

E 77

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

---

**Departamento de Geología,  
Minas y Petroleos**

---

**“Aplicaciones Prácticas del  
Bombeo Hidráulico en Pozos  
Petrolíferos”**

**TESIS DE GRADO**

**EN**

**INGENIERIA DE PETROLEO**

**Presentada por:**

**Raúl U. Espinoza Paredes**  
**Guayaquil - Ecuador**

**1975**

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis corresponden exclusivamente al Autor".

"El patrimonio intelectual de la misma co rresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(ART. SEXTO DEL REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL)

Raúl Ubaldo Espinoza Paredes

## DEDICATORIA

A MIS QUERIDOS PADRES:

*Juan Segundo Espinoza Calderón*  
*Luz María Paredes de Espinoza*

COMO TRIBUTO A SUS SACRIFICIOS

**A MZS HERMANOS:**

*Héctor Enrique*  
*Gladys Yolanda*  
*Fausto Leonahda*  
*Juan Fehnando*  
*Lucita María*

**COMO INCENTIVO A LA  
SUPERACZUN.**

**A MIS FAMILIARES**

**Y  
AMZGVS**

" A LA GRAN FRATERNIDAD UNZVERSAL  
Fund. DR. SERGE RAYNAUV DE LA FERRIERE"

## RECONOCIMIENTO

*Mi sincero agradecimiento a La ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL por sus enseñanzas impartidas.*

*A La CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO por su aporte a la realización de esta Tesis.*

*Gratitud imperecedera al Director de tesis, ING. BOLIVAR MIRANDA AGUIRRE, por su acertada dirección para La culminación de este trabajo.*


"APLICACIONES PRACTICAS DE BOMBEO HIDRAULICO  
EN POZOS PETROLIFEROS"

AUTOR



RAÚL U. ESPINOZA P.

DIRECTOR DE TESIS



ING. BOLÍVAR MIRANDA A.

# "APLICACIONES PRACTICAS DE BOMBEO HIURAUICO EN POZOS PETROLIFEROS"

## CONTENIDO

	Pág .
I. RESUMEN	1
II. INTRODUCCION	2
III. VENTAJAS Y LIMITACIONES	5
IV. GENERALIDADES DEL BOMBEO HIDRAULICO	7
IV.1. Tipos de Sistemas	9
IV.2. Tipos de Instalaciones	13
IV.3. Bombas de Subsuelo	21
IV.4. Sistema de Control de superficie	23
V. DISEÑO DE UN SISTEMA ABZERTO CON BOMBA LIBRE	
Diseño Oilmaster y Kobe	36
VI. ASPECTOS ECONOMICOS	44
VII. APLICACIONES	47
VIII. CONCLUSIONES	51
IX. RECOMENDACIONES	52
APENDICES	53
DIAGRAMAS	69
TABLAS	73
FIGURAS	60
GRAFICOS	703
BIBLIOGRAFIA	719



## I. RESUMEN

Al elaborar el presente tema **de tesis**, se ha querido dar a conocer **el** sistema de Bombeo Hidráulico como **uno** de los métodos que se pueden aplicar en el País para producir petróleo **peaado**.

Se **da** a conocer **el** funcionamiento del sistema, sus partes componentes, las principales aplicaciones que se podrían dar a aquellos yacimientos **de** cierta área del Oriente que producen **en** **su** totalidad **chudo** **peaado**.

A continuación he desarrollado 2 ejemplares con los dos sistemas conocidos **de** Bombeo Hidráulico, se trata de pozos con las características anteriores donde se ha querido mostrar que la aplicación del sistema puede dar buenos resultados, con ciertas limitaciones para otros mecanismos de producción.

## II. INTRODUCCION

*El avance durante los últimos años de Los sistemas de producción por levantamiento artificial ha sido extraordinario. Uno de los sistemas de mayor aceptación es el Bombeo Hidráulico, sin embargo este sistema no ha sido usado a menudo en sus comienzos, salvo en casos donde de condiciones adversas existían tales como zonas alejadas y de difícil acceso, como pozos situados cerca de orillas de lagos, etc.*

*Fue aplicado inicialmente el principio hidráulico - por Faucett, pero fueron Humphreys, Chum y Gage quienes lo aplicaron a pozos de petróleo. Actualmente las Compañías que fabrican equipos para este sistema de producción han acumulado experiencia suficiente para conseguir que los diversos tipos de bombas de subsuelo se adapten al problema específico de un pozo, satisfaciendo así los requerimientos de La Compañía productora.*

*Con el uso del Sistema de Bombeo Hidráulico se elimina la necesidad de utilizar varillas extensibles de succión como se lo realiza con el sistema de Bombeo Mecánico.*

*En términos más comunes las bombas de subsuelo son operadas por medio de un fluido de potencia, el cual puede ser un líquido o gas, (la mayoría de las veces es el fluido propio del pozo) el cual transmite la potencia desarrollada en superficie por la unidad superficial hasta el fondo del pozo; el fluido removido viene a ser el petróleo, gas o agua que contiene el yacimiento.*

*La unidad hidráulica de subsuelo con orificio en el fondo, actúa cuando el fluido motriz forzado a presión y hacia abajo por la tubería del fluido motriz en un sentido unidireccional opera un motor, el cual acciona a su vez la bomba hidráulica.*

*Como se deja entrever en las anteriores líneas, el principio operativo del sistema de base en el principio de Pascal, el cual aplicado a pozos petrolíferos condiciona a los fluidos del pozo a que mediante el suministro de energía adicional a los fluidos del reservorio suban hacia la superficie.*

*Una de las ventajas prácticas del Bombeo Hidráulico es la no existencia de reversión alguna en los esfuerzos en la tubería en cada bombeada, como acontece en el bom-*

beo convencional a varillas, en consecuencia se prolonga la vida útil del equipo del pozo. Además que una de las facilidades con que cuenta el sistema de bombeo hidráulico es su reducido peso y su alto rendimiento. Habrá por lo tanto considerable ahorro en la instalación del equipo en pozos profundos como superficiales, tanto en instalaciones sencillas como múltiples.

Todo lo que he ha dicho, está relacionada fundamentalmente con el tipo de fluido motriz a ser utilizado, es de suma importancia entonces poseer un fluido motriz liviano y limpio, porque además de transmitir potencial al fluido del pozo para que ascienda, reduce la viscosidad a Gate dándole así la movilidad necesaria para subir a superficie.

Factores considerados como tasas de desplazamiento y profundidades elevadas al instalar un bolancin, a éste lo hace demasiado costoso y las varillas estarán sujetas a elevada tensión sobreviniendo la rotura de los mismos, no sucediendo lo mismo con la bomba de subsuelo.

### III. VENTAJAS Y LIMITACIONES

Por su simplicidad de operación y alta eficiencia volumétrica, este método de producción compete favorablemente con los tradicionales sistemas de levantamiento artificial.

Algunas de las ventajas del sistema de bamba hidráulico se reseñan a continuación:

- Cuando se equipa un campo de petróleo con este sistema, el costo de inversión por cada pozo es usualmente menor que para cualquier otro sistema.
- Pozos que están equipados con bombas de subsuelo tipo libre, reduce el costo de operación por concepto de mantenimiento del pozo al no utilizar taladro de separación, debido a que la bamba puede ser desplazada de su asiento sin necesidad de sacar toda la tubería.
- Levanta económicamente mayores volúmenes de fluidos desde profundidades mayores que otro sistema.
- Ofrece operación central controlada y automática.
- La producción de un pozo puede ser ampliamente controlada en un rango vasto de presiones y volúmenes.

- Puede ser utilizado en pozos desviados de la vertical, pozos direccionales a pozos de difícil situación.
- EL mismo equipo puede ser utilizado tanto para pozos profundos como superficiales.
- Cualquier tratamiento químico para controlar deposición de parafina puede ser fácilmente adoptada al sistema. Agua con aditivos puede ser inyectada para disolver depósitos de sal.
- Pozos y caballaje adicionales pueden ser añadidos con un costo de inversión bajo.
- Para el requerimiento exacto de levantamiento puede conseguirse el tipo apropiado de bamba de subsuelo y unidad superficial de bombeo.

Como todo sistema de producción el sistema de bombeo hidráulico tiene también sus limitaciones :

- No es recomendable en pozos que producen barro y arena junta al fluido de yacimiento.
- Así mismo no se recomienda su instalación en pozos que producen con alta relación gas-petróleo; y
- Para pozos con baja presión.

#### IV. GENERALIDADES DEL BOMBEO HIDRAULICO

En el sistema de producción conocido como bombeo hidráulico, la energía añadida al yacimiento por medio de la bomba de subsuelo, se transmite de un modo hidráulico y no de un modo mecánico como sucede con el bombeo a varillas.

Como se indica en la figura # 1, la afluencia del fluido de energía es alimentada por la parte superior de un tanque de almacenamiento de fluido motorizado desde la unidad de energía (bomba y motor); y luego el fluido es bombeado a presión hasta la central de control de energía desde la cual se distribuye a cada uno de los pozos provistos con este sistema de bombeo. Una vez en el cabezal del pozo el fluido es transmitido en una forma unidireccional hasta la bomba de subsuelo, el cual acciona al fluido producido como al inyectado; esto se refiere al llamado sistema abierto, lo cual difiere totalmente al sistema cerrado como luego se observará. A continuación la mezcla es subida hacia superficie donde pasa por el sitio de tratamiento que consta de: un separador atmosférico, un desgasificador, un tratador térmico, y por último se dirige hacia unos tanques de almacenamiento contruidos de tal manera que provean las condi-

ciones exigidas para que el fluido motriz, que ademá de mantener un nivel constante de fluido de operaci3n, se mantenga una zona tranquila en la parte inferior del tanque para la depositaci3n de partículas s3lidas y agua. - EL petr3leo excedente se manda hacia el patio de tanque donde se almacena para su futura utilizaci3n.

Resumiendo, el sistema emplea ocho elementos principales:

- A. Una fuente de energíá: máquina de motor de explosi3n o motor eléctrico.
- B. Bomba hidráulica de alta compresi3n: capaz de desarrollar compresi3nes líquidas de hasta 5.000 lpc.
- C. Tanque de abastecimiento: del cual se puede extraer fluido motriz limpio.
- D. Controles y distribuidores de presi3n y caudales: para regular las compresi3nes variables requeridas para los pozos individuales.
- E. Equipo para el cabezal del pozo.
- F. Equipo de profundiá y ademá accesorios del pozo.
- G. La unidad de producci3n o bomba de subsuelo hidráulica: con orificio al fondo.
- H. Tubería de producci3n y conexiones necesarias en su superficie.



