por rosca la flecha o
 - - Kelly que es la pieza de unión entre la tubería de per-
 - foración y el swivel.

Entre los ganchos, los hay de diversos tipos
 - y capacidades, caracterizándose todos ellos por su sen-
 - - tido y seguridad, requisitos indispensables para la
 - - efectividad del trabajo y la rapidez de las maniobras.
 - El swivel o unión universal es un mecanismo
 - que permite el movimiento de rotación de la flecha sin
 - - afectar para nada la disposición del cable, de la pa-
 - - ste y del gancho. En su parte superior tiene un con-
 - - ducto curvo conocido con el nombre de "cuello de ganso"
 - - donde viene a insertarse la manivela por donde penetra
 - - el fluido a presión que viene de las bombas. Por la parte
 - - inferior se enroscan la flecha. Esta flecha, llamada en-
 - - tre Kelly es un vástago de acero de sección cuadrada

o exagonal y hueco en su interior; esta pieza pasa a través de la mesa rotaria y tiene libre movimiento en el sentido vertical ajustándose perfectamente a una pieza llamada kelly bushing que asienta directamente en la rotaria; al girar ésta produce el movimiento de rotación en el kelly y por consiguiente en la tubería.

La mesa rotaria es una pieza circular en la que la parte superior se asienta sobre baleros que a su vez tienen sus asientos en la pieza que queda en la parte inferior; cuenta con un piñón con una rueda dentada unida con una cadena a una de las ruedas de la maquinaria de perforación que trasmite su movimiento a la rotaria, que girando efectúa el trabajo básico de la perforación.

Las mesas rotarias se especifican por el diámetro interior de las mismas, siendo las más usadas en la Zona Sur las de 27" y en Cuichapa en particular las de 17-1/2".

La potencia necesaria para poner en movimiento todo el aparejo de perforación se suministra por intermedio de una máquina de vapor por lo general de dos cilindros, alimentada por una planta de calderas que suministra el vapor necesario para este trabajo.

La potencia que vamos a necesitar para efectuar el trabajo podemos calcularla teniendo en cuenta el peso máximo que se va a manejar y la velocidad a que se va a levantar.

o exagonal y hueco en su interior; esta pieza pasa a través de la masa rotaria y tiene libre movimiento en el sentido vertical ajustándose perfectamente a una ranura llamada Kelly y pushing que asienta directamente en la rotaria; al girar ésta produce el movimiento de rotación en el Kelly y por consiguiente en la tubería.

La masa rotaria es una pieza circular en la que la parte superior se asienta sobre balanzas que a su vez tienen sus asientos en la pieza que queda en la parte inferior; cuenta con un piñón con una rueda dentada unida con una cadena a una de las ruedas de la máquina de perforación que transmite su movimiento a la rotaria, que girando efectúa el trabajo básico de la perforación.

Las masas rotarias se especifican por el diámetro interior de las mismas, siendo las más usadas en la Zona Sur las de 27" y en Guichapa en particular las de 17-1/2".

La potencia necesaria para poner en movimiento todo el aparato de perforación se suministra por intermedio de una máquina de vapor por lo general de los cilindros, alimentada por una planta de calderas que suministra el vapor necesario para este trabajo.

La potencia que vemos a necesitar para efectuar el trabajo podemos calcularla teniendo en cuenta el peso máximo que se va a manejar y la velocidad a la que se va a levantar.

El peso que debemos considerar es el mismo que habíamos calculado para la capacidad de la torre, es decir 240 000 kgs. aproximadamente.

El devanado del cable se va hacer entre las 8 poleas que forman la corona y la pasteca, por consiguiente va a tener 8 líneas, por lo que el cable soportará,

$$\frac{240}{8} = 30 \text{ tons.}$$

Para soportar este peso es suficiente un cable de 1-1/8". Teniendo en cuenta que la altura a que se va a levantar este peso, es la que corresponde a una parada más o menos, o sean aproximadamente 25 mts. y a una velocidad promedio de 0.5 mts/seg que es la más usual y conveniente, los 25 mts. serán recorridos en 50 segs. El trabajo total en todo este tiempo es:

$$30\ 000 \times 25 = 750\ 000 \text{ kgs. mts.}$$

Como la potencia es el trabajo en la unidad de tiempo, tendremos:

$$\text{Potencia} = \frac{750\ 000}{75 \times 50} = 200 \text{ C.V.}$$

Esta es la potencia que se requiere suministrar, diremos, al gancho, pero la potencia efectiva de la máquina de vapor ha de ser mayor si se toman en cuenta las pérdidas por fricción, que son crecidas, en las poleas, cadenas etc. de todo el mecanismo. Las especificaciones sugieren los siguientes criterios para evaluar las pérdidas:

El peso que debemos considerar es el mismo que habíamos calculado para la capacidad de la torre, es decir 240 000 kgs. aproximadamente.

El desarrollo del cable se va hacer entre las 8 poleas que forman la corona y la pastosa, por consiguiente va a tener 8 líneas, por lo que el cable soporte

$$\frac{240}{8} = 30 \text{ tons.}$$

Para soportar este peso es suficiente un cable de 1-1/8". Teniendo en cuenta que la altura a que se va a levantar este peso, es la que corresponde a una parada más o menos, o sean aproximadamente 25 mts. y a una velocidad promedio de 0.5 mts/seg que es la más usual y conveniente, los 25 mts. serán recorridos en 50

seg. El trabajo total en todo este tiempo es:

$$30\ 000 \times 25 = 750\ 000 \text{ kgs. mts.}$$

Como la potencia es el trabajo en la unidad de tiempo, tendremos:

$$\text{Potencia} = \frac{750\ 000}{75 \times 60} = 200 \text{ C.V.}$$

Hasta es la potencia que se requiere suministrar, digamos, al gancho, pero la potencia efectiva de la máquina de vapor ha de ser mayor si se toman en cuenta las pérdidas por fricción, que son crecidas, en las poleas, cadenas etc. de todo el mecanismo. Las especificaciones sugieren los siguientes criterios para evaluar las pérdidas:

Pérdida para cada polea (con baleros).... 2 %

Pérdida para cada polea (sin baleros).... 5%

Las pérdidas en la maquinaria de perforación, o mejor dicho en las diferentes partes de que consta se dan en la siguiente tabla:

Pérdidas en cadenas y ruedas dentadas con baño de aceite.....	2 %
Pérdidas en cadenas y ruedas dentadas sin baño de aceite.....	3 % a 4 %
En cadenas tipo "oil-field" y ruedas cortadas a máquina.....	3 % a 4 %
En ruedas dentadas fundidas.....	4 % a 5 %
En bandas para poleas	2 % a 3 %
En engranes en baño de aceite	3 %
En engranes sin baño de aceite.....	4 % a 5 %
En ejes con baleros.....	1 %
En ejes sin baleros (con chumaceras).....	2 %

En la mayoría de las máquinas de perforación, hay cadenas, ruedas dentadas, embragues o ejes que no trabajan durante el transcurso de algunas maniobras. -- Por eso es conveniente añadir al total de las pérdidas un 0.5 % o 1 % por cada uno de estos miembros sin movimiento dependiendo de su tamaño y tipo.

Para estimar la pérdida de potencia en la maquinaria de perforación, es necesario conocer los detalles del diseño de ésta; pero suponiendo el ejemplo común, que la transmisión de potencia entre la maquinaria y el tambor se hace por medio de cinco ejes montados en

baleros, tres cadenas con rodillos en baño de aceite y ruedas dentadas cortadas a máquina y que durante la operación del levantamiento de tubería queda sin movimiento una cadena y un eje, obtenemos los siguientes valores:

<u>No. de piezas.</u>	<u>Pieza.</u>	<u>Pérdida por pieza.</u>	<u>Pérd. Total</u>
5	Ejes con baleros	1 %	5 %
3	Cadenas con baño de aceite en ruedas dentadas cortadas a máquina.	2 %	6 %
1	Cadena	4 %	4 %
1	Cadena sin movimiento en rueda dentada	1 %	1 %
1	Eje sin trabajar	1 %	1 %
8	Poleas de la corona y de la pasteca con baleros.	2 %	16 %

Pérdida Total... 33 %

Avaluadas las pérdidas tanto en poleas como en la máquina y sabiendo la potencia que debe aplicarse a la pasteca que es de 200 C. V. y llamando P a la potencia que debe desarrollar la máquina de vapor, tenemos:

$$P - 0.33 P = 200$$

o sea:

$$P (1 - 0.33) = 200$$

$$\therefore P = \frac{200}{0.67} = 298$$

Es decir: 300 C.V.

baleros, tres cadenas con rodillos en baño de aceite y
 ruedas dentadas cortadas a máquina y que durante la o-
 peración del levantamiento de tubería queden sin movi-
 miento una cadena y un eje, obtenemos los siguientes va-
 lores:

Pos. de piezas.	Piezas.	Pérdida por pieza.	Pérdida por %
5	Ejes con baleros	1 %	5 %
3	Cadenas con baño de aceite en rue- das dentadas con tabas a máquina.	2 %	6 %
1	Cadena	4 %	4 %
1	Cadena sin movi- miento en rueda- dentada	1 %	1 %
1	Eje sin trabajar	1 %	1 %
8	Poleas de la cor- rea y de la paste- ra con baleros.	2 %	16 %

Pérdida Total... 33 %

Analizando las pérdidas tanto en poleas como en la máquina y sabiendo la potencia que debe aplicarse a la máquina que es de 200 C. V. y llamando P a la potencia que debe desarrollar la máquina de vapor, te-
 nemos:

$$P - 0.33 P = 200$$

o sea:

$$P (1 - 0.33) = 200$$

$$P = \frac{200}{0.67} = 298$$

Es decir: 300 C. V.

Esta es la potencia efectiva, que difiere de la potencia nominal que es mayor, dependiendo su valor de la eficiencia de la máquina que se vaya a escoger.

La energía necesaria para poner en movimiento toda esta maquinaria, está suministrada por una planta de calderas que genera al vapor suficiente para llevar a cabo el trabajo de la perforación. Aunque últimamente se ha estado trabajando en Cuichapa con motores accionados con gas, con buen resultado, a continuación voy a tratar someramente lo relativo a las calderas de vapor que es el caso más frecuente en los campos petroleros.

Como su nombre lo indica una caldera de vapor es un recipiente donde se genera vapor a presión por medio de la aplicación de calor. Consta de dos partes - - esenciales:

a) el fogón,
b) la caldera propiamente dicha;

aparte de estas partes esenciales cuenta con partes auxiliares muy importantes como son: Chimenea, bomba de llenado, manómetro, nivel de agua, válvulas etc.