#### IV.1. CLASIFICACION DE SISTEMAS

*Cuando se toma La decisión de producir un pozo con bombeo hidráulico, es necesario conocer que tipo de sistema es el mdn apropiado; para tomar en cuenta este aspecto be debehd tener presente que los detalles generales y el diseño específico sean convenientes tanto para el operador como para La compañía productora. Se considera rá ademda las propiedades de los flúidos del pozo y sus futuros y posibles efectos luego de haberse instalado el bombeo hidráulico.*

*Tomando en cuenta que el flúido motriz además de realizar su trabajo, lubrica las partes móviles del sistema, se puede concluir que el funcionamiento correcto de La bomba del subsuelo estará íntimamente asociado a las phopiedadea específicas del líquido unado como flúido ma triz.*

*Para satisfacer las necesidades específicas de un pozo, se podrán utilizar dos tipos de sistemas que reu- nan las condiciones suficientes de eficiencia, a saber:*

##### IV.7.1. Sistemas de Fluído motriz abierto O.P.F. (Open Power Fluid)

*Ver Fig. # 2.*

En este sistema, el fluido motriz realiza un trabajo al ser introducido por la tubería de producción donde la bomba de subsuelo mezcla el fluido motriz inyectado con el de producción, descargándose este fluido mezclado en el cabezal de superficie.

La adición de fluido motriz al fluido de formación tiene su ventaja en la producción diaria del pozo, donde el porcentaje de agua es reducido para el caso de pozos de alta producción de agua facilitando así su levantamiento hacia la superficie, y logrando además el control de la corrosión. Igualmente este efecto puede ser controlado efectivamente en la adición de inhibidores de corrosión, emulsificantes, etc., para romper las emulsiones que posiblemente se podrían formar.

Una de las aplicaciones más importantes en este tipo de sistema es el uso que se le da cuando se trata con petróleo pesado de formación. El sistema abierto puede ser utilizado para reducir la viscosidad a un punto fácil de levantamiento; para este caso aceite liviano de otros yacimientos puede ser utilizado.

Siendo este sistema el más usado por su simplicidad

de operación, no deja de presentar algunos inconvenientes, por ejemplo: La dificultad de efectuar una prueba de producción; otra desventaja es La cantidad del fluido motriz mezclado que es necesario separar para obtener el fluido motriz a ser empleado en el futuro. Las facilidades de producción podrían obviar estos inconvenientes.

Los fluidos que podrían ser empleados como fluido motriz son los siguientes:

a) Petróleo: La mayoría de las veces el petróleo producido del pozo es usado, siempre y cuando reúna condiciones de seguridad y mantenimiento para La bomba de subsuelo. Se recomienda utilizar petróleo entre un rango de 10° API y 50° API. Tratadores y tanques de limpieza con suficiente capacidad son necesarios para manejar la mezcla del fluido de la formación y el fluido motriz.

Es recomendable limpiar tanto como sea posible el petróleo de la formación para alargar la vida de la bomba de subsuelo.

b) Agua: puede ser usada también para este sistema, llevando consigo aditivos para proveer cualidades de lubricación y de protección contra la corrosión.

c) Gas de alta presión: de algunas áreas ha sido utilizado como fluido motriz, el cual todavía está en etapas de experimentación.

#### IV.7.2. Sistema de fluido motriz cerrado C.P.O (Close Power Oil)

Ver fig. 3.

Este sistema provee en el arreglo de la sarta de producción y de fluido motriz el aislamiento de los dos fluidos, facilitando así su control; (este sistema es considerado como ideal).

No hay casi desventajas para este sistema. Las bombas de subsuelo son diseñadas para utilizar la fuerza del fluido motriz, llevando a cabo el purgamiento del fluido y la lubricación de las partes que trabajan.

Casi ninguna cantidad de aceite usado es perdido en el sistema; sólo al final de la bomba una parte del fluido es transferido. Al separarse la producción del pozo con la del fluido motriz; se facilita así una prueba individual del pozo, y su correspondiente control exacto de producción.

Para cada uno de los sistemas explicados anteriormente existen diferentes arreglos en las sargas tanto

de producción como de fluido de matriz; además de que pueden ser arreglados de tal forma que en un momento dado se puede cambiar de un sistema a otro con costos relativamente bajos. En las figuras señaladas se puede observar como funciona el sistema cuando se halla instalado la más común de las instalaciones: el de bomba libre revestido.

#### IV.2. TIPOS DE INSTALACIONES

Para conseguir el efecto deseado de levantamiento del fluido de un método operacional en eficiencia y economía, se tratará de diseñar el tipo correcto de instalación.

Existe diversos tipos de instalaciones que se adaptan a las características de completación de los pozos, estos nos limitarán a uno o más tipos correctos. Los factores limitantes de selección son principalmente: tamaño del revestidor, volumen del fluido y gas a producir.

Algunas compañías clasifican las instalaciones en grandes categorías:

- Instalaciones tipo fijas o convencionales
- Instalaciones tipo bomba libre

Otras lo hacen de acuerdo al tipo de sistema empleado, *wn club* divisiones:

- Tipo insertable
- Tipo entubación (casing)
- Tipo paralelo
- Tipo revestidor libre (casing)

De acuerdo a la última clasificación para cada sistema sea abierto o cerrado habrá cuatro tipos de instalaciones los cuales se nombran y explican a continuación:

#### IV.2.1. Sistema de fluido motriz abierto

Como queda dicho este es un sistema en el cual el fluido producido de la formación y el inyectado son recobrados en superficie como una mezcla.

##### IV.2.1.1. Tipo insertable. Fig. # 4

En esta instalación la unidad de producción es corrida al final de la sarta del fluido motriz colocado dentro de la tubería de producción, asentandose en una zapata.

La sarta del fluido motriz es usualmente de 3/4", 1", 1 1/4" y 1 3/4" dependiendo del diámetro de la tubería de producción.

El petróleo motriz llega hasta la bomba hidráulica a

través de la sarta de pequeño diámetro y es enviada junto al petróleo producido hacia superficie por el espacio anular de tubería de petróleo motriz-tubería de producción; el petróleo del pozo previamente a entrado por el "bottom plug".

Este tipo de sistema es el que más se usa para eliminar el gas por el espacio anular, actualmente se lo utiliza para completaciones dobles, es decir para pozos con varias zonas de producción. Las instalaciones tipo insertable fijas utilizan bombas de subsuelo de 2" y 2 1/2".

#### IV.2.1.2. Tipo *enkubacibn* fija. Fig. # 5

Usado cuando las producciones de petróleo son altas y cuando las de gas son bajas.

Las unidades de subsuelo son generalmente de 3 y 4 pulgadas pero se pueden conseguir de menor diámetro - cuando las condiciones de producción así lo requieren.

Las unidades son corridas en el extremo de la sarta de producción de 2 1/2", 2" y asentadas en una empaadura. El fluido motriz llega hasta la unidad de subsuelo por la tubería de fluido motriz y se mezcla con

el fluido producido ha entrado previamente por debajo de la unidad de subsuelo, acumulándose en el espacio anular de la tubería y revestidor. Todo el gas producido por la formación es desplazado por la bamba de subsuelo y la eficiencia de desplazamiento puede ser calculada por el gráfico #2.

#### IV.2.1.3. Tipo paralelo. Fig. # 8.

Este tipo de instalación permite que el gas sea ventado a través del espacio anular del revestidor. Sartas de tubería tanto para el fluido motriz como para el de producción son instaladas separadas y paralelas.

El equipo de subsuelo incluye una cavidad la cual es corrida con la sarta de fluido motriz de 2 1/2", la otra sarta la de producción sería de 3/4", 1 1/4" los cuales se unen con una zapata de cruce (crossover shoe) para así establecer el circuito requerido para la recuperación de la bamba libre. Una válvula de pie (standing valve) recuperable es necesaria. La bamba de subsuelo es empujada hacia abajo por el fluido motriz en su respectiva tubería asentándose y ejerciendo un sello en la válvula de pie y ajustándose en la cupla de cierre hermético.

La circulación continuada de la inyección de fluido



motriz induce a comenzar la operación de subir el fluido de la formación hacia la superficie.

El fluido de producción más el fluido motriz se unen por la zapata de cruce y retornan hacia la superficie por la sarta pequeña o sea la de producción.

El gas libre es producido por el espacio anular de las dos sartas. El fluido producido del pozo entra a través de la válvula de pie en el conjunto de fondo y es colocada en el mismo espacio anular del fluido motriz exhausto.

La mayoría de las veces en este tipo de instalación - la bomba de subsuelo es de 2 1/2", 2", o 1 1/2".

#### IV.2.1.4. Tipo revestidor libre (Fig. # 7)

En este sistema mostrado en la figura # 7 una sarta de tubería de producción es corrida y asentada en una empaadura del revestidor. La bomba libre es colocada y colocada en el fondo por medio del fluido motriz; el fluido tanto de producción como motriz son recuperados en superficie luego de ascender por el espacio anular. Todo el gas libre puede ser producido a través de la bomba,

#### IV.2.2. Sistema de fluido motriz cehhado.

En este sistema, a pesar de que el costo inicial de instalación es oneroso puede a largo plazo redundar en beneficios operacionales y económicos. El fluido motriz queda en este sistema completamente aislado; el mismo fluido es utilizado una y otra vez más. La adición de una pequeña cantidad que se pierde cuando el fluido motriz lubrica la parte final de la bomba de subsuelo. El fluido motriz puede ser seleccionado más fácilmente obviando el problema de separación de fluido en superficie y por supuesto la contaminación de estos; además, la vida útil de la bomba de subsuelo es alargada por la buena lubricación que tiene. Para este sistema tendremos mínimo el arreglo de dos series de tubería de fluido paralelas como a continuación se expone.

#### IV.2.2.1. Tipo insertable fijo. Fig. # 8

Para este sistema las mismas series de tubería utilizadas en el sistema abierto tipo paralelo libre son usadas. La bomba de subsuelo está equipada con un sello colocado en la parte inferior de los orificios del motor, siendo corrida en la parte final de la tubería de fluido motriz de diámetro pequeño, que ha sido previamente colocada dentro de la tubería de diámetro grande. El sello

queda asentado en un collar especial y separa el fluido motriz exhausto del fluido de la formación; es decir, - el fluido motriz luego de haber realizado su trabajo asciende por el espacio anular de las tuberías de fluido motriz concéntricas en tanto que el fluido de la formación sube por la otra sarta paralela. El gas libre es venteadado por el espacio anular del revestidor de producción.

#### IV.2.2.2. Tipo revestidor fijo. Fig. # 7

En este caso son utilizadas las mismas conexiones de subsuelo que en el sistema de revestidor libre, de fluido motriz abierto.

La bomba ha sido equipada con un sello que va ubicado en la parte baja de los orificios del motor, siendo cohhida al final de la sarta pequeña de fluido motriz. El fluido motriz regresa a superficie por el espacio anular de las tuberías concéntricas de fluido motriz, mientras que el fluido de la formación asciende por el espacio anular entre la tubería de fluido motriz bombeado por la unidad de subsuelo y la eficiencia volumétrica.

#### IV.2.2.3. Tipo paralelo libre. Fig. # 10

Para este tipo se utilizan tres tuberías; 2 de pequeño diámetro que serán utilizados para el fluido motriz exhausto y la restante para el fluido motriz que realizará su trabajo en la bomba que está equipada con sellos - tanto arriba como abajo de los orificios del motor; uno de ellos permitirá que el fluido de producción ascienda por una de las tuberías pequeñas y el otro para el ascenso del fluido motriz exhausto.

Gas libre es producido o venteado por el espacio anular entre las tres sartas y el revestidor de producción.

#### IV.2.2.4. Tipo revestidor libre. Fig. # 11

Equipado el pozo con dos tuberías una de pequeño diámetro y otra de diámetro grande; la una tubería de fluido motriz y la otra para el fluido motriz exhausto. La producción del pozo será efectuada por el espacio anular de las dos tuberías anteriormente citadas y el revestidor de producción.

Tal como la bomba del sistema cerrado de fluido motriz tipo paralelo libre, aquí también es arreglada y e-

quipada de tal forma que los sellos colocados arriba y a bajo de los orificios del motor provean la separación de los fluídos. EL gas libre es producido por la bomba de subsuelo.

#### IV.3. BOMBAS DE SUBSUELO

La unidad de producción de subsuelo es La parte principal del bombeo hidráulico.

Esta consiste de un motor de desplazamiento positivo y reciprocante conectada directamente a La bomba de producción. La longitud de La carrera de La bomba y el motor está establecido en el diseño, y los diámetros de las unidades están dados en un amplio rango para reunir las condiciones de profundidad de levantamiento y cantidad de fluído a levantar. La flexibilidad de aquellos y el rango amplio de velocidad con que están dotados y su capacidad para el desplazamiento, hacen que dichas unidades se acomoden a las condiciones de producción.

Actualmente hag diseños de unidades de producción que satisfacen las condiciones específicas de producción de un pozo determinado. Las partes principales de La unidad de subsuelo están esquematizadas en La Fig. # 72,

donde se muestra La válvula de distribución cuando lleva a cabo las carreras descendente y ascendente. Las flechas llenas indican el camino del petróleo motriz cuando entra a un lado del cilindro del motor y es descargado en el otro. La parte inferior de La bomba hidráulica es una bomba de pistón de doble efecto con válvula de bolilla en los extremos.

El fluido producido del pozo entra por La parte inferior de La bomba y se dirige a un lado del cilindro de La bomba mientras se descarga el contenido del otro, línea a trazas.

EL pistón motor y el pistón de bombeo son solidarios; el diseño del vástago de La válvula de distribución es tal que hace que el fluido motriz actúe sobre La válvula de distribución cuando el pistón motor está cerca del final de su carrera.

EL vástago inferior, al igual que los demás vástagos son huecos, equilibrando así las presiones en ambos extremos del conjunto vástago-pistones. Los pistones están también perforados, lubricándose con el fluido motriz.

Dos diseños generales de bombas de subsuelo son los

más comunes:

- *Acción simple*
- *Acción doble*

*La primera desplaza fluido solamente durante su carrera descendente o solamente durante la carrera ascendente a diferencia de la segunda que desplaza fluido tanto en la carrera descendente como ascendente.*

*En las tablas # 2 y # 3, se ven algunas especificaciones principales de los tipos más comunes de bombas de subsuelo, fabricadas por Oilmaster y Kobe hidráulico, satisfaciendo así los requerimientos específicos de levantamiento y cantidad de fluido a levantar de un pozo de petróleo.*

#### IV.4. SISTEMA DE CONTROL DE SUPERFICIE

*La disposición del sistema de control de superficie es esquematizada en la figura # 1 como ha sido explicado anteriormente, todo el equipo de control de superficie está íntimamente ligado al sistema de subsuelo. Comenzando con el tanque de fluido motriz, el cual suministra un volumen constante de fluido y proporciona además la altura*

de auccidn palra el segundo componente principal del sistema que e~ la unidad de bombeo de superficie (bomba y motor) que genera La suficiente fuerza hidráulica y consiste de: un motor primario, una bomba múltiple y los consiguientes dispositivos de seguridad.

Ek fluído dehcahgado y a alta presión pasa poh el múltiple (manifold) de control de fuerza en el cual be miden y se mantienen para cada pozo los regímenes de flujo y de presiones, ehte tercer componente permite controlar cada pozo desde un solo sitio.

En el control del cabezal del pozo el fluído se dirige hacia ka tubería de producción, baja por éste y acciona La unidad de phoduccidn de subsuelo situada en el fondo del pozo.

Resumiendo, el sistema de control de superficie consta de:

- Un tanque de fluído motriz
- Unidad superficial de potencia (bomba y motor)
- Líneas de conduccibn del fluído motriz
- Múltiple de control de fuerza
- Control en el cabezal de producción



#### IV.4.1. Tanque de fluido motriz. Fig. # 13

La finalidad principal del tanque es la de proveer suficiente y constante fluido motriz para ser usado en la operación del sistema. Previo al estudio del sistema de bombeo hidráulico a ser empleado, se requiere del análisis de la presencia de: gas, sólidos, materiales abrasivos, los cuales afectan de una manera seria la vida útil de la bomba de subsuelo; accesorios para desgaseificar el petróleo producido, son necesarios además.

Se podría considerar aquí que todo el equipo de tratamiento será satisfactoriamente diseñado si cumple con la condición de proveer un fluido motriz limpio y adecuado para lograr un trabajo que satisfaga los requerimientos de la compañía productora. El propósito básico del tanque es de remover partículas extrañas por separación gravitacional y/o asentamiento.

Debido a la diferencia de densidad de cada partícula, el asentamiento se llevará a cabo en un tiempo largo o corto; además influye el tipo y tamaño de las partículas y principalmente la viscosidad del fluido; de acuerdo a estas consideraciones es necesario poseer un tanque que

tenga un sistema casi automático de separación de las partículas.

En la figura # 13 se presenta un tanque que contiene estas especificaciones. Se recomienda usar el análisis típico que utiliza La Oilmaster para estudiar las propiedades del fluido motriz y que consiste en la determinación de los siguientes parámetros físicos:

- a) °API a 60°F
- b) **B.S.W.** (Sólidos y agua en porcentaje)
- c) Contenido **de** parafina en porcentaje
- d) Contenido **de** sal en lb/1000 Bbl. en p.p.m.
- e) Contenido de sulfuro de hierro en p.p.m.
- f) Cantidad total de sólidos en p.p.m.
- g) Estudio microscópico para identificar los sólidos según su tamaño.

Basados en este análisis se recomienda por experiencia, los valores máximos permisibles siguientes que requiere un fluido motriz para ser considerados como tal:

Máximo total **de** sólidos 20 p.p.m. (un solo tipo de sólidos).

Máximo contenido de sal 12 lbs/1000 Bbl de fluido

Tipo máximo de partículas      15 micras

El sistema de tratamiento completo de fluido motriz se ve en La Figura # 13, donde la altura del tanque de asentamiento es de 24" de tres anillos construidos de acero forjado; La altura del tanque de asentamiento provee en el diseño el suficiente empuje gravitacional para ser bombeado a los pozos por la unidad de superficie del fluido motriz.

Además de estas consideraciones habrá que tomar en cuenta los accesorios que para una buena Limpieza del fluido motriz son necesarios, los cuales podrían ser los siguientes:

IV.4.1.1. Desgasificador: es parte primordial del tanque de fluido motriz; su instalación y funcionamiento provee una limpieza total de fluido motriz de la parte correspondiente al gas producido, la separación es a la presión atmosférica. Si la separación en el desgasificador no es suficiente en el tanque de asentamiento, se puede ventear por gravedad la parte sobrante.

Se especifica a continuación varias de las condiciones necesarias para un buen funcionamiento del desgasifi

cador (utilizado para bombas Kobe tamaño 3).

- a. La altura del desgasificador podría ser cuatro pies más alto que la altura del tanque del fluido motriz.
- b. El ancho del desgasificador: tres pies de diámetro.
- c. La línea de venteo del gas tendría que ser conectada por la parte superior del tanque de asentamiento y el tanque de almacenamiento.
- d. la línea que conecta al desgasificador con el tanque de asentamiento, debería ser al menos de 4 pulgadas de diámetro.

IV.4.7.2. Difusor: su función es la de reducir la velocidad del fluido que entra haciendo que este se distribuya a lo largo de toda el área del fondo del tanque, esto permite que el fluido ascienda más lentamente. El tipo de difusor que se recomienda consiste de una plancha plana y redonda aproximadamente de  $1/2$  del diámetro del tanque con un borde de 4" el cual tiene 60° de ángulo desde el centro, de forma triangular y con aberturas que permiten un ajuste automático para las variantes cantidades de flujo; es esencial que deben ellos ser cortados a una profundidad uniforme para obtener una igual dis-

*tribución de flujo.*

IV.4.1.3. Tanque del tanque de almacenamiento (Stock Tank): La localización de este tanque y su correspondiente control de nivel del fluido motriz establecen el efectivo asentamiento en él. Se recomienda ubicar el tanque a seis pies del eapahcidoh. El control de nivel podría ser colocado a un mínimo de 18" de el tope del tanque de asentamiento. La extensión al tope del control de nivel es conectada a la línea de gas para asegurar un venteo más efectivo.

#### 4.2. UNIDAD SUPERFICIAL DE POTENCIA. Fig. # 14

*En otra de las partes principales del sistema de bombeo hidráulico que consiste en el trabajo en convertir la energía mecánica en potencia hidráulica; al tomar fluido matriz del tanque eleva la presión que será hequehida para operar La unidad hidráulica de subsuelo.*

*Lo que dicta el diseño específico para La apropiada selección de La bomba de superficie es el volumen a desplazarse y La presión de operación; late depende del peso de La columna de fluido a ser Levantada hacia superfi*

cie, de la relación de áreas motor-bomba (E/P) de la unidad de subsuelo g de la pérdida de presión en el sistema.