La descripción de cada una de estas partes es innecesario hacerla y diremos únicamente que las calderas pueden estar incluidas en dos grandes grupos:

1) Calderas de tubos de fuego;
2) Calderas de tubos de agua;

según sea que el agua se encuentre rodeando los fluxes y el fuego vaya en el interior de éstos o bien el agua-

Esta es la potencia efectiva, que difiere de la potencia nominal que es mayor, dependiendo su valor de la eficiencia de la máquina que se vaya a escoger.

La energía necesaria para poner en movimiento toda esta maquinaria, está suministrada por una planta de calderas que genera el vapor suficiente para llevar a cabo el trabajo de la perforación. Aunque últimamente se ha estado trabajando en Guichapa con motores eléctricos con gas, con buen resultado, a continuación voy a tratar someramente lo relativo a las calderas de vapor que es el caso más frecuente en los campos petroleros.

Como su nombre lo indica una caldera de vapor es un recipiente donde se genera vapor a presión por medio de la aplicación de calor. Consta de dos partes esenciales:

a) el fogón,

b) la caldera propiamente dicha;

aparte de estas partes esenciales cuenta con partes auxiliares muy importantes como son: Chimeneas, bombas de llenado, manómetro, nivel de agua, válvulas etc.

La descripción de cada una de estas partes es innecesario hacerla y diremos únicamente que las calderas pueden estar incluidas en dos grandes grupos:

1) Calderas de tubos de fuego;

2) Calderas de tubos de agua;

según sea que el agua se encuentre rodeando los flujos y el fuego vaya en el interior de éstos o bien el agua-

se caliente dentro de los tubos o fluxes y el fuego --obre por el exterior de los mismos. Las calderas usa--das en la industria petrolera, son del tipo horizontal y con tubos de fuego.

La capacidad de una caldera se mide en fun--ción de su superficie de calefacción, siendo la unidad el caballo-vapor de caldera o simplemente el caballo--caldera que equivale a 1-m² de superficie de calenta--miento (10 a 12 ft² aproximadamente).

Se dice que una caldera trabaja a 100 % de --carga cuando produce 34.5 lbs de vapor por hora y por --caballo-caldera. Las calderas modernas trabajan a por--cientos mayores de 100; las de tubos de fuego por lo ge--neral trabajan a 125 % y las de tubos de agua a 250 %.

Considerando al vapor producido como vapor sa--turado y el agua a 212°F (100°C) el calor necesario por libra de vapor es de 970 Btu. De manera que el calor co--municado al fluido por caballo y por hora es:

1 caballo-caldera = 34.5 x 970 = 33 500 Btu/hora
o sea en el sistema métrico:

$$1 \text{ caballo-caldera} = \frac{33\ 500}{3.96} = 8460 \text{ cal/hora.}$$

A la relación del calor recibido por el agua, Q_f , y el calor liberado en el horno, Q_h , se llama efi--ciencia de la caldera. Esto es:

$$\frac{Q_f}{Q_h} = E$$

Los valores de E dependen de la clase de com-

se caliente dentro de los tubos o flujos y el fuego
opere por el exterior de los mismos. Las calderas usa-
das en la industria petrolera, son del tipo horizontal
y con tubos de fuego.

La capacidad de una caldera se mide en fun-
ción de su superficie de calefacción, siendo la unidad
el caballo-vapor de caldera o simplemente el caballo-
caldera que equivale a 17ms de superficie de calenta-
miento (10 a 12 lbs aproximadamente).

Se dice que una caldera trabaja a 100 % de --
carga cuando produce 34.5 lbs de vapor por hora y por --
caballo-caldera. Las calderas modernas trabajan a por-
cientos mayores de 100; las de tubos de fuego por lo ge-
neral trabajan a 125 % y las de tubos de agua a 250 %.

Considerando al vapor producido como vapor sa-
turado y el agua a 212°F (100°C) el calor necesario por
libra de vapor es de 970 Btu. De manera que el calor co-
nsumido al fluido por caballo y por hora es:

$$1 \text{ caballo-caldera} = 34.5 \times 970 = 33500 \text{ Btu/hora}$$

o sea en el sistema métrico:

$$1 \text{ caballo-caldera} = \frac{33500}{2.93} = 11430 \text{ cal/hora}$$

A la relación del calor recibido por el agua,
y el calor liberado en el horno, $\frac{Q_f}{Q_h}$, se llama efie-
ciencia de la caldera. Esto es:

$$\frac{Q_f}{Q_h} = E$$

Los valores de E dependen de la clase de com-

bustible empleado y del tipo de caldera. Para calderas de tubos de fuego que queman petróleo, E varía entre 50 % y 60%. Para calderas de tubos de agua empleando igualmente petróleo como combustible E varía de 60 % a 70 %.

La cantidad máxima de vapor que se consume diariamente en una perforación es de 300 000 libras o sean 136 000 kgs. aproximadamente, es decir, 5700 kgs. por hora más o menos.

La presión de trabajo de las calderas vamos a considerarla de 14 kgs/cm² (200 #/p²); suponiendo que la caldera trabaje a 125 % de carga podemos calcular la capacidad que necesitamos para el trabajo de la perforación.

El calor comunicado al fluido en la caldera está dado por:

$$Q_f = W (H_s - H_b)$$

donde:

- Q_f el calor comunicado al fluido
- W el peso del vapor producido en 1 hora.
- H_s la entalpía del vapor saturado
- H_b la entalpía del agua de alimentación

El valor de H_b en el sistema métrico coincide con la temperatura en grados centígrados del agua de alimentación y que vamos a suponer de 40°C. El valor de H_s lo obtenemos de la gráfica de Mollier, conociendo la

... Para calderas de tipo de calderas. Para calderas de tubos de fuego que queman petróleo, E varia entre 50 % y 60%. Para calderas de tubos de agua empleando fundamentalmente petróleo como combustible E varia de 60 % a 70 %.

La cantidad máxima de vapor que se consume diariamente en una perforación es de 300 000 libras o sean 136 000 kgs. aproximadamente, es decir, 5700 kgs. por hora más o menos.

La presión de trabajo de las calderas vamos a considerarla de 14 kgs/cm² (200 lb/p²); suponiendo que la caldera trabaja a 125 % de carga podemos calcular la capacidad que necesitamos para el trabajo de la perforación.

El calor comunicado al fluido en la caldera está dado por:

$$Q_f = W (H_2 - H_0)$$

donde:

Q_f el calor comunicado al fluido
 W el peso del vapor producido en 1 hora.
 H_2 la entalpía del vapor saturado
 H_0 la entalpía del agua de alimentación

El valor de H_0 en el sistema métrico coincide

con la temperatura en grados centígrados del agua de alimentación y que vamos a suponer de 40°C. El valor de H_2 lo obtenemos de la gráfica de Mollier, conociendo la

temperatura del vapor saturado a la presión de 14 kgs/cm² que es de 382° F ó sean 195° C más o menos. (este valor lo obtuve de tablas especiales confeccionadas para el efecto). Obtenemos:

$$H_s = 672 \text{ cal/kg}$$

$$H_b = 40 \text{ cal/kg}$$

Entonces el calor comunicado al fluido vale:

$$Q_f = 5700 (672 - 40) = 3\,602\,400 \text{ cal/hora}$$

Como 1 caballo-caldera equivale a 8460 cal/hora y la caldera trabaja a 125 % de carga, tenemos:

$$\text{Capacidad} = \frac{3\,602\,400}{8460 \times 1.25} = 340 \text{ C.C.}$$

En vista de lo cual se emplearían dos calderas de 125 C.C. cada una y otra de 85 C.C. Sin embargo es de hacer notar que la cifra de 5700 kgs/hora de vapor está sobrada y posiblemente bastaría con emplear tres calderas de 85 C.C. cada una.

El combustible que se ha de usar es gas de 12 000 cal/kg y cuyo consumo lo determinamos en la siguiente forma:

El calor absorbido por el fluido en las tres calderas vale:

$$8460 \times 1.25 \times 340 = 3\,602\,400 \text{ cal/hora.}$$

Suponemos una eficiencia de 60% y calculamos el calor liberado en el horno que es:

$$\frac{3\,602\,400}{0.6} = 6\,004\,000$$

temperatura del vapor saturado a la presión de 14 kg/cm² (este valor lo obtuve de tablas especiales confeccionadas por nosotros). Obtengamos:

$$H_a = 675 \text{ cal/kg}$$

$$H_b = 40 \text{ cal/kg}$$

Entonces el calor comunicado al fluido vale:

$$Q_f = 5700 (675 - 40) = 3602400 \text{ cal/hora}$$

Como 1 caballo-vapor equivale a 8460 cal/hora y

la caldera trabaja a 125 % de carga, tenemos:

$$\text{Capacidad} = \frac{3602400}{8460 \times 1.25} = 340 \text{ C.C.}$$

En vista de lo cual se emplearían dos calde-

ras de 125 C.C. cada una y otra de 85 C.C. sin embargo

es de hacer notar que la cifra de 5700 kg/hora de vapor

está sobrada y posiblemente bastaría con emplear tres

calderas de 85 C.C. cada una.

El combustible que se ha de usar es gas de

12000 cal/kg y cuyo consumo lo determinamos en la si-

guiente forma:

El calor absorbido por el fluido en las tres

calderas vale:

$$340 \times 1.25 \times 340 = 3602400 \text{ cal/hora}$$

Suponemos una eficiencia de 60% y calculamos

el calor liberado en el horno que es:

$$\frac{3602400}{0.6} = 6004000$$

Y el consumo de combustible:

$$\frac{6\ 004\ 000}{12\ 000} = 500 \text{ kgs/hora}$$

Para obtener esta cantidad en volumen aplicamos la ley de los gases perfectos:

$$P V = W R T$$

donde:

P presión en kgs/m²

V volumen en m³

W peso en kgs.

R constante

T temperatura absoluta

El valor de la constante R está dado para el sistema métrico, por:

$$R = \frac{850}{M}$$

siendo M el peso molecular. Vamos a considerar nosotros el gas a 4 kgs/cm² de presión y formado en su mayoría -- por C₂ H₆ cuyo peso molecular es 30. Nos queda entonces:

$$R = \frac{850}{30} = 28.3$$

Aplicando la fórmula y considerando una temperatura de 30° C tenemos:

$$V = \frac{500 \times 28 \times 303}{40\ 000} = 106 \text{ m}^3/\text{hora}$$

que en 24 horas hacen un total de 2544 m³.

Además de la maquinaria de perforación y de las calderas se instalan junto a la torre las bombas, -- que sirven para mantener la circulación de lodo en el --

Y el consumo de combustible:

$$\frac{6000 \text{ kgs}}{1200} = 500 \text{ kgs/hora}$$

Para obtener esta cantidad en volumen aplicamos la ley

de los gases perfectos:

$$P V = W R T$$

donde:

P presión en kgs/m²

V volumen en m³

W peso en kgs.

R constante

T temperatura absoluta

El valor de la constante R está dado para el sistema -

métrico, por:

$$R = \frac{830}{M}$$

siendo M el peso molecular. Vamos a considerar nosotros

el gas a 4 kgs/m² de presión y formado en su mayoría --

por O₂ H₂ cuyo peso molecular es 32. Nos queda entonces:

$$R = \frac{830}{32} = 25.9$$

Aplicando la fórmula y considerando una temperatura de -

30° C tenemos:

$$V = \frac{500 \times 32 \times 303}{4000} = 116 \text{ m}^3/\text{hora}$$

que en 24 horas hacen un total de 2784 m³

Además de la cantidad de perforación y de --

las cilindras se instalara junto a la torre las bombas --

que sirven para mantener la circulación de lodo en el

pozo. El lodo tiene diversas e importantes funciones entre las que podemos anotar las siguientes:

- a) Sirve principalmente para sacar del pozo la roca deshecha por la barrena.
- b) Sirve para enfriar la barrena que debido a su constante trabajo de fricción alcanza temperaturas altas.
- c) Sirve para evitar derrumbes en las paredes del pozo en virtud de sus propiedades de enjarre.
- d) Debido a su peso sirve para controlar presiones durante el trabajo de perforación.

El lodo de perforación está formado por agua, bentonita y barita y es una sustancia coloidal cuya viscosidad y peso se puede hacer variar a voluntad mediante las cantidades que se empleen de bentonita y barita. En sí el estudio de los lodos sería tema suficiente para -- hacer un extenso estudio, asunto que se sale del margen de la presente tesis.

El lodo se acumula en presa formada por tablo-- nes, de capacidad suficiente, y donde tienen las succio-- nes las bombas que impulsan el fluido por dentro de la -- tubería de perforación, sale por la barrena y circulando por espacio anular comprendido entre la tubería de per-- foración y el agujero, acarrea el material desecho de la roca, fuera del pzo, desembocando en un canal que va di-- rectamente a la presa. A la salida del pozo se instala --

El lodo tiene diversas e importantes funciones entre las que podemos anotar las siguientes:

a) Sirve principalmente para hacer del pozo la zona de escape por la barrera.

b) Sirve para evitar la barrera que debido a un constante trabajo de fricción alcanza temperaturas altas.

c) Sirve para evitar derrumbes en las paredes del pozo en virtud de sus propiedades de cohesión.

d) Debido a su peso sirve para controlar presiones durante el trabajo de perforación.

El lodo de perforación está formado por agua,

baritina y arena y es una sustancia coloidal cuya viscosidad y peso se puede hacer variar a voluntad mediante las cantidades que se empleen de baritina y arena. En el estudio de los lodos sería tema suficiente para hacer un extenso estudio, tanto que se sale del margen de la presente tesis.

El lodo se acumula en presas formadas por tablonas, de capacidad suficiente, y donde tienen las bombas que impulsan el fluido por dentro de la tubería de perforación, sale por la barrera y circulando por espacio anular comprendido entre la tubería de perforación y el agujero, acarrea el material desecho de la zona, fuera del pozo, depositándose en un canal que va directamente a la presa. A la salida del pozo se instala

un vibrador con una malla que tiene la función de separar las partículas de roca y dejar que el lodo llegue a la presa libre del material desecho.

Las bombas usadas para esta operación son usualmente del tipo recíprocante, accionadas por vapor, de doble acción, con camisas de acero renovables.

En estas bombas hay una considerable variación de potencia, ya que los cambios de profundidad, la variedad de los espacios comprendidos entre el agujero y las tuberías, las características cambiantes del lodo etc. etc. hacen que la potencia requerida para manejar estas bombas sea muy variable.

En la industria petrolera se ha notado experimentalmente que la velocidad media más conveniente que debe tener el lodo al salir de la barrena es de 65 mts/minuto (200 ft/min); esto es tratándose de un buen lodo que no sea excesivamente viscoso y pesado.

Aceptando esta velocidad de 65 mts/min. y conociendo el área por donde va a circular el lodo, muy bien podemos calcular el gasto que necesitamos tener que al mismo tiempo nos da una indicación del tamaño de la bomba que se necesita emplear. Así, considerando el espacio anular comprendido entre la tubería de 9-5/8" y el agujero de 12-1/4", vamos a calcular el gasto que vamos a necesitar en la bomba.

Partimos de la fórmula elemental:

$$Q = Av \quad \text{donde} \quad \begin{array}{l} Q \text{ el gasto en m}^3/\text{seg.} \\ A \text{ Area en m}^2. \\ v \text{ velocidad en mts/seg.} \end{array}$$

un vibrador con una malla que tiene la función de separar las partículas de roca y dejar que el lodo llegue a la presa libre del material desecho.

Las bombas usadas para esta operación son usualmente del tipo recíprocente, accionadas por vapor de doble acción, con camisas de acero renovables.

En estas bombas hay una considerable variación de potencia, ya que los cambios de profundidad, la variedad de los espacios comprendidos entre el agujero y las tuberías, las características cambiantes del lodo etc. hacen que la potencia requerida para manejar estas bombas sea muy variable.

En la industria petrolera se ha notado experimentalmente que la velocidad media más conveniente que debe tener el lodo al salir de la barrera es de 65 mts/minuto (200 ft/min); esto es tratándose de un buen lodo que no sea excesivamente viscoso y pesado.

Aceptando esta velocidad de 65 mts/min. y considerando el área por donde va a circular el lodo, muy bien podemos calcular el gasto que necesitamos tener en el mismo tiempo nos da una indicación del tamaño de la bomba que se necesita emplear. Así, considerando el espacio anular comprendido entre la tubería de 9-5/8" y el agujero de 12-1/4", vamos a calcular el gasto que vamos a necesitar en la bomba.

Partimos de la fórmula elemental:

$$Q = AV \quad \text{donde } Q \text{ el gasto en m}^3/\text{seg.}$$

A Área en m².
V velocidad en mts/seg.

Cálculo del área:

$$12-1/4" = 31 \text{ cm.}$$

$$9-5/8" = 24.4 \text{ cm.}$$

$$A = \frac{\pi}{4} (31^2 - 24.5^2) = 0.785 \times 361$$

y finalmente:

$$A = 282 \text{ cm}^2 \text{ o sean } 0.0282 \text{ mt}^2$$

velocidad:

$$V = 65 \text{ mt/min.} = 1.08 \text{ mts/seg.}$$

y el gasto:

$$Q = 0.0282 \times 1.08 = 0.0304 \text{ m}^3/\text{seg}$$

que hacen un total de 485 galones por minuto.

Debemos tener en cuenta en este cálculo de la capacidad las pérdidas debidas al mal ajuste de las válvulas, escapes en el pistón, pérdidas en la succión etc. Las especificaciones aconsejan adoptar para esta clase de pérdidas un factor de 3 % que en nuestro caso vale:

$$485 \times 0.03 = 14.5$$

que debemos sumarlos a la capacidad calculada y nos queda:

$$485 + 14.5 = 499.5$$

Es decir: $Q = 500 \text{ gals./min.}$ Este debe ser el gasto que nos suministre la bomba para obtener una velocidad de 65 mts/min del lodo al salir de la barrena.

La máxima capacidad de una bomba es usualmente determinada por la velocidad del pistón, que trabajando a una velocidad conveniente, se logra obtener un ma--

Cálculo del área:

$$18-1 \setminus 4'' = 31 \text{ cm.}$$

$$9-5 \setminus 8'' = 24.4 \text{ cm.}$$

$$A = \frac{\pi}{4} (31^2 - 24.4^2) = 0.785 \times 361$$

y finalmente:

$$A = 288 \text{ cm}^2 \text{ o sean } 0.0288 \text{ mt}^2$$

velocidad:

$$V = 65 \text{ mt/min.} = 1.08 \text{ mt}^2/\text{seg.}$$

y el gasto:

$$Q = 0.0288 \times 1.08 = 0.0304 \text{ m}^3/\text{seg}$$

que hacen un total de 485 galones por minuto.

Debemos tener en cuenta en este cálculo de la capacidad las pérdidas debidas al mal ajuste de las válvulas, escapes en el pistón, pérdidas en la succión etc. Las especificaciones aconsejan adoptar para esta clase de pérdidas un factor de 3 % que en nuestro caso-

vale:

$$485 \times 0.03 = 14.5$$

que debemos sumarlos a la capacidad calculada y nos que-

da:

$$485 + 14.5 = 499.5$$

Es decir: $Q = 500 \text{ gal.}/\text{min.}$ Este debe ser el gasto que nos suministre la bomba para obtener una velocidad de 65 mt/min del lado al salir de la cámara. La máxima capacidad de una bomba es usualmente determinada por la velocidad del pistón, que trabajan de a una velocidad conveniente, se logra obtener un ma-

por rendimiento de la bomba.

La bomba más comunmente usada en la Zona Sur es de 14 x 7-1/4 x 14 que trabaja a una presión de vapor igual a la presión de las calderas y para nuestro caso queda perfectamente aceptable. Por lo general se instalan dos bombas para prevenir los desperfectos y mantener siempre la circulación.

Un aparato sumamente importante y que por ningún motivo debe dejar de instalarse al iniciar la perforación, es el llamado drillómetro ("tecolote" en nuestros campos) que tiene a su cargo el control de la perforación. Este aparato consiste en un diafragma que se instala en la línea muerta del cable de tal manera que nos suministra el dato de la tensión de éste que es función de la presión que tiene la barrena. Este diafragma al comprimirse obra sobre un fluido (por lo general aceite) que tiene en su interior, el que a su vez acciona por medio de un juego de palancas, una aguja que indica según una escala convencional los "puntos de presión" que se están aplicando a la barrena. Estos puntos tienen sus equivalentes en unidades de peso.

Hay drillómetros como el Martin-Decker quintuplex, que tienen funciones más variadas; mediante la instalación de mecanismos especiales pueden indicar además, la presión de la línea de lodo, las revoluciones de la rotaria, la potencia empleada, registrando todo esto mediante agujas entintadas sobre discos especiales.

por rendimiento de la bomba.