La tendencia actual es conseguir pequeñas relaciones de áreas bomba-motor a fin de obtener elevadas presiones de opehacibn. Otro de los factores que entra en el dise~~n~~o es la presión máxima yue la tubería puede soportar sin sufrir daño, esto nos dahd un mahgen de seguridad en la operación **de** bombeo.

Las eficiencias volumétricas en los cuales los he-querimientos de potencia y volumen son basados es con un 90% de eficiencia, peho para el propósito de la selección del equipo he ahume 50%, debido a que este valor cubre las pérdidas **en** la bomba superficial g las pérdidas en la unidad de subsuelo.

Cuando se necesita instalar varios pozos con el sis-tema de bombeo hidráulico, las bombas son colocadas en paralelo.

Así mihmo el caballaje requerido en establecido por La presión de operación, el volumen a ser desplazado **g** La eficiencia de la bomba superficial de potencia:

$$HHP = Q \times P \times 0.000017$$

HHP = Caballaje requerido

P = Presión de operación en lpc.

EL tipo de unidad que más se utiliza en el bombeo - hidráulico es la triplex, duplex, quintuplex, el tipo de unidad más usado se encuentra dentro del rango 1 a 125 HP.

Los tipos más comunes son 15 UP-60 HP, 125 HP

la figura # I4 muestra una bomba triplex con todos sus accesorios diseñada para un fácil funcionamiento. Esta bomba tiene rulimanes antifricción, armazón tratado a prueba de calor, motor a prueba de agua, caja de cambio helicóide, pistones intercambiables, lubricación a todos los rulimanes, varillas conectoras y también incluye una bomba Scavenyer, registrador de presión, válvula de seguridad todo esto montado íntegramente.

Las tablas # 4 y # 5 dan la capacidad y las características principales de las bombas tanto Kobe como Oilmaster.

#### IV.4.3. Líneas de conducciones del fluido motriz

la distribución de fluido motriz hacia los pozos individuales en un simple problema de tubería.

Los factores importantes a ser considerados son principalmente La localización conveniente de los controles del pozo y La inversión del capital. La fricción en las líneas usualmente no son factor importante en el diseño excepto cuando hay petróleo con 20°API o menos.

Es una buena práctica y usual conseguir velocidades a alta presión sobre los 3 pies/seg. en el cual la fricción no puede ser excesiva. Si un fluido motriz sobrecalentado es usada, las líneas de conducción hacia los pozos deben quedar aislados sin que esto sea usual, no ha sido encontrado económico.

Líneas enterradas son utilizadas para conseguir protección a los daños mecánicos y para conseguir aislamiento. En algunos casos protección catódica es usada.

Líneas para producción costa afuera (offshore), en lagos y riberas de ríos es necesario que se los proteja contra daños mecánicos y corrosión.

La longitud de las líneas es más un problema económico que pérdida de potencia. Donde las condiciones de instalación no son usuales, es más corriente hallar lí-



neas de conduccilin de longitud de 5.000 - 10.000 ft.

#### 7V.4.4. Múltiple de control de fuerza. Fig. # 15

Algunos modelos diferentes pueden ser conseguidos. Los tres elementos del sistema son la línea principal, un cabezalcontrol q líneas individualen a los pozos, esto puede ser diseñado para conbeguir los requerimientos del sitio de instalación.

EL sistema de control de fuerza controla la tasa y La dirección del movimiento de los flúidos a y desde La unidad de producción individual de subsuelo. Considerraremos el manifold de control, líneas de flúido motriz por aepahado.

De todas las partes **que** constituyen el sisteme de - BH, el manifold de control ofrece arreglos alternativos u opcionales para satisfacer los requerimientos del operador, el equipo logrará las seguridades normales y fle xibilidad para añadir más pozos para una operación conve niente.

Las básicas funciones del manifold son:

- a. Distribuir el flujo de fluido motriz de la unidad de potencia de superficie a cada pozo.
- b. Controlar la cantidad de fluido motriz para cada pozo con el fin de obtener la velocidad de operación deseada.
- c. Proveer un medio de medir el fluido motriz que va hacia cada unidad de producción de subsuelo.
- d. Proveer un medio de correr tapones solubles para controlar la parafina.
- e. Proveer una manera de contar la velocidad de bombeo para cada unidad de producción.
- f. Proveer un medio de medir la presión de operación requerida para cada pozo.
- g. Proveer un controlador de presión para desviar el exceso del fluido motriz.

En la figura # 75 se observa un múltiple de control de fuerza el cual por norma de seguridad se recomienda construirlo en un solo bloque soldado el cual no asegurará luego flexibilidad y fácil instalación.

En el múltiple de control de fuerza, hay dos controladores, uno del volumen y el otro de presión por ser de su

¿Cuál es la flexibilidad ad de un solo bloque soldado?

ma importancia he los describirá aquí:

Control de volumen (Fig. # 16) este mantiene una tasa de flujo seleccionado, además de mantenerlo constante a pesar de los cambios de presión; El controlador:

- Es diseñado para presiones de operación arriba de los 5.000 Lpc.
- Responde inmediatamente a los cambios de presión sin variación o pulsación.
- Permite una fácil y rápida selección de las tasas de flujo con un volante graduado en BPG.
- Es diseñado para un continuo servicio.
- Puede ser instalado en cualquier posición.

Control de presión (Fig. # 17) este mantiene una presión seleccionada a pesar de los cambios de volumen. El controlador:

- Es diseñado para mantener una contrapresión de 5.000 Rpc.
- Incorporado con una válvula piloto, sin requerir conexiones auxiliares.
- Permite una fácil y rápida selección de presión en una escala graduada en Lpc.

- Puede ser utilizado para una amplia variedad de líquidos.
- Puede ser instalada en cualquier posición.
- Diseñada para un servicio continuo.

#### IV.4.5. Control en el cabezal de producción. (Fig. # 18)

Para las instalaciones convencionales muy poco equipo se requiere en el cabezal del pozo, el equipo propio de suspensión es requerido para la sarta de producción y la válvula de 4 vías no es necesaria. En cambio en los sistemas de bombeo hidráulico con bomba libre, requiere control para el flujo de fluido motriz para la operación de recuperación de la bomba y otros accesorios por seguridad, máxima conveniencia y economía, un ensamblaje de control en el cabezal tal como una válvula de 4 vías es usado. El manejo apropiado de esta válvula permite la operación en las condiciones siguientes:

- a. Circular la bomba al pozo y ponerla a funcionar.
- b. Traer la bomba a superficie para mantenimiento.
- c. Desviar el fluido hasta que se recupere la bomba.

Algunas partes que podrían ser incluidas en el cabezal son:

1. Una válvula que opera fácilmente con sus arreglos **hed** pectivos para dirigir el flujo del fluido motriz.
2. Un ensamblaje capturador para la unidad de subsuelo. Para añadir seguridad, el ensamblaje capturador incluirá un indicador de presión, que muestra el **ahh**ibo de la bomba, y un aliviador externo para controlar la **p**osición de la bomba de subsuelo.
3. Una válvula automática de seguridad para proteger la sarta **de** producción de la presión excesiva durante la operación de sacar **&a** bomba.

## V. DISEÑO DE UN SISTEMA ABIERTO CON BOMBA LIBRE

*Un análisis cuidadoso de toda la información disponible relativa a la instalación es deheada, es decir que datos de campos y de oficina son necesarias para satisfacer los cálculos que aplicados propiamente, phavean al sistema hidráulico una eficiencia alta g un media económico bajo de levantamiento artificial.*

*De capital impahtancia han factores tales como la provisión de facilidades adecuadas paha asegurar un huministro constante de fluido motriz limpio g una selección correcta del sistema de subsuelo paha manejar eficientemente el gas, aceite y el agua producidos.*

*Factores que se tomarán en cuenta, serán las condiciones variables del paza en Lah características de operación del hihtema, es imperativo que cálculos acuhioboh sean hechos basados en el conocimiento razonable de Lo conocido g de lo estimado en cuanta ne refiere a las condiciones exactas del pozo.*

*Al hacer el diseño deberá ser tornado en consideración todo la anteriormente señalado en capítulos anterior*

res.

Se ha diseñado aplicando el sistema de fluido motriz abierto y con bomba libre de revestidor por existir mucha experiencia acumuladas al respecto capaz de indicarnos que aquel sistema funcionará adecuadamente en el pozo problema. Adicionalmente se ha diseñado el sistema de fluido motriz cerrado tipo paralelo libre.

Se acompaña el apéndice N° 2 que es una hoja de trabajo que utiliza La Oilmaster, en él calcula el volumen total de fluido a producir, densidad de dicho fluido, presión de operación, etc. En el cálculo del apéndice N° 1 se ha visto la necesidad de ser unificadas las hojas de trabajo de La Oilmaster y Kobe siguiendo un patrón común. Basados en las condiciones iniciales del pozo, es decir todos los datos recogidos del campo y oficina se ha calculado con la secuencia siguiente (los cálculos aparecen en el apéndice N° 1 y N° 2)

### 1. Nivel del fluido

- a) Con datos de presión estática  $P_e$ , producción deseada  $V_{pr}$  e índice de productividad  $ZP$ , se calcula la presión de fondo fluyente  $P_{wf}$ .

b) El peso de producción se calcula usando el gráfico N° 1 o La tabla N° 1.

## 2. Producción

a) Se ha aumido la profundidad de Ca bomba, considerando una distancia de La arena productora aproximadamente de 500 pies.

## 3. Selección de la bamba de subsuelo

a) Se adume 100% si es que todo el gas es venteado - poh el espacio anular. En nuestro caso, por exis- kin bajo relación gas-petróleo se calcula con FDE = 1.00 si no es el caso, calcular con el gráfico N° 2.

b) Asumiendo eficiencia volumétrica de La bomba de 85%, se calcula la **eficiencia** mínima de la bomba que es requerida para La producción deaeada.

c) Refiriéndonos a las tablas N° 2 y N° 3, de Kobe y Oilmaster buscaremos La bomba que se ajuste a las condicionea del problema.

d) Con las especificaciones propias de la unidad es cogida, se procede a seguir los cálculos.

## 4. Petróleo Motriz



- a) Una eficiencia volumétrica del motor de 90% puede ser asumida, determinando el volumen del fluido matriz requerido.
- b) Refiriéndonos al gráfico N° 1 o tabla N° 1 se calcula el peso del fluido matriz.