La bomba más comúnmente usada en la zona sur es de 14 x 7-1/4 x 14 que trabaja a una presión de vapor igual a la presión de las calderas y para nuestro caso queda perfectamente aceptable. Por lo general se instalan dos bombas para prevenir los desperfectos y mantener siempre la circulación.

Un aparato sumamente importante y que por ningún motivo debe dejarse de instalarse al iniciar la perforación, es el llamado brilómetro ("tecolote" en nuestros campos) que tiene a su cargo el control de la perforación. Este aparato consiste en un diagrama que se instala en la línea muerta del cable de tal manera que nos suministra el dato de la tensión de éste que es función de la presión que tiene la barrena. Este diagrama se al comprimirse obra sobre un fluido (por lo general aceite) que tiene en su interior, el que a su vez acciona por medio de un juego de palancas, una aguja que indica según una escala convencional los "puntos de presión" que se están aplicando a la barrena. Estos puntos tienen sus equivalentes en unidades de peso.

Hay brilómetros como el Martin-Decker, duplex, que tienen funciones más variadas; mediante la instalación de mecanismos especiales pueden indicar además, la presión de la línea de todo, las revoluciones de la rotaria, la potencia empleada, registrando todo esto mediante agujas entintadas sobre discos especiales.

El drillómetro es un aparato imprescindible y por ningún motivo debe dejar de instalarse ya que de él depende, y de la experiencia del perforador, la seguridad y el control del trabajo de perforación.

Hechas las instalaciones que se han indicado a grandes rasgos en las páginas anteriores, se perfora el pozo, cementándose las tuberías de ademe a las profundidades determinadas con anterioridad, teniendo siempre cuidado de obtener muestras de las formaciones que se van atravesando con la barrena. Es siempre conveniente tener abundante información petrográfica y paleontológica de cada pozo que se perfore, y se debe iniciar el muestreo desde la profundidad que se juzgue conveniente y que se crea obtener una buena información geológica. El muestreo en los primeros pozos de un campo deberá hacerse desde el comienzo de la perforación hasta el final, poniendo mucho cuidado para tener una buena recuperación al muestrear el horizonte productivo.

El muestreo se hace empleando barrenas especiales con aditamentos apropiados, o bien empleando el método de cable que también requiere equipo especial. A mi entender es preferible usar el equipo de cable ya que el tiempo que se emplea para obtener muestras es mucho menor si lo comparamos con el otro método, que en caso de perforaciones profundas forma un porcentaje elevado del tiempo total que dura la perforación.

Transporte y medida de la producción bruta.-

El drilómetro es un aparato imprescindible y por ningún motivo debe dejar de instalarse ya que de él depende, y de la experiencia del perforador, la seguridad y el control del trabajo de perforación.

Hechas las instalaciones que se han indicado a grandes rasgos en las páginas anteriores, se perfora el pozo, cementándose las tuberías de sonda a las profundidades determinadas con anterioridad, teniendo siempre cuidado de obtener muestras de las formaciones que se van atravesando con la barrena. Es siempre conveniente tener abundante información petrográfica y paleontológica de cada pozo que se perfora, y se debe iniciar el muestreo desde la profundidad que se juzgue conveniente y que se crea obtener una buena información geológica. El muestreo en los primeros pozos de un campo deberá hacerse desde el comienzo de la perforación hasta el final, poniendo mucho cuidado para tener una buena recuperación al muestrear el horizonte productor.

El muestreo se hace empleando barrenas especiales con aditamentos apropiados, o bien empleando el método de cable que también requiere equipo especial. A mi entender es preferible usar el equipo de cable ya que el tiempo que se emplea para obtener muestras es mucho menor si lo comparamos con el otro método, que en caso de perforaciones profundas forma un porcentaje elevado del tiempo total que dura la perforación.

Transporte y medida de la producción bruta.

Separación del gas y del aceite.- Una vez terminada la perforación y sentado el cedazo, se instala en la cabeza del pozo un juego de válvulas que nos sirven para controlar el pozo desde la superficie. Este juego de válvulas lleva el nombre de "árbol de navidad" y puede ser de diversos tipos. En general consta de un flange en la parte inferior que se ajusta en la cabeza de las tuberías de ademe; de aquí un conducto y luego brazos en forma de cruz con las válvulas necesarias. Encima de esto otro flange con asiento especial para la tubería de producción (tubing) y por último otra cruz y en cada brazo las válvulas y dispositivos para colocar los estranguladores que regulan la contrapresión en la formación. En la parte superior se instala un manómetro que nos indica la presión en el tubing.

De los brazos donde están colocados los estranguladores salen dos líneas que van a dar a la línea de descarga por donde fluye la mezcla de aceite y gas que sale del pozo.

El fenómeno del escurrimiento de un líquido viscoso dentro de una tubería depende principalmente de:

- a) las características del fluido (viscosidad y densidad).
- b) las condiciones de la tubería (diámetro - longitud y rugosidad).
- c) de las condiciones del escurrimiento (velocidad).

separación del gas y del aceite. - Una vez terminada la perforación y asentado el cebazo, se instala en la cabeza del pozo un juego de válvulas que nos sirven para controlar el pozo desde la superficie. Este juego de válvulas lleva el nombre de "árbol de navidad" y puede ser de diversos tipos. En general consta de un flange en la parte inferior que se ajusta en la cabeza de la tubería de cemento; de aquí un conducto y luego brazos en forma de cruz con las válvulas necesarias. Encima de esto otro flange con asiento especial para la tubería de producción (tubing) y por último otro cruz y en cada brazo las válvulas y dispositivos para colocar los estranguladores que regulan la contrapresión en la formación. En la parte superior se instala un manómetro que nos indica la presión en el tubing.

De los brazos donde están colocados los estranguladores salen dos líneas que van a dar a la línea de descarga por donde fluye la mezcla de aceite y gas que sale del pozo.

- El fenómeno del escurrimiento de un líquido viscoso dentro de una tubería depende principalmente de:
- a) las características del fluido (viscosidad y densidad).
 - b) las condiciones de la tubería (diámetro, longitud y rugosidad).
 - c) de las condiciones del escurrimiento (velocidad).

Se entiende por pérdida de carga entre dos puntos de una línea la diferencia de presiones que existen entre estos dos puntos cuando escurre un líquido en el interior de ella. Esta pérdida de presión es proporcional a la longitud del tubo y a la carga que produce la velocidad de escurrimiento, e inversamente proporcional al diámetro de la tubería. Esta relación debe ir afectada de un cierto coeficiente (que no es precisamente el coeficiente de fricción que se ve en Hidráulica, pero sí es muy semejante). En virtud de esto podemos escribir:

$$h = f \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g}$$

donde:

h es la pérdida de carga

f coeficiente

l longitud del tubo

d diámetro del tubo

$\frac{v^2}{2g}$ carga de velocidad

El factor f varía a su vez proporcionalmente, con el diámetro, la velocidad y la densidad e inversamente con la viscosidad del líquido; de tal manera que:

$$f = F \left(\frac{d v r}{u} \right)$$

siendo: r la densidad

u la viscosidad.

Haciendo diversas combinaciones en los valores de las variables se ha llegado a formar una tabla de los valores de f; notándose que cuando se llega aproximadamente

un valor de 2500 en la relación anterior se nota un
 efecto similar a los valores, y que corresponde
 al punto de transición entre el flujo laminar y el turbu-
 lento y se llama punto de velocidad crítica.

El problema para la elección de una línea de
 descarga se desarrolla en la siguiente forma: se supone
 un diámetro para la tubería, se determina la velocidad
 en función del gasto y del área de escurrimiento; como los
 valores de u y r nos son conocidos de antemano, calcula-
 mos la relación $\frac{5 \cdot v \cdot r}{\gamma}$ y con ella valiéndonos de las ta-
 blas respectivas, que se acompañan al final de esta te-
 sia, determinamos el valor de f . Obtenido éste entramos
 a la fórmula que nos da la pérdida de carga y calculamos
 el valor de h , que debe ser más o menos a la carga dispo-
 nible en la boca del pozo (presión del tubing) en colum-
 na de agua.

Hacemos aplicación de esto, a continuación,
 con algunos valores medios de los datos de algunas pozas
 voy hacer el cálculo de una línea de descarga. Como las
 tuberías comercialmente se piden en pulgadas, los cálcu-
 los que a continuación se hacen están en unidades inglie-
 sas.

Ejemplo:

Gasto $Q = 300 \text{ mts}^3/\text{día} = 0.084 \text{ lit}^3/\text{seg}$
 Presión $P = 30 \text{ kg/cm}^2 = 300 \text{ mts}$ en columna de a-
 guavel = 20 mts (quedando la descarga más arriba
 de que el pozo.

a un valor de 2500 en la relación anterior se nota un -- cierto cambio brusco en los valores, y que corresponde - al punto de transición entre el flujo laminar y el turbu- lento y se llama punto de velocidad crítica.

El problema para la elección de una línea de descarga se desarrolla en la siguiente forma: se supone un diámetro para la tubería, se determina la velocidad - en función del gasto y del área de escurrimiento; como los valores de u y r nos son conocidos de antemano, calcula- mos la relación $\frac{d v r}{y}$ y con ella valiéndonos de las ta- blas respectivas, que se acompañan al final de esta te- sis, determinamos el valor de f . Obtenido éste entramos a la fórmula que nos da la pérdida de carga y calculamos el valor de h , que debe ser más o menos ^{igual} a la carga dispo- nible en la boca del pozo (presión del tubing) en colum- na de agua.

Haciendo aplicación de esto, a continuación, con algunos valores medios de los datos de algunos pozos voy hacer el cálculo de una línea de descarga. Como las tuberías comercialmente se piden en pulgadas, los cálcu- los que a continuación se hacen están en unidades ingle- sas.

Datos:

Gasto $Q = 200 \text{ mts}^3/\text{diarios} = 0.084 \text{ ft}^3/\text{seg}$

Presión $P = 30 \text{ kgs/cm}^2 = 300 \text{ mts}$ en columna de a-

Desnivel $= 20 \text{ mts}$ (quedando la descarga más arri-
ba que el pozo.)