#### 5. Retorno de fluido

- a) El fluido que regresa a superficie, en este caso - por el espacio anular, es petróleo producido más petróleo matriz, siendo una mezcla, se calcula su peso promedio.
- b) Refiriéndonos a las tablas N° 7 de gravedad específica, promediamos las del fluido retornado a superficie.
- c) Por tabla N° 1 se saca ~~el~~ <sup>la</sup> °API del fluido retornado.
- d) Con la utilización del gráfico N° 1 a tabla N° 1, se obtiene a la profundidad de la bomba, el peso del fluido retornado.

#### 6. Pérdida de presión por fricción

##### A) Petróleo matriz

- a) Mediante la fórmula empírica  $(1/2 T_{sup} + 2/3 T_{dp})$ , calculamos la temperatura promedio del fluido mo-

triz Tapo.

- b) Refiriéndonos al gráfico N° 16 con Tapa q °API calculamos La viscosidad en SUS (SAYBOLT UNIVERSAL SECONDS)
- c) Un grupo de gráficos para distintos diámetros de tubería es utilizado aquí para calcular la pérdida de presión por fricción. El gráfico N° 9 con  $V_{po}$  q SUS.

#### B. Fluído retornado

- a) Un promedio de los fluídos tanto de producción como de petróleo motriz se requiere.
- b) Por la fórmula empírica  $(1/2 T_{prf} + 2/3 T_{aup})$  se obtiene  $T_{arf}$  temperatura promedio del fluído retornado.
- c) Refiriéndonos al gráfico N° 16 con  $T_{arf}$  q °API se calcula La viscosidad en SUS.
- d) La pérdida de presión por el espacio anular se puede calcular aproximadamente por el gráfico N° 13, aquí se ha estimado 0.5 lpc/Mft para esta pérdida.

#### 7. Presión de operación

##### a) Fluído retornado

Un sumatorio de las pérdidas de presión con el peso de la columna de fluído retornado es realizado aquí. Se ha estimado un valor de 150 lpc de pérdida de presión

por las conexiones de superficie.

La relación bomba-motor P/E es especificada en las tablas N° 2 y N° 3 tanto para el cálculo con la bomba seleccionada Oilmaster como Kobe.

- b) Restamos del peso de la columna de fluido motriz la pérdida de presión en el eductor.
- c) Cálculo de presión de operación.

#### 8. Potencia hequehida

- a) Según la fórmula  $HHP = V_{pox} P \times 0.000017$  se calcula la potencia de salida.
- b) Asumimos una eficiencia volumétrica de la bomba del 90% para calcular la potencia de entrada.

## VI. ASPECTOS ECONOMICOS

*EL método por Bombeo Hidráulico ha experimentado transición a un grado tal que el rango de aplicaciones ha hido sustancialmente incrementados.*

*Al considerar el aspecto económico habrá que tomar en cuenta La tasa de desplazamiento y La profundidad de levantamiento del sistema.*

*Estudios realizados considerando estos factores y comparando con los tradicionales sistema de levantamiento artificial ha llegado a La conclusión de que para pozos phafundos hoy en día los más numerosos, el bombeo hidráulico en cuanto a costo tiene los valores más bajos, hedundando en economías las instalaciones, además de poseer una eficiencia operacional cual es la de utilizar el mismo equipo de producción para pozos profundos y semiprofundos.*

*Costos de instalación y costos de operación aan mostrados en La tabla N° 6 los costos fueron basados en 4 pazos, con instalación de revestidor libre y no incluye el costo de tubería. Los costos son moderados particularmente en aquellas instalaciones asociadas con grandes profundidades de levantamiento.*

Eficiencia alta en los bombeos hidráulicos permiten a los productores usar este sistema al saber que sus costos de operación son bajos.

Cuando se hace el análisis económico de una instalación, luego de la determinación del sistema más conveniente, hay que considerar cual es el costo de inversión y el costo de operación, particularmente referido al sistema de fluido motriz cerrado para capacidad de levantamiento mayor de 400BPD se puede ahorrar de 1000-2000\$/pozo y los costos de operación podrían ser reducidos en 100\$/mes, observando así que un sistema cerrado es más económico - que un sistema abierto debido a que, los gastos causados por las facilidades de tratamiento son eliminados.

Desde el punto de vista de seguridad industrial, (fuego, etc.) un sistema de fluido motriz con agua g cerrado puede ser más económico en lugares inhabitados.

Para facilidad de cálculo de costos de Cob equipos, se resumen a continuación los gastos que podrían incurrir en la instalación:

- A. Unidad de subsuelo:
  - Bomba de Subsuelo

*Válvula de pie*

*Asiento de bomba*

B. *Instalación de Superficie:*

*. Cabezal hidráulico y sus accesorios*

*Múltiple de producción con válvula automática 4 vías, válvula de "By-Pass" y medidor de flujo.*

C. *Unidades de Potencia:*

*Bomba de superficie*

*Motor con sus accesorios*

*Babe transportable para el motor y La bomba*

*En cuanto a los gastos por concepto de reacondicionamiento del pozo serán tomados en cuenta los siguientes:*

A. *Servicios contratados:*

*Taladro mudanza*

*Tiempo del taladro*

*Equipo de guaya fina y peaca*

*Transporte*

8. *Equipos y materiales:*

*Empacaduras*

*Camiaaa, tubos, niples*

*Niples de seguridad, sellos, reducciones*

## VII. APLICACIONES

En esta parte del trabajo se resumen algunas de las principales aplicaciones de bombeo hidráulico que se derivan de la combinación de diversos tipos de instalaciones cuando se tienen una o dos zonas productoras que den diversas clases de fluido.

Esta combinación ha traído como consecuencia que a la mayoría de las instalaciones donde se procesa crudo pesado se aplique más a menudo, esto visto desde el punto de vista práctico y económico.

A continuación se detalla las combinaciones más usuales en campos de procesamiento de crudo pesado.

### VII.1. INSTALACIONES SENCILLAS

#### VII.1.1. Bombas fijas

Este tipo de instalación es aplicado a formaciones de espesor grande y donde el PI es bueno.

La bomba fija podría ser de 2 1/2", 3", 4". Ver Fig. #19.

#### VII.1.2. Bombas libres

Este es el tipo de instalaciones que más frecuente se utiliza, debido a que las bombas se instalan o se recuperan sin necesidad de taladro de reparación. Con bombas de esta clase se pueden producir crudos pesados en tasas de hasta 900 barriles por día. Ver Fig. # 20.

## VII.2. INSTALACIONES DOBLES

Estos tipos de instalaciones no son más que combinaciones de las bombas hidráulicas fija y libre utilizados en zona de flujo natural o zona con gas lift, donde han dado magníficos resultados.

V77.2.7. Bomba hidráulica insertable fija con zona de flujo natural en el espacio anular.

La bomba insertable fija produce por el espacio anular de su propia tubería y la zona de flujo natural por el espacio anular entre instalación hidráulica y el revestidor de producción.

Es aplicable esta instalación en pozos con tuberías de revestimiento de poco diámetro. Ver Fig. # 21.

V77.2.2. Bomba hidráulica fija o libre con zona de flujo natural  
Se usa en forma eficiente la bomba libre donde no es ne-



cesario la separación del gas de formación, y la bomba fija donde se dehen producciones elevadas y donde las producciones de gas son bajas. Ver Figs. # 22 y # 23.

### VII.2.3. Bombas hidráulicas libres y paralelas

Este tipo de instalaciones permite la producción de dos zonas de petróleo pasado por tuberías del mismo diámetro y paralelas. Ver Fig. # 24.

### V17.2.4. Bomba hidráulica fija y libre

Este tipo de instalación se aplica en pozos donde la producción de una zona es pobre y la otra es mejor - debido a un buen índice de productividad.

La zona más productiva puede producirse con la bomba fija y la otra zona con la bomba libre. Ver Fig. #25.

### V77.2.5. Bomba hidráulica insertable y bomba fija

Su instalación es recomendada cuando la producción de dos zonas no se dehea que se mezclen. Ver Fig. # 26.

### V17.2.6. Bomba hidráulica insertable fija y equipo de gas lift

Es aplicado este tipo de instalación en zonas que ten-

gan una región de petróleo liviano con bajo índice de productividad. Fig. # 27.



BIBLIOTECA

## VIII. CONCLUSIONES

*De acuerdo a lo expuesto anteriormente se puede concluir lo siguiente:*

- 1. Con las características del sistema de bomba hidráulico.*
- 2. El método de bombeo hidráulico es un método práctico y más económico que el bombeo mecánico.*
- 3. Cualquier número de pozos puede ponerse en funcionamiento desde una estación central o satélite.*
- 4. La bomba puede ser instalada lo más cerca posible del intervalo productor.*
- 5. Se puede producir una zona poco productiva de petróleo pesado en un pozo con completación doble.*
- 6. Es el único método práctico y económico de producir petróleo pesado desde un pozo con tubería de revestimiento de 5 1/2".*
- 7. No se recomienda para pozos con producción alta de barro y gas.*

## IX. RECOMENDACIONES

*Tratando de lograr una mayor productividad del pozo en consideración q siendo más bien, un pozo con características de ubicacido bastante particular se podría recomendar lo siguiente:*

- 1. Probar en el pozo el sistema de bombeo hidráulico, luego de haberlo acondicionado (Ver diagrama de La completación antes y después).*
- 2. De acuerdo a los parámetros que se podrían sacar de esta prueba piloto, recomendar si es o no necesario - colocar en producción al resto de pozos de esa zona - que produciría el mismo tipo de crudo pesado.*
- 3. Puesto en operación el sistema, se hace necesario probar la alternativa de usar el sistema de acondicionamiento de fluido motriz Solounit o unidraulico.*
- 4. Los equipos que serán utilizados para poner en funcionamiento al sistema deberán ser aprobados luego que - el análisis económico se haya efectuado.*

APENDICES

## APENDICE N° I

### CALCULOS DE PRODUCCION, PRESIONES DE OPERACION Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO SELECCIONADO

#### A. DATOS REQUERIDOS

<i>Producción debeada</i>	= 400 BPD
<i>Presión Estática del Yacimiento</i>	= 5596 Lpc
<i>Indice de Productividad</i>	= 0.22 BPD/lpc
<i>Profundidad del Yacimiento</i>	= 9756 ft.
<i>Gravedad del petróleo producido</i>	= <b>14.5° API</b>
<i>Relación gas-petróleo producido</i>	= 47 PCN/BN
<i>Porcentaje de agua del petróleo Producido</i>	= 0.0%
<i>Gravedad del Petróleo motriz</i>	= <b>21° API</b>
<i>Porcentaje de agua del petróleo Motriz</i>	= 0.0%
<i>Temperatura del Yacimiento</i>	= 226°F
<i>Diámetro Eductor</i>	= 2"
<i>Diámetro y Peso del Revestidor</i>	= 7" y 32 lb/pie
<i>Profundidad de anentamiento de la bomba de subsuelo</i>	= 9500 pies
<i>Temperatura en la superficie</i>	= 95°F
<i>Temperatura del petróleo retorna do a la superficie</i>	= 95°F

Temperatura del petróleo motriz  
 en la bomba de subsuelo = 226°F  
 Temperatura del petróleo motriz  
 en la superficie. = 95°F  
 Presión de trabajo de las tuberías  
 de petróleo motriz y Producción.  
 = 3000 lpc

## B. CALCULOS PARA SELECCIONAR LOS EQUIPOS OILMASTER

### 1. Nivel de fluido

a) Presión de fondo fluyendo :  $P_{wf}$

Presión estática del yacimiento :  $P_e$  5596 lpc.