Se entiende por pérdida de carga entre dos puntos de una línea la diferencia de presiones que existe entre estos dos puntos cuando escurre un líquido en el interior de ella. Esta pérdida de presión es proporcional a la longitud del tubo y a la carga que produce la velocidad de escorrente, e inversamente proporcional al diámetro de la tubería. Esta relación debe ir afectada de un cierto coeficiente (que no se precisamente el coeficiente de fricción que se ve en Hidráulica, pero es muy semejante). En virtud de esto podemos escribir:

$$h = f \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g}$$

donde:

- h es la pérdida de carga
- f coeficiente
- l longitud del tubo
- d diámetro del tubo
- $\frac{v^2}{2g}$ carga de velocidad

El factor f varía a su vez proporcionalmente, con el diámetro, la velocidad y la longitud e inversamente con la viscosidad del líquido; de tal manera que:

$$f = \frac{c v^m}{d^n}$$

donde: r la constante y la viscosidad.

Haciendo diversas combinaciones en los valores

de las variables se ha llegado a formar una tabla de los valores de f, notándose que cuando se llega aproximadamente

densidad del curdo $r = 0.93$

longitud de la línea $l = 2500 \text{ mts} = 8200 \text{ ft.}$

Primer tanteo.- Suponemos una tubería de 3". Entonces el diámetro $d = 0.25 \text{ ft.}$ Siendo el área:

$$\text{Área} = \frac{3.14 \times 0.25^2}{4} = 0.049 \text{ ft}^2$$

$$\text{Velocidad} = \frac{0.084}{0.049} = 1.7/ \text{ ft/seg.}$$

Para determinar la viscosidad, lo hacemos en función de la temperatura, que vamos a suponer de 60° F y del peso específico en $\#/ft^3$ que en nuestro caso son $58 \#/ft^3$.

Para esto hacemos uso de las tablas confeccionadas para el efecto y que se acompañan en el presente trabajo.

Obtenemos así un valor para $u = 0.0538$

$\text{ft}/\#\text{seg.}$ Calculamos en seguida la relación $\frac{d v r}{u}$ la que vale:

$$\frac{d v r}{u} = \frac{0.25 \times 1.71 \times 58}{0.0538} = 460$$

Con este valor entramos en la tabla y encontramos en valor de f .

Obteniendo:

$$f = 0.1433$$

Calculamos ahora la pérdida de presión.

Tenemos:

$$h = 0.1433 \frac{8200 \times 1.71^2}{0.25 \times 64.4}$$

$$\therefore h = 211 \text{ ft}$$

Como nosotros disponemos de una carga efecti

degradación del campo $r = 0.95$

longitud de la línea $L = 2500 \text{ mts} = 8200 \text{ ft}$.

Primer tanteo. - Suponemos una tubería de 3". Entonces el

diferencial $\delta = 0.25 \text{ ft}$. siendo el área:

$$\text{Área} = \frac{3.14 \times 0.25^2}{4} = 0.049 \text{ ft}^2$$

$$\text{Velocidad} = \frac{0.084}{0.049} = 1.7 \text{ ft/seg.}$$

Para determinar la viscosidad, lo hacemos en función de la temperatura, que vamos a suponer de 60° F y del peso específico de $\frac{62.4}{\text{ft}^3}$ que en nuestro caso son 58 ft^3 .

Para esto hacemos uso de las tablas confeccionadas para el efecto y que se acompañan en el presente trabajo.

Obtenemos así un valor para $\mu = 0.0338$

Calculamos en seguida la relación $\frac{\delta \cdot V \cdot L}{\mu}$ la que vale:

$$\frac{\delta \cdot V \cdot L}{\mu} = \frac{0.25 \times 1.7 \times 82}{0.0338} = 460$$

Con este valor entramos en la tabla y encontramos en valor de f .

Obteniendo:

$$f = 0.1433$$

Calculamos ahora la pérdida de presión.

tenemos:

$$h = \frac{8200 \times 1.7^2 \times 0.1433}{0.25 \times 62.4} = 211 \text{ ft}$$

$$h = 211 \text{ ft}$$

Como nosotros disponemos de una carga efecti

va de 280 mts = 920 ft, vemos que la tubería de 3" que -
supusimos queda un poco excedida. Por lo que hacemos el

Segundo tanteo.- Consideramos ahora una tube-
ría de 2".

$$d = 0.166 \text{ ft.}$$

$$a = 0.785 \times 0.166^2 = 0.022 \text{ ft}^2$$

$$v = \frac{0.084}{0.022} = 3.82 \text{ ft/seg.}$$

$$\frac{d v r}{u} = \frac{0.166 \times 3.82 \times 58}{0.0538} = 648$$

$$\therefore f = 0.095$$

La pérdida de carga:

$$h = 0.095 \frac{8200 \times 3.82^2}{0.166 \times 64.4}$$

de donde:

$$h = 1070 \text{ ft.}$$

Lo que nos indica que tenemos que usar un -
diámetro mayor. Evidentemente entonces la solución del-
problema sería emplear una tubería de 2-1/2" pero en --
vista de que el fluido por transportarse ha de tener po-
siblemente volúmenes de gas considerables, es preveribi-
le instalar una línea de 3"

En el tendido de la línea hay que tener en -
cuenta que partimos de un punto obligado que es el pozo
y su localización ha de ser de tal manera hecha que se -
eviten en lo posible los codos y ascenso bruscos. La lo-
calización de los separadores donde descargue cada lí-
nea no debe estar a una altura mucho mayor que la del --

... de 280 ft = 280 ft, vemos que la tubería de 2" que
... un poco excedida. Por lo que hacemos el
Segundo tanteo.- Consideramos ahora una tubería

... "

$$d = 0.166 \text{ ft.}$$

$$e = 0.788 \times 0.166 = 0.131 \text{ ft}$$

$$v = \frac{0.084}{0.022} = 3.82 \text{ ft/seg.}$$

$$h = \frac{0.166 \times 3.82 \times 28}{0.022} = 848$$

$$h = 0.022$$

... de carga:

$$h = 0.022 \times \frac{8200 \times 3.82}{0.166 \times 62.4}$$

de bombas:

$$h = 1070 \text{ ft.}$$

Lo que nos indica que tenemos que usar un
diámetro mayor. Evidentemente entonces la solución del
problema sería emplear una tubería de 2-1/2" pero en
vista de que el fluido por transportarse ha de tener
altamente volúmenes de gas considerables, es preferi-
ble usar una línea de 3"

En el tendido de la línea hay que tener en
cuenta que partimos de un punto obligado que es el pozo
y su localización ha de ser de tal manera hecha que se
eviten en lo posible los codos y ascensos bruscos. La lo-
calización de los separadores debe descargarse cada 15-
nos no debe estar a una altura mucho mayor que la del

pozo, procurando en todo caso que el aceite fluya por gravedad. Es necesario entonces hacer un levantamiento topográfico de la zona por donde se tenga que hacer el trazo, y dibujar los perfiles que sean necesarios para estudiar la mejor localización posible.

Decíamos que por la línea de descarga fluye una mezcla de aceite y gas. Es necesario efectuar la separación eficiente de estos compuestos a fin de aprovecharlos en la mejor forma posible. Esto se logra mediante los aparatos llamados "separadores de gas" que a veces suelen instalarse en la cercanía del pozo; pero últimamente se ha venido efectuando la separación en campos especiales donde se instalan los separadores de todos los pozos.

Es siempre conveniente efectuar la separación de los gases y el aceite a diferentes presiones, conociéndose esta técnica con el nombre de separación escalonada. Este sistema consiste en emplear dos separadores para cada pozo y además un tanque pequeño, por lo general de 250 barriles; el primer separador tiene conexión con la línea de descarga que viene del pozo y es donde se efectúa la primera separación (a la presión de la línea). En la parte alta se acumula el gas húmedo a alta presión del cual se extraen las gasolinas mediante plantas de absorción. En la parte baja del separador se encuentra una línea por donde fluye el aceite merced a una descarga automática y va a dar al otro separador instalado cerca del primero y donde se efectúa la separación.

...procurando en todo caso que el aceite fluya por
...necesario entonces hacer un levantamiento
...de la zona por donde se tenga que hacer el
...y dibujar los perfiles que sean necesarios para
...estudiar la mejor localización posible.

Decíamos que por la línea de descarga fluye
una mezcla de aceite y gas. Es necesario efectuar la se-
paración eficiente de estos componentes a fin de aprove-
charlos en la mejor forma posible. Esto se logra median-
te los aparatos llamados "separadores de gas" que a ve-
ces suelen instalarse en la cercanía del pozo; pero úti-
lmente se ha verificado efectuando la separación en campos
especiales donde se instalan los separadores de todos
los pozos.

Es siempre conveniente efectuar la separa-
ción de los gases y el aceite a diferentes presiones,
conociéndose esta técnica con el nombre de separación de
columna. Este sistema consiste en emplear dos separado-
res para cada pozo y agenciar un tanque pequeño, por lo ge-
neral de 250 barriles; el primer separador tiene conexión
con la línea de descarga que viene del pozo y es donde
se efectúa la primera separación (a la presión de la lí-
nea). En la parte alta se acumula el gas húmedo a alta
presión del cual se extraen las gasolinas mediante plan-
tas de absorción. En la parte baja del separador se en-
cuentra una línea por donde fluye el aceite merced a una
descarga automática y va a dar al otro separador instala-
do cerca del primero y donde se efectúa la separación.

a presión más baja, repitiéndose la operación ya descrita. Posteriormente, de este segundo separador el aceite pasa a los tanques estabilizadores donde la separación se efectúa a la presión atmosférica.

Actualmente en la zona Sur no se usa este sistema de separación escalonada, pero es suma importancia hacer notar las grandes ventajas que trae consigo, y por consiguiente la conveniencia de emplearlo. La separación escalonada tiene las siguientes ventajas principales:

- a) El volumen de líquido arrastrado por los gases decrece. Se sabe que este volumen de líquido arrastrado por el gas crece en relación geométrica con el decrecimiento de la presión a que trabaje el separador, y esto es debido entre otras cosas al aumento de velocidad de desprendimiento de gas cuando baja la presión.
- b) Se obtiene un ahorro considerable de gas, cosa importante cuando se hace necesario emplear el gas para los fines de producción.
- c) Se obtiene un aceite de mejor calidad, de peso específico más ligero.
- d) Facilita la obtención de gasolinas naturales, por el proceso de absorción.
- e) Se obtiene una mejor distribución y control del gas.

La presión más baja, reduciéndose la compresión y de esta
de. Posteriormente, de este segundo separador el gas
pasa a los tanques estabilizadores donde la separación
se efectúa a la presión atmosférica.