$\frac{\text{Producción deheada } V_{pr} \text{ 400 BPD}}{\text{Indice de productividad PI 0.22 BPD/lpc}} = P_{wf} \text{ 3773 lpc.}$

Indice de productividad PI 0.22 BPD/lpc

b) Nivel de fluido desde La superficie: FL

$\frac{\text{Presión de Fanda fluyendo } P_{wf} \text{ 3773 lpc}}{\text{Gradiente de presión: GP 418 lpc(M')} \text{ (tabla N}^\circ\text{1)}} = 9003 \text{ pie}$

Profundidad del Yacimiento 9758 ft - 9003 ft = FL 755 ft

### 2. Producción

a) Peso de La columna de petróleo producido:  $H_{pr}$ .

Peso de petróleo producido:  $W_{pr}$  418 lpc/M' (Tabla N°1)

X Profundidad de la Bomba 9,5 M' =  $H_{pr}$  3971 lpc

b) Presión de Fanda de Bombeo: PBHP

Peso de Petróleo producido:  $W_{pr}$  418 lpc/M' (tabla N° 1)

X profundidad de sub-mergencia 8,745 M' = PBHP 3655 lpc.

## 3. Selección de La bomba de subsuelo

a) Eficiencia de desplazamiento del fluido: FDE 100%  
(EL Gráfico N° 2).

b) Desplazamiento Mínimo de La Bomba, requerido para  
La producción deseada:  $V_{pr}$ .

$$\frac{\text{Producción deseada} : V_{pr} \ 400 \ \text{BPD}}{\text{Eficiencia Volumétrica de la Bomba } 0.85 \%} \times$$

$$\text{Eficiencia de desplazamiento de Fluido: FDE } 1.00\% = 470 \ \text{BPD}$$

c) Selección Tentativa de la Unidad (Tabla N° 2) FEB  
•201616

d) Velocidad de Bombeo:

$$\frac{\text{Desplazamiento Mínimo de la Bomba } 470 \ \text{BPD}}{\text{Desplazamiento de la Bomba } 4.49 \ \text{BPD/SPM}} = 50 \ \text{SPM}$$

9.4. Tabla 2

## 4. Petróleo Motriz

a) Volumen de petróleo Motriz requerido:  $V_{po}$

$$\frac{\text{Desplazamiento del Motor } 9.4 \ \text{BPD/SPM} \times 50 \ \text{SPM}}{\text{Eficiencia volumétrica del Motor } 0.9 \%} = V_{po} \ 522 \ \text{BPD}$$

b) Peso de la columna de petróleo Motriz:  $H_{po}$

$$\text{Peso del Petróleo Motriz: } W_{po} \ 402 \ \text{Lpc/M}' \times \text{Profundidad de La bomba } 9.5 \ \text{M}' = H_{po} \ 3819 \ \text{Lpc.}$$

## 5. Retorno de fluido

a) Volumen de Fluido Retornado:  $V_{rf}$



Volumen de Producción deseada:  $V_{pr}$  400 BPD + Volumen de Petróleo Motriz:  $V_{pm}$  522 BPD =  $V_{rf}$  922 BPD

b) Gravedad específica del Petróleo Retornado =

(Volumen de petróleo Motriz:  $V_{pm}$  522 BPD X Gravedad Específica del Petróleo Motriz 0.928) + (Volumen del Petróleo Producido:  $V_{pn}$  400 BPD X Gravedad Específica del Petróleo Producido 0.966)  $\div$  Volumen del Fluido Retornado:  $V_{rf}$  922 BPD = 0.944.

c) Gravedad °API del Fluido Retornado: 18.4°API (tabla N°1)

d) Peso de la Columna de fluido Retornado:  $H_{rf}$  =

Peso del Fluido Retornado  $W_{rf}$  408.8 Lpc/M' (Tabla N°1)  
X Profundidad de la Bomba 9.5 M' =  $H_{rf}$  3884 lpc. ✓

## 6. Pérdida de Presión por fricción

### A. Petróleo Motriz

a) Temperatura promedio del petróleo Motriz: Tapa

1/2 temperatura en La superficie 95°F +  $\frac{2}{3}$  Temperatura en La profundidad de La Bomba:  $T_{dp}$  226°F = Tapa 198.5°F

b) Viscosidad en segundos Saybolt Universal = 64 SUS (Gráfico N° 16).

c) Pérdida de Presión a través del eductor:  $L_{po}$  =

Factor de pérdida de presión (Gráfico N° 8) 4.7 Lpc/M'  
X Profundidad de la Bomba 9.5 M' =  $L_{pc}$  38.95 Lpc

### B. Fluido Retornado

a) Temperatura del Fluido Retornado a la Profundidad de la Bamba:  $T_{prf} =$

(Volumen del Petróleo Motriz:  $V_{po}$  522 BPD X Temperatura del Petróleo Motriz a Profundidad de La Bomba:  $T_{apo}$  198.5°F) + (Volumen de Petróleo Pnoducido:  $V_{pr}$  226 BPD X Temperatura del Petróleo Producido:  $T_{pr}$  226°F) ÷ Volumen de Petróleo Retornado:  $V_{rf}$  922 BPD =  $T_{brf}$  210°F.

b) Temperatura Promedio del Fluido Retornado:  $T_{arf} =$

$1/2 T_{prf}$  210°F +  $2/3$  Temperatura del fluido Retornado en la Superficie:  $T_{brf}$  95°F =  $T_{arf}$  168.3°F

c) Viscosidad en Segundos Saybolt Universal 140 SUS (Gráfico N° 16)

d) Pérdida de Presión a través del anular:  $L_{rf} =$

Factor de pérdida de presión 0.5 lpc/M' X Profundidad de la Bomba 9.5 M' =  $L_{rf}$  4.75 Lpc.

Si esto ya es conocido, para a) b) y c) ?

## 7. Presión de Operación

a) Fluido Retornado

Peso de la columna de fluido Retornado:  $H_{rf}$  3884 Lpc + Pérdida de presión por fricción del fluido retornado en el anular  $L_{rf}$  4.75, + Pérdida de presión en La tubería de producción, separador, etc  $P_{fl}$  150 Lpc.

(Aaumida) = Total 4039 Lpc x (1+P/E) 2.00 = A 8078 Lpc.

$$PBHP \ 3655 \ Lpc \ X \ (P/E) \ 1.00 = B \ 3655 \ Lpc.$$

$$Presión \ Efectiva \ de \ Levantamiento = A - B = C \ 4423 \ Lpc.$$

b) *Peao efectivo de la columna de petróleo Motriz*

$$Peso \ de \ La \ columna \ de \ petróleo \ Motriz \ Hpa \ 3819 \ Lpc -$$

$$Pérdida \ por \ fricción \ en \ el \ eductor \ Lpa \ 39 \ Lpc: \ Total$$

$$D = 3780 \ Lpc.$$

$$c) \ Presión \ de \ operación = C - D - P \ 643 \ Lpc.$$

#### 8. *Paltencia requerida*

a) *Poltencia de salida HHP =*

$$Volumen \ de \ Petróleo \ Motriz \ requerido: \ Vpa \ 522 \ BPD \ X \ Presión \ de \ Operación \ (P) \ 643 \ Lpc \ X \ 0.000077 = HHP \ 5.71.$$

b) *Potencia de Entrada: HP =*

$$\frac{Potencia \ requerida \ a \ la \ salida \ de \ la \ Bomba \ 5.71 \ HHP}{Eficiencia \ Volumétrica \ 0.9} = 6.34 \ HP$$

#### 9. *Resumen*

$$Producción \ de \ a \ e \ a \ d \ a \ = \ 400 \ BPP$$

$$Petróleo \ Motriz \ Requerido \ = \ 522 \ BPD$$

$$Fluido \ Retornado \ = \ 922 \ BPP$$

$$Presión \ de \ Operación \ = \ 643 \ Lpc$$

$$Paltencia \ a \ La \ salida \ de \ La \ Bomba \ = \ 5.71 \ HHP$$

$$Poltencia \ a \ la \ entrada \ de \ La \ Bamba \ = \ 6.34 \ HP$$

#### 10. *Selección del equipo*

$$Bamba \ de \ Subsuelo \ FEB \ 201616$$

Bomba de Superficie J30-PO-Triplex

CALCULO PARA SELECCIONAR LOS EQUIPOS KOBE

1. Nivel de Fluído

a) Presión de fondo fluyendo:  $P_{wf}$

Presión estática del Yacimiento:  $P_e$  5596 lpc.

Producción deseada:  $V_{pr}$  400 BPD  
 Índice de Pnductividad:  $PI$  0.22 BPD/lpc  

$$\frac{V_{pr}}{PI} = P_{wf} \text{ 3773 lpc}$$

b) Nivel de Fluído desde La superficie:  $FL$

Presión de Fondo fluyendo:  $P_{wf}$  3773 lpc - 9002 pie  
 Gnadiente de Presión:  $GP$  418 lpc/M' (tabla N°1)

Profundidad del Yacimiento: 9758 pie - 9002 pie =  $FL$  756 pie

2. Producción

a) Peso de La cotumna de Petróleo Producido:  $H_{pr}$

Peso de petróleo Pnducido:  $W_{pr}$  418 lpc/M' (Tabla N°1).

X Profundidad de la Bomba 9.5 M' =  $H_{pr}$  3971 Rpc.

b) Presión de Fondo Bombeo:  $P_{BHP}$

Peso de Petróleo Pnducido:  $W_{pr}$  418 lpc/M' (Tabla N°1)

X Profundidad de Sub-Mergencia 8 745 M' =  $P_{BHP}$  3655 Lpc.