Actualmente en la zona sur no se usa este
sistema de separación escalonada, pero en suma importan-
cia hacer notar las grandes ventajas que trae consigo, y
por consiguiente la conveniencia de emplearlo. La separa-
ción escalonada tiene las siguientes ventajas principales:

Las:

- a) El volumen de líquido arrastrado por los gases decrece. Se sabe que este volumen de líquido arrastrado por el gas crece en relación geométrica con el decrecimiento de la presión a que trabaja el separador, y esto es debido entre otras cosas al aumento de velocidad de desplazamiento del gas cuando baja la presión.
- b) Se obtiene un ahorro considerable de gas, cosa importante cuando se hace necesario emplear el gas para las fines de producción.
- c) Se obtiene un gas de mejor calidad, de peso específico más ligero.
- d) Facilita la operación de gasolinas naturales, por el proceso de absorción.
- e) Se obtiene una mejor distribución y control del gas.

f) Se ahorra por lo menos una etapa en la --
compresión de los gases en caso de que se
haga necesario instalar compresoras para
los fines de producción.

g) Se obtiene un gas limpio sin partículas --
de aceite, lo que es muy importante en --
las plantas de absorción.

Estas ventajas nos indican claramente la con-
veniencia de emplear esta técnica moderna en la separa--
ción de los gases, que es una fase muy importante en la-
transformación que sigue el petróleo desde el yacimiento
hasta su venta en el mercado bajo la forma de diversos -
productos comerciales.

Como hemos visto de los separadores obtene--
mos dos productos ya completamente independientes: petró-
leo y gas. Ahora vamos a ver la manera de medir los volú-
menes de cada uno de ellos.

Medición del volumen de gas.- De la parte -
alta de los separadores salen unas tuberías por donde es
curre el gas de alta y baja presión respectivamente. Es-
indispensable saber el volumen de gas que se obtiene de-
cada pozo, por razones técnicas y además para conocer lo
más exactamente posible la cantidad de gas que se va ma-
nejar y estudiar así su mejor distribución para todas las
necesidades del campo.

La medición se puede hacer por diferentes --
sistemas pero el más usado y el que se conoce más a fon-

f) Se ahorra por lo menos una etapa en la
 compresión de los gases en caso de que se
 haya necesario instalar compresores para
 los fines de producción.

g) Se obtiene un gas limpio sin partículas
 de aceite, lo que es muy importante en
 las plantas de absorción.

Estas ventajas nos indican claramente la con-
 veniencia de emplear esta técnica moderna en la separa-
 ción de los gases, que es una fase muy importante en la
 transformación que sigue el petróleo desde el yacimiento
 hasta su venta en el mercado bajo la forma de diversos
 productos comerciales.

Como hemos visto de los separadores obteni-
 mos los productos ya completamente independientemente petró-
 leo y gas. Ahora vamos a ver la manera de medir las volu-
 menes de cada uno de ellos.

Medición del volumen de gas. - De la parte
 alta de los separadores salen unas tuberías por donde es-
 curre el gas de alta y baja presión respectivamente. Es-
 indistinguible saber el volumen de gas que se obtiene de-
 cada uno, por razones técnicas y además para conocer lo
 más exactamente posible la cantidad de gas que se va un-
 netar y estudiar así su mejor distribución para todas las
 necesidades del campo.

La medición se puede hacer por diferentes
 sistemas pero el más usado y el que se conoce más a fon-

do en los campos petroleros son los llamados "medidores de orificio". Este aparato en principio, consiste en un nipple fijo con las conexiones y empaques necesarios para instalar una placa con orificio que queda colocado en el centro de la línea por donde se efectúa el escurrimiento. Además se instalan dos manómetros que miden la presión estática de la línea y la presión diferencial a uno y otro lado de la placa. Por lo general, estos aparatos ya vienen debidamente arreglados y las presiones se registran en unos discos apropiados e instalados para el efecto.

El gasto por unidad de tiempo que pasa por estos orificios queda expresado en la siguiente forma:

$$Q = C \sqrt{hP}$$

donde:

Q en mts³/hora

C coeficiente del orificio

P presión diferencial en cms. de columna de agua.

Los valores del coeficiente C vienen debidamente tabulados para diferentes orificios y para diferentes diámetros de las líneas de flujo. Este coeficiente hay que corregirlo por temperatura y por densidad del gas; los valores correspondientes a estas correcciones se encuentran también consignados en tablas especiales.

En la instalación de estos medidores se debe tener en cuenta ciertas recomendaciones de los construc-

de los ruidos retroceder con los límites "redondeados" de orificio". Este aparato en principio, consiste en un ríspido fijo con las conexiones y empalmes necesarios para instalar una placa con orificio que queda colocada en el centro de la línea por donde se efectúa el escudamiento. Además se instalan dos manómetros que miden la presión estática de la línea y la presión diferencial a uno y otro lado de la placa. Por lo general, estos aparatos ya vienen debidamente empalmados y las presiones se registran en unos gráficos apropiados e instalados para el efecto.

El costo por unidad de tiempo que pasa por estos orificios queda expresado en la siguiente fórmula:

$$Q = C \sqrt{HP}$$

donde:

Q en m³/hora

C coeficiente del orificio

H presión diferencial en cm. de columna de agua.

Los valores del coeficiente C vienen debidamente tabulados para diferentes orificios y para diferentes diámetros de las líneas de flujo. Este coeficiente varía que depende por temperatura y por densidad del gas; los valores correspondientes a estas correcciones se encuentran también consignados en tablas especiales. En la instalación de estos medidores se debe tener en cuenta ciertas recomendaciones de las construcciones

tores a fin de obtener resultados bastante exactos.

Es de hacer notar que las conexiones del manómetro que mide la presión diferencial, pueden estar -- ubicados en el flange o brida en cuyo caso la rama conec tada aguas arriba, debe quedar una pulgada de la placa -- en tanto que la rama del lado opuesto de la placa debe -- guardar una distancia que quede entre 1-1/8" y 1-1/4". -- Para conexiones en una tubería, la rama del manómetro que queda aguas arriba, debe quedar a 2-1/2 diámetros separa do de la placa, y la conexión de aguas abajo, debe que-- dar por lo menos a una distancia de 8 diámetros de tubo de la placa con orificio. Para ambos casos los valores del coeficiente C son diferentes.

Los manómetros que se usen deben ser apropia dos y debidamente escogidos en función de la presión es tática de la línea. Cuando esta presión estática es de -- 5 libras, deben usarse manómetros que marquen presiones -- diferenciales de 0.2". Si la presión estática es de 5 a 30 libras, entonces es necesario usar manómetros que mar quen la presión diferencial en 0.5", y finalmente cuando las presiones estáticas son superiores a 30 libras, los -- manómetros serán de 1".

Las placas con orificio también están suje-- tas a ciertas especificaciones, y deben siempre quedar -- colocadas perpendicularmente a las generatrices del tubo y el orificio no debe exceder de los 0.6 del diámetro in terior del tubo. El orificio debe quedar perfectamente --

toras a fin de obtener resultados bastante exactos.

Se ha hecho notar que las conexiones del ma-

nometro que mide la presión diferencial, pueden estar --

colocadas en el flange o brida en cuyo caso la rama conec-

tada aguas arriba, debe quedar una pulgada de la placa --

en tanto que la rama del lado opuesto de la placa debe --

guardar una distancia que varía entre $1\frac{1}{8}$ " y $1\frac{1}{4}$ ". --

Para conexiones en una tubería, la rama del manómetro que

queda aguas arriba, debe quedar a $2\frac{1}{8}$ diámetros separa-

da de la placa, y la conexión de aguas abajo, debe que-

dar por lo menos a una distancia de 8 diámetros de tubo

de la placa con orificio. Para ambos casos las valores

del coeficiente C son diferentes.

Los manómetros que se usen deben ser apropi-

dos y debidamente seleccionados en función de la presión es-

tática de la línea. Cuando esta presión estática es de 5

libras, deben usarse manómetros que marquen presiones

diferenciales de 0.2". Si la presión estática es de 5 a

30 libras, entonces es necesario usar manómetros que mar-

quen la presión diferencial en 0.5", y finalmente cuando

las presiones estáticas son superiores a 30 libras, los

manómetros serán de 1".

Las placas con orificio también están suje-

tas a ciertas especificaciones, y deben siempre quedar --

colocadas perpendicularmente a las generatrices del tubo

y el orificio no debe exceder de los 0.6 del diámetro in-

terior del tubo. El orificio debe quedar perfectamente --

contrado en su interior.

Si a una distancia menor de 100 diámetros, -- aguas arriba del medidor, se encuentran instalados, co-- dos, vueltas, tes, etc. es necesario usar el aditamento-- denominado en inglés "Straightening vanes" que sirve pa-- ra guiar las venas gaseosas en el interior del tubo. Es-- te aditamento se instala a 6' o más de distancia del me-- didor.

Igualmente, se recomienda el uso de este -- aditamento, cuando a una distancia menor de 200 diáme-- tros, aguas arriba, se encuentra instalado algún aparato que haga variar el escurrimiento de los gases, como son válvulas de retención etc. No debe colocarse ningún co-- do a menos de 10 diámetros del medidor.

MEDIDA DE LA PRODUCCION DEL CRUDO.

Después de que se ha logrado la separación -- de los gases a la presión atmosférica, operación que se-- efectúa empleando pequeños tanques de 250 barriles de ca-- pacidad, con las conexiones necesarias, para el efecto,-- el petróleo pasa a través de una línea por gravedad a -- los tanques calibradores, donde se hace la medición del volumen producido.

Es conveniente usar medidores de orificio,-- que nos sirven para checar los resultados que obtengamos en los tanques calibradores. Los medidores de orificio -- se instalan en la línea de descarga de los tanques esta

construido en el interior.

Si a una distancia menor de 100 diámetros, se encuentran instalados, los gases, vapores, etc. es necesario usar el siguiente procedimiento en inglés "stratification tubes" que sirve para guiar las venas gaseosas en el interior del tubo. Este procedimiento se instala a 10' o más de distancia del medidor.

Igualmente, se recomienda el uso de este dispositivo cuando a una distancia menor de 200 diámetros, se encuentran instalados algún aparato que haga variar el escurecimiento de las gases, como son válvulas de retención etc. No debe colocarse ningún conducto a menos de 10 diámetros del medidor.

TECNICA DE LA PRODUCCION DEL GASEO.

Después de que se ha logrado la separación de los gases a la presión atmosférica, operación que se efectúa empleando pedregos tanques de 250 barriles de capacidad, con las conexiones necesarias, para el efecto. El retículo pasa a través de una línea por gravedad a los tanques calibrados, donde se hace la medición del volumen producido.

Es conveniente usar medidores de orificio, que nos sirven para obtener los resultados que obtenemos en los tanques calibrados. Los medidores de orificio se instalan en la línea de descarga de los tanques esta

bilizadores, conectando por regla general en una bifurcación de la línea, que se logra colocando una Y, bifurcación que después se vuelve a unir, impleando otra Y, colocada en sentido contrario al anterior.

Los tanques calibradores, son tanques con capacidad de 500 a 1,000 barriles, cogidos con pernos y en cuya instalación debe tenerse mucho cuidado, sobre todo en la nivelación, e impermeabilización de las bases. Se usan dos tanques para cada descarga, para que la operación sea continua, sin necesidad de cerrar el pozo cada vez que se llene el tanque. La operación del calibrado, se puede hacer tomando medidas directas o bien cubicando con volúmenes conocidos de agua.

En el primer caso, si se toman medidas directas, estas deben efectuarse con el mayor cuidado posible; se miden las circunferencias a diferentes alturas en cada anillo y se promedian, se calculan las áreas y por último los volúmenes. Se debe tener muy en cuenta el tipo de tanque, si tiene anillos alternados, o si los tiene telescopiados; igualmente debe tenerse en cuenta el espesor de las placas que se medirán con calibradores. En las medidas que se efectúen, deberá emplearse cinta de acero y a los volúmenes que se obtengan habrá que restarles el volumen de las estructuras interiores de los tanques si es que las hubiere.

Si el tanque está vacío, puede entonces tomarse directamente la medida del diámetro y calcular las

... a, cuando los niveles generales en una diámetro
orden de la línea, que se logra colocando una Y, diámetro
orden que después se vuelve a unir, impidiendo entre Y, co-
locado en sentido contrario al anterior.

Los tanques calibradores, son tanques con ca-
pacidad de 500 a 1,000 barriles, conidos con pernos y en
cuya instalación debe tenerse mucho cuidado, sobre todo
en la nivelación, e impermeabilización de las bases. Se-
usan los tanques para cada descarga, para que la opera-
ción sea continua, sin necesidad de cerrar el pozo cada
vez que se llena el tanque. La operación del calibrado,
se puede hacer tomando medidas directas o bien cubriendo
con volúmenes conocidos de agua.

En el primer caso, si se toman medidas di-
rectas, estas deben efectuarse con el mayor cuidado po-
sible; así como las circunstancias e diferencias algunas
en cada anillo y se promedian, se calculan las áreas y
por último los volúmenes. Se debe tener muy en cuenta el
tipo de tanque, si tiene anillos alternados, o si los
tiene telescópicos; igualmente debe tenerse en cuenta
el espesor de las placas que se miden con calibradores.
En las medidas, que se efectúan, deberá emplearse cinco
de acero y a los volúmenes que se obtengan habrá que res-
tarse el volumen de las estructuras interiores de los
tanques si se que las hubiera.

Si el tanque está vacío, puede entonces to-
marse directamente la medida del diámetro y calcular las

Áreas respectivas.

Con los datos obtenidos se confecciona una tabla especial para cada tanque y en la que se consigna alturas cada 2 cms. con sus volúmenes correspondientes. Se forma igualmente otra columna especial con alturas en milímetros y sus volúmenes, para los fines de aproximación.

El calibrado de tanques por medio de agua se efectúa únicamente en el caso de que el tanque tenga una forma irregular; este procedimiento requiere mucha maniobra y no es muy práctico, ya que los resultados obtenidos no tienen la exactitud que sería de desearse.

La medición del aceite contenido en un tanque, se hace empleando una cinta de acero, o bien una varilla confeccionada para el efecto; aunque siempre es preferible emplear una cinta, con una plomada al extremo, porque así tenemos la seguridad de que se ha epenetrado verticalmente, cosa que no se sabe usando la varilla.

La cinta metálica viene graduada en centímetros, y lo que se acostumbra medir, es el espacio vacío que queda entre el nivel de aceite y el borde superior del tanque; para esto se introduce con todo cuidado la cinta hasta que se siente que la punta de la plomada toca en el fondo, el aceite deje una marca en la cinta que es cabalmente la lectura que nos interesa, o bien se hace la lectura en un índice que para el efecto tienen los tanques en los pozos de medida, determinando luego por

... tres mediciones.
 Con los datos obtenidos se confecciona una
 tabla especial para cada tanda y en la que se consigna
 altura cada 2 cms. con sus volúmenes correspondientes.
 Se forma igualmente otra columna especial con alturas en
 milímetros y sus volúmenes, para las finas de aproximada-
 mente.

El calibrado de tandas por medio de agua
 se efectúa únicamente en el caso de que el tamaño tenga
 una forma irregular; este procedimiento requiere mucha
 mano de obra y no es muy práctico, ya que los resultados ob-
 tenidos no tienen la exactitud que sería de desearse.

La medición del aceite contenida en un tan-
 que, se hace empleando una cinta de acero, o bien una va-
 rilla confeccionada para el efecto; aunque siempre es
 preferible emplear una cinta, con una plomada al extremo,
 porque así tenemos la seguridad de que se ha encontrado
 verticalmente, cosa que no se sabe usando la varilla.

La cinta metálica viene graduada en centí-
 metros, y lo que se acostumbra medir, es el espacio vacío
 que queda entre el nivel de aceite y el borde superior
 del tambor; para esto se introduce con todo cuidado la
 cinta hasta que se siente que la punta de la plomada to-
 ca en el fondo, el aceite debe una marca en la cinta que
 es cabalmente la lectura que nos interesa, o bien se ha-
 ce la lectura en un índice que para el efecto tienen los
 tandos en las pozas de medida, determinando luego por

diferencia de lecturas, el espacio vacío del tanque.

Se aconseja efectuar medidas en varios sitios del tanque, a fin de prevenir posibles errores, por deformación del mismo.

La producción total del campo se va depositando en tanques grandes, de donde es sacado por las bombas que lo impulsan a través de los oleoductos. Los tanques de almacenamiento son de diversas capacidades siendo los más grandes usados en México, los de 55,000 barriles. Se debe tener especial cuidado en el armado de estos tanques ya que un descuido en ello puede acarrear pérdidas irreparables.

Como muy a menudo el aceite que viene de los pozos trae consigo agua emulsionada, parte de la cual se precipita en forma de agua libre, depositándose en el fondo del tanque, es importante determinar el nivel que ésta alcanza. Para esto se emplea una sonda que lleva una capa de yeso azul, substancia soluble en agua pero inatacable por el aceite. La marca de agua puede observarse con toda claridad.

Al rededor de estos tanques se construyen unos bordos de tierra, capaces de contener el volumen del tanque en caso de ruptura de éste. Las especificaciones a que están sujetos, son rigurosas y se deben tener en cuenta todas ellas, para evitar fracasos en el futuro.

el volumen disponible del almacenamiento, debe exceder siempre al volumen de producción del campo; esto tiene por objeto prevenir desperfectos en las bom-

El sistema de lecturas, el espacio vacío del tanque, se aconseja efectuar mediciones en varios sitios del tanque, a fin de prevenir posibles errores, por debajo del mismo.

La producción total del campo se va depositando en tanques grandes, de donde es sacado por las bombas que lo impulsan a través de los conductos. Los tanques de almacenamiento son de diversas capacidades según lo las más grandes usadas en México, los de 55,000 barriles. Se debe tener especial cuidado en el manejo de estas tanques ya que un descuido en ello puede acarrear graves consecuencias.

Como muy a menudo el aceite que viene de los pozos tiene consigo agua emulsionada, parte de la cual se precipita en forma de grana libre, después de haber pasado por el tanque, es importante determinar el nivel de esta agua. Para esto se emplea una sonda que lleva una capa de yeso azul, substancia soluble en agua pero incompatible por el aceite. La marca de agua puede observarse con toda claridad.

Al rededor de estos tanques se construyen unos bordos de tierra, capaces de contener el volumen del tanque en caso de ruptura de éste. Las especificaciones que están sujetos, son rigurosas y se deben tener en cuenta todas ellas, para evitar fracasos en el futuro. El volumen disponible del almacenamiento, debe exceder siempre el volumen de producción del campo; esto tiene por objeto prevenir desperfectos en las bombas.

bas o en los oleoductos, y tener siempre sitio donde guardar la producción sin afectar al regimen regular de producción de los pozos del campo.

México, D. F., febrero de 1944.

que en los alrededores, y tener siempre a la mano
para la producción sin afectar el régimen regular de pro-
ducción de las zonas del campo.

México, D. F., febrero de 1944.

TABLA PARA VALORES DE "f"

Valores diferentes para las combinaciones de d v r y u	Valores de "f"	Valores diferentes para las combinaciones de d v r y u	Valores de "f"
100	0.6400	9000	0.0330
200	0.3200	10000	0.0320
400	0.1600	12000	0.0304
600	0.1067	14000	0.0292
800	0.0800	16000	0.0280
1000	0.0640	18000	0.0271
1200	0.0533	20000	0.0264
1400	0.0457	25000	0.0249
1600	0.0400	30000	0.0238
1800	0.0356	35000	0.0228
2000	0.0320	40000	0.0219
2400	0.0267	45000	0.0213
2500	0.0442	50000	0.0208
3000	0.0426	60000	0.0200
3500	0.0412		
4000	0.0400		
4500	0.0390		
5000	0.0382		
6000	0.0364		
7000	0.0350		
8000	0.0340		

TABLA PARA VISCOSIDAD.

Densidad en libras/ft ³ a 60°F	Viscosidad a 60°F en ft/# 1 seg.
52.6	0.0040
53.3	0.0050
53.9	0.0070
54.6	0.0103
55.3	0.0145
56.0	0.0206
56.7	0.0280
57.5	0.0370
58.2	0.0760
59.0	0.0264

TABLA PARA VALORES DE "L"

Valores de "L"	Valores de "L"	Valores de "L"	Valores de "L"
0.0200	60000	0.0428	3000
0.0208	50000	0.0418	3500
0.0216	40000	0.0400	4000
0.0224	30000	0.0390	4500
0.0232	20000	0.0382	5000
0.0240	18000	0.0374	5500
0.0248	16000	0.0367	6000
0.0256	14000	0.0360	6500
0.0264	12000	0.0353	7000
0.0272	10000	0.0346	7500
0.0280	8000	0.0340	8000
0.0288	6000		
0.0296			
0.0304			
0.0312			
0.0320			
0.0328			
0.0336			
0.0344			
0.0352			
0.0360			
0.0368			
0.0376			
0.0384			
0.0392			
0.0400			
0.0408			
0.0416			
0.0424			
0.0432			
0.0440			
0.0448			
0.0456			
0.0464			
0.0472			
0.0480			
0.0488			
0.0496			
0.0504			
0.0512			
0.0520			
0.0528			
0.0536			
0.0544			
0.0552			
0.0560			
0.0568			
0.0576			
0.0584			
0.0592			
0.0600			

TABLA PARA VISCOSIDAD.