3. Selección de La Bomba de Subsuelo

a) Eficiencia de desplazamiento del Fluído: (FDE) 100%  
 (Gráfico N°2)

b) Desplazamiento, Mínimo de La Bomba, Requerido para la Producción deseada:  $V_{pr}$ .

$$\frac{\text{Producción deseada: } V_{pr} \quad 400 \text{ BPD}}{\text{Eficiencia Volumétrica de La Bomba } 0.65}$$

$$\times (\text{Eficiencia de desplazamiento de Fluido: FDE } 1.00) = 471 \text{ BPD}$$

c) Selección Tentativa de la Unidad  $D2 \times 1^{1/16} \times 1^{3/8} \times 1^{3/6}$ .

d) Velocidad de Bombeo

$$\frac{\text{Desplazamiento Mínimo de La Bomba } 471 \text{ BPD}}{\text{Desplazamiento de La Bomba } 4.60 \text{ BPD/SPM}} \times 102 \text{ SPM}$$

#### 4. Petróleo Motriz

a) Volumen de Petróleo Motriz Requerido:  $V_{po} =$

$$\frac{\text{Desplazamiento del Motor } 7.9 \text{ BPD/SPM} \times 102 \text{ SPM}}{\text{Eficiencia Volumétrica del Motor } 0.90\%} = V_{po} \quad 895 \text{ BPD}$$

b) Peso de la columna de petróleo Motriz (H<sub>po</sub>) =

$$\text{Peso del petróleo Motriz: } W_{po} \quad 402 \text{ lpc/M'} \times \text{Profundidad de La Bomba } 9.5 \text{ M'} = H_{po} \quad 3619 \text{ Lpc.}$$

#### 5. Retorno de Fluido

a) Volumen de fluido Retornado:  $V_{rf} =$

$$\text{Volumen de Producción deseada: } V_{pr} \quad 400 \text{ BPD} + \text{Volumen de Petróleo Motriz: } V_{po} \quad 695 \text{ BPD} = V_{rf} \quad 1295 \text{ BPD.}$$

b) Gravedad específica del Petróleo Retornado =

(Volumen de Petróleo Motriz Vpo 885 BPD X Gravedad Específica 0.9279) + (Volumen de petróleo producida 400 BPD X Gravedad específica del Petróleo - producido 0.9659 ÷ Volumen de Petróleo Retornado Vrf 1295 BPD = 0.940.

c) Gravedad "API del Fluído Retornado = 19°API (tabla N° 1)

d) Peso de La columna de fluído Retornado: Hrf =  
Peso del Fluído Retornado: Wrf 407.2 Lpc/M' (tabla N° 1) X Profundidad de La Bamba 9.5 M' = Hrf 3868 lpc.

## 6. Pérdida de Presión por Fricción

### A. Petróleo Motriz

a) Temperatura Promedio del Petróleo Motriz: Tapo =  
1/2 Temperatura en La superficie: 95°F + 2/3 Temperatura en La Profundidad de Ca Bamba 226°F =  
Tapo 198.5°F.

b) Viscosidad en Segundo Saybolt Universal 64 SUS  
(Gráfico N° 16)

c) Pérdida de Presión a través del eductor: Lpo =  
Factor de pérdida de presión (Gráfico N° 8) 11 lpc/M'  
X Profundidad de la Bamba 9.5 M' = Lpo 95 lpc.

### B. Fluído Retornado

a) Temperatura del fluído Retornado a La profundidad

de la bomba  $T_{prf} =$

(Volumen de Petróleo Motriz:  $V_{po}$  695 BPD X Temperatura del Petróleo Motriz Profundidad de La Bomba: Tapo  $198.5^{\circ}F$ ) + (Volumen de Petróleo Producido:  $V_{pr}$  400 BPD X Temperatura del Petróleo Producido  $226^{\circ}F$ )  $\div$  Volumen de Petróleo Retornado:  $V_{rf}$  1295 BPD =  $T_{prf}$   $207^{\circ}F$ .

b) Temperatura Promedio del Fluído Retornado  $T_{arf} =$   
 $1/2 T_{prf}$   $207^{\circ}F$  +  $2/3$  Temperatura del fluído retornado, en la superficie  $95^{\circ}F$  =  $T_{arf}$   $167^{\circ}F$ .

c) Viscosidad en Segundos Saybolt Universal 120 SUS (Gráfico N° 16).

d) Pérdida de Presión a través del anular:  $L_{rf} =$   
 Factor de pérdida de presión  $0.5$  lpc/M' X Profundidad de la Bomba  $9.5$  M' =  $L_{rf}$   $4.75$  lpc.

## 7. Presión de operación

a) Fluído Retornado

Peso de la columna del fluído Retornado  $H_{rf}$   $3868$  lpc + Pérdida de presión por fricción del fluído retornado en el anular  $L_{rf}$   $4.75$  lpc + Pérdida de Presión, en La tubería de producción-separador, etc.  $P_{fl}$   $150$  lpc. (Asumida) =

Total  $4023$  lpc X (1 + P/E)  $1.566$  = A  $6360$  lpc.

*Handwritten notes:*  
 Se debe considerar la pérdida de presión en el anular?  
 a) b) y c) ?  
 De donde salió 0.5 ?

$$PBHP \ 3655 \times (P/E) \ 0.586 = B \ 2142 \text{ Lpc.}$$

$$\text{Presión Efectiva de levantamiento} = A - B = C \ 4236 \text{ fpc.}$$

b) *Peso Efectivo de La columna de Petróleo Motriz*

$$\text{Peso de la columna de petróleo Motriz} \ Hpo \ 3819 \text{ Lpc.} -$$

$$\text{Pérdida de Fricción en el eductor} \ Lpo \ 9.5 \text{ lpc.}$$

$$\text{Total, } D = 3724 \text{ Lpc.}$$

$$c) \text{ Presión de Operación} = C - D = P \ 514 \text{ Lpc.}$$

8. *Potencia requerida*

$$a) \text{ Potencia de salida (HHP)} = \text{Volumen de petróleo Motriz requerido } Vp \ 895 \text{ BPV} \times \text{Presión de Operación}$$

$$(P) \ 514 \text{ Lpc} \times 0.000017 = 7.62 \text{ HHP.} \rightarrow \text{Este es el fluido de pet. motriz por$$

$$b) \text{ Potencia de Entrada (HP)} =$$

$$\frac{\text{Potencia requerida a La salida de la Bomba } 7.82 \text{ HHP}}{\text{Eficiencia Volumétrica } 0.9} = 8.68 \text{ HP}$$

$$\text{Eficiencia Volumétrica } 0.9$$

9. *Resumen*

$$\text{Producción deheada} = 400 \text{ BPD}$$

$$\text{Petróleo Motriz Requerido} = 895 \text{ BPD}$$

$$\text{Fluido Retofinado} = 1295 \text{ BPD}$$

$$\text{Presión de Operación} = 514 \text{ lpc}$$

$$\text{Potencia a la salida de La}$$

$$\text{Bomba} = 7.82 \text{ HHP}$$



*Potencia a La entrada de la Bomba ■ 8.68 HP*

10. Selección de Equipo

*Bomba de Subsuelo D2 x 1 3/16 x 1 3/8 x 1 3/8*

*Bomba de superficie Tamaño 3*

## APENDICE N° II

### SZSTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO FLUIDO MOTRIZ CERRADO CPO

#### Cálculo de Producción y Presión de Operación

Compañía ESPOL Campo Guayaquil Pozo N° 2

Tipo de instalación Paralelo libre. Profundidad de la Bomba 4200'. Nivel del fluido 200' a ser bombeada.

Tubería del Sintema CPO:

Tubería del fluido motriz 2"

Tubería del fluido retornado 1"

Tubería del Retorno de La producción 1"

GOR 7700 SCF/Bbl. EL gas ea venteado Sí Temperatura de fondo del pozo 158°F.

#### 1. Producción

Producción bruta deneada, Wpr 500 BPD. Ghavedad del petróleo 15 °API.

Porcentaje de Agua 0.0%.

A. Peao de La producción: Wpr 418 lpc/M' (Ver carta de conversión de SG - °API).

B. Peso de La columna de Producción: Wpr 418 lpc/M' X Profundidad de La bomba 4.200 M' = ffpn 1756 Lpc.

C. Presión de bombeo en el fondo: Wpr 418 lpc/M' X Profundidad de la bomba (sumergida 4.000 M' = PBHP 1672 lpc.

## 2. Selección de La Bomba

A. Eficiencia de desplazamiento de fluido, FUE 100%  
(use 100% si gas en venteado, si no lo es, encontrar el valor de la carta de eficiencia volumétrica).

8. Desplazamiento mínimo de La bomba requerida para producir  $V_{pr}$ :

$$\text{Desp. M\u00edn. de la bomba} = \frac{V_{pr} \cdot 500 \text{ BPD}}{\text{V.E. de la bomba } 85\% \times \text{FUE } 1.00} = 588 \text{ BPD}$$

C. Selección tentativa de la unidad VFR 201616

D. Velocidad de bombeo:  $\frac{\text{Despl. M\u00edn. de la bomba } 588 \text{ BPD}}{\text{Despl. de La bomba } 4A9 \text{ BPD/SPM}} = 131 \text{ SPM}$

## 3. Fluido Motriz

A. Volumen requerido de fluido Motriz:

$$\frac{\text{Desplazamiento del Motor } 4.24 \text{ BPD/SMP} \times 131 \text{ SPM}}{\text{V.E. del Motor } 0.90\%} = V_{po} 617 \text{ BPD}$$

B. Ghavedad del fluido Motriz 30° API

Peso del fluido Motriz:  $W_{po} 380 \text{ lpc/M'}$

C. Peso de la columna del Fluido Motriz:

$W_{po} 380 \text{ lpc/M'} \times \text{Profundidad de la Bomba } 4.2 \text{ M'} = H_{po} 1596 \text{ lpc.}$

4. Pérdida de presión por Fricción. Sistema de fluido Motriz Cehhado.

A. Fluido Motriz Entrando:  $V_{po} 617 \text{ BPD}$  a 68 Viscosidad



SUS. A través 2" = Pérdida de 5.6 lpc/M' x Profundidad de la bamba 4.2 M'

8. Retorno del Fluído Motriz: Vpo 617 a 68 Viscosidad SUS.  
A través 1" = Pérdida de 115 lpc/M' x Profundidad de la Bamba 4.2 M'.