Denidad en libras/litro	Denidad en libras/litro
60° F	60° F
0.0284	59.0
0.0290	58.8
0.0296	57.5
0.0302	56.7
0.0308	56.0
0.0314	55.3
0.0320	54.6
0.0326	53.9
0.0332	53.3
0.0338	52.6
0.0344	52.0
0.0350	51.3
0.0356	50.6
0.0362	50.0
0.0368	49.4
0.0374	48.8
0.0380	48.2
0.0386	47.6
0.0392	47.0
0.0398	46.4
0.0404	45.8
0.0410	45.2
0.0416	44.6
0.0422	44.0
0.0428	43.4
0.0434	42.8
0.0440	42.2
0.0446	41.6
0.0452	41.0
0.0458	40.4
0.0464	39.8
0.0470	39.2
0.0476	38.6
0.0482	38.0
0.0488	37.4
0.0494	36.8
0.0500	36.2
0.0506	35.6
0.0512	35.0
0.0518	34.4
0.0524	33.8
0.0530	33.2
0.0536	32.6
0.0542	32.0
0.0548	31.4
0.0554	30.8
0.0560	30.2
0.0566	29.6
0.0572	29.0
0.0578	28.4
0.0584	27.8
0.0590	27.2
0.0596	26.6
0.0602	26.0
0.0608	25.4
0.0614	24.8
0.0620	24.2
0.0626	23.6
0.0632	23.0
0.0638	22.4
0.0644	21.8
0.0650	21.2
0.0656	20.6
0.0662	20.0
0.0668	19.4
0.0674	18.8
0.0680	18.2
0.0686	17.6
0.0692	17.0
0.0698	16.4
0.0704	15.8
0.0710	15.2
0.0716	14.6
0.0722	14.0
0.0728	13.4
0.0734	12.8
0.0740	12.2
0.0746	11.6
0.0752	11.0
0.0758	10.4
0.0764	9.8
0.0770	9.2
0.0776	8.6
0.0782	8.0
0.0788	7.4
0.0794	6.8
0.0800	6.2
0.0806	5.6
0.0812	5.0
0.0818	4.4
0.0824	3.8
0.0830	3.2
0.0836	2.6
0.0842	2.0
0.0848	1.4
0.0854	0.8
0.0860	0.2

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

L. C. Uren..... Petroleum production
Engineering (I y II tomos)

A. M. Amor..... Apuntes de la clase de --
Estructuras de la Indus-
tria Petrolera.

W. F. Cloud..... Petroleum Production

R. Domínguez..... Apuntes de la clase de --
Refinerías y Proyectos.

L. C. Uren..... Well Spacing.- "The Petro
leum Engineer". Sep.1943.

M. Rodríguez Aguilar..... Reservas Petroleras.

A. Barnetche..... Tesis Profesional

F. A. Phelps..... Well Spacing.-"Petroleum
Handbook". Tulsa Okla.

- L. C. Upton..... Petroleum production
Engineering (I y II tomos)
Apuntes de la clase de --
Estructuras de la Industria
para Petroleros.
- L. J. Gloub..... Petroleum Production
- E. Dominguez..... Apuntes de la clase de --
Refinerias y Provedores.
- L. C. Upton..... "Well Spacing - The Petro
leum Engineer". Sep. 1943.
- M. Rodriguez Aguilera..... Reservas Petroleras.
- M. Bandocho..... Teoria Profesional
- W. A. Phelps..... Well Spacing - "Petroleum
Handbook". Tulsa Okla.

CAMPO CUICHAPA.

Presiones de Fondo a Pozo Cerrado.

POZO NUM.	PRESION TUBING Kgs/cm2.	PRESION CASING Kgs/cm2.	NIVEL FLUIDO M	PRESION YA- CIMIENTO Kgs/cm2.
1	54.5	54.5	634	57.1
2	36.7	38.8	-	38.1
3	4.5	45.8	-	55.1
5	0	45.5	-	50.6
8	24.8	25.2	-	25.9

El manto producto es un estrato del terciario en arenas semiconsolidadas con una porosidad media de 12% y una permeabilidad de 50 milidarcys.

Es de notarse que el pozo número 4 perforado en la parte marginal fué improductivo, invadido de agua salada y que en la parte norte la estructura se encuentra cortada por una falla indicada en el plazo adjunto.

Las producciones extraídas hasta la fecha por cada uno de los pozos, son las siguientes:

POZO NUM.	PROD. ACUM. ACEITE M3. Dic. 1942	PROD. ACUM. DE GAS. Dic. 1942	R. G. A.
1	598	2 383 299	3 985
2	8 832	706 233	80
3	11 079	430 343	39
5	2 499	11 314	4
8	10 674	1 364 483	128

CAMPO GUICHAFAL.

Procesos de Forno a Forno Cerrado.

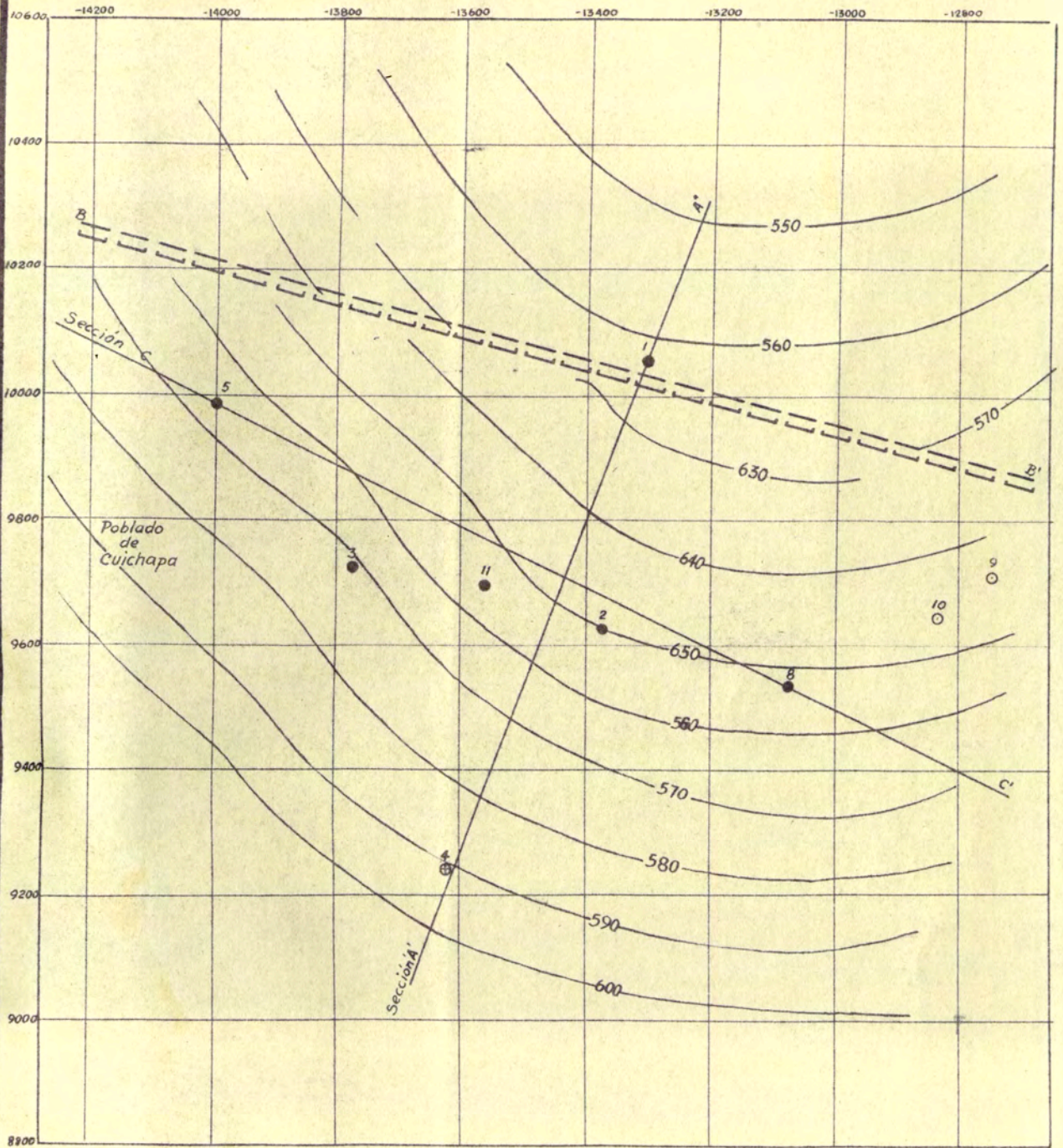
POZO NUM.	PERCEN DE FURTO Kgs\cms.	PERCEN CASING Kgs\cms.	NIVEL FUNDIDO M	PERCEN YA- CINTO Kgs\cms.
1	24.5	24.5	624	27.1
2	26.7	28.8	-	38.1
3	4.5	45.8	-	52.1
4	0	45.2	-	50.6
5	24.8	22.2	-	22.9

El manto producido es un estrato del terciario en forma semiconsolidada con una porosidad media de 12% y una permeabilidad de 50 milidarcys.

Ha de notarse que el pozo número 4 perforado en la parte marginal fue improductivo, debido a que al avanzar en la parte norte la estructura se encuentra cubierta por una falla indicada en el plano adjunto.

Las producciones extraídas hasta la fecha por cada uno de los pozos, son las siguientes:

POZO NUM.	PROD. ACUM. AGUAS M ³ Dic. 1942	PROD. ACUM. DE GAS Dic. 1942	R. G. A.
1	508	2 383 299	2 985
2	8 832	708 232	80
3	11 079	420 243	29
4	2 499	11 214	4
5	10 674	1 264 482	128



U. A. M.
 ESCUELA NAL. DE INGENIEROS.
 TESIS PROFESIONAL
 PLANO ESTRUCTURAL DE
 CUICHAPA



FECHA DE DEVOLUCION

El lector se obliga a devolver este libro antes del vencimiento de préstamo señalado por el último sello.