C. Retorno de la Producción: Vpr 500 BPD a 700 Viscosidad SUS.  
A través 1" = Pérdida de 480 lpc/M' x Profundidad de la Bamba 4.2 M' = Lpr 2016 lpc.

5. Presión de Operación en el cabezal.

Levantamiento del Fluído Motriz Retornado

Hpo 1596 lpc. Peso de la columna de Fluído Motriz, 3C.

+Lpor 483 lpc. Pérdida de Presión por fricción del Fluído Motriz, 48.

+ Prl 50 lpc. Contrapresión de las líneas de flujo Aproximado.

Total 2129 lpc x Y 1.00 = A 2129 lpc

Levantamiento de Ca Producción Retornada

Hpr 1756 lpc, Peso de La columna de producción, 1B

+Lpr 2016 lpc, Pérdida de Presión de La Producción Retornada 4C.

+Pfl 50 lpc, Contrapresión en las líneas de flujo Aproximada.

*total 3822 lpc x z 0.76 = B 2905 Lpc*

*Levantamiento Bruto = A + B = GL 5034 Lpc*

*Levantamiento Neto Efectivo*

*GL 5034 lpc.*

*-PBHP 1672 lpc. Presión de fondo de Bombeo 1C*

*Total 3362 Lpc x P/E 1.32 = C 4436 lpc.*

*\* Peso efectivo de La columna suplidora de fluído Motriz*

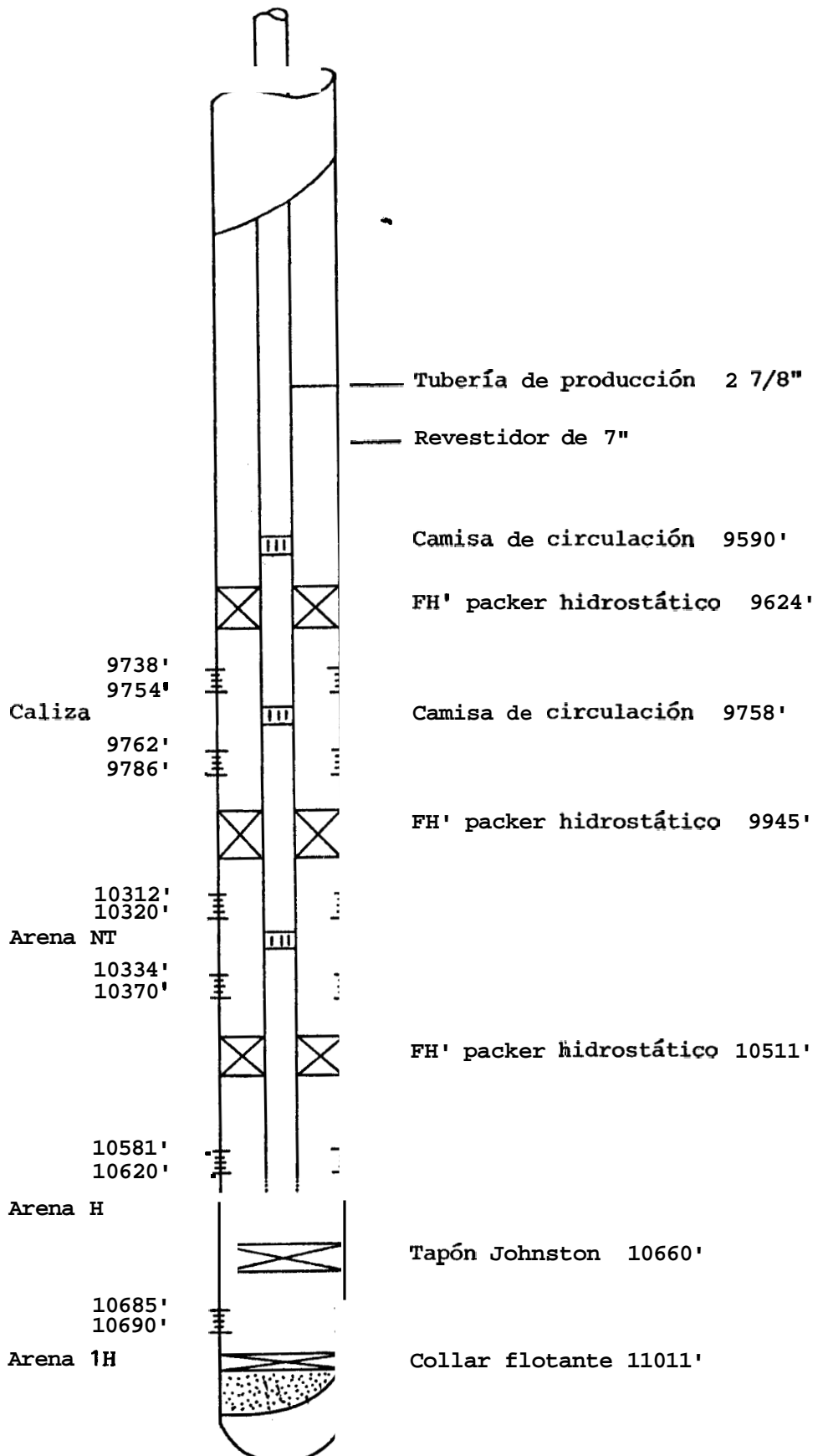
*Hpo 1596 Lpc, Peso de La columna de fluído Motriz, 3C.*

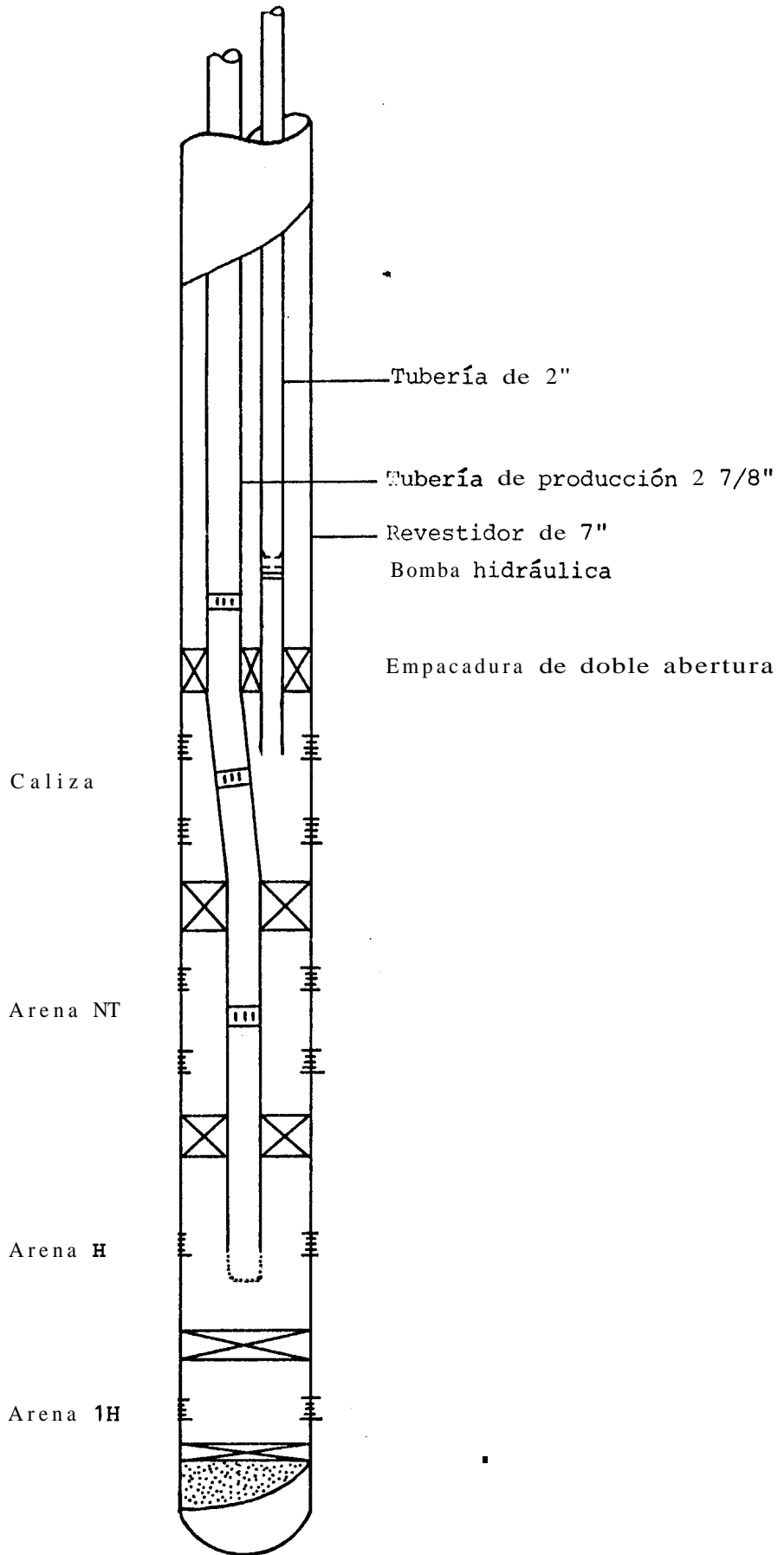
*-Lpo 24 Lpc, Fricción en La tubería de Fluído Motriz, 4A.*

*Total 15 lpc. D = 1573 Lpc*

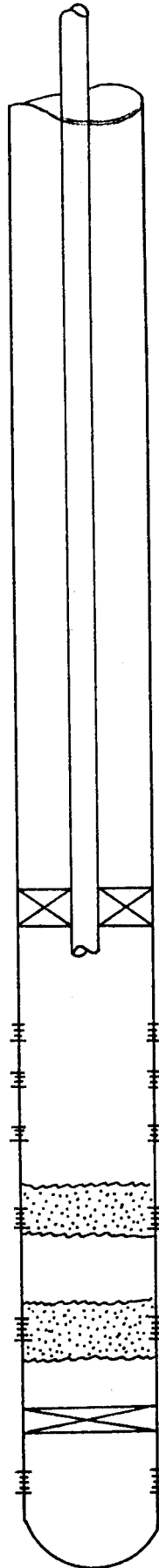
*Presión de operación en el cabezal = C-D = P 2666 Lpc.*

D I A G R A M A S









3 1/2 EUE 9.3N-80

7"26 lb/ft N-80

**Empacadura hidráulica Baker S-2**  
4333'

**Arena A** 4396' - 4403'

**Arena B** 4415' - 4450'

**Arena C** 4456' - 4464'

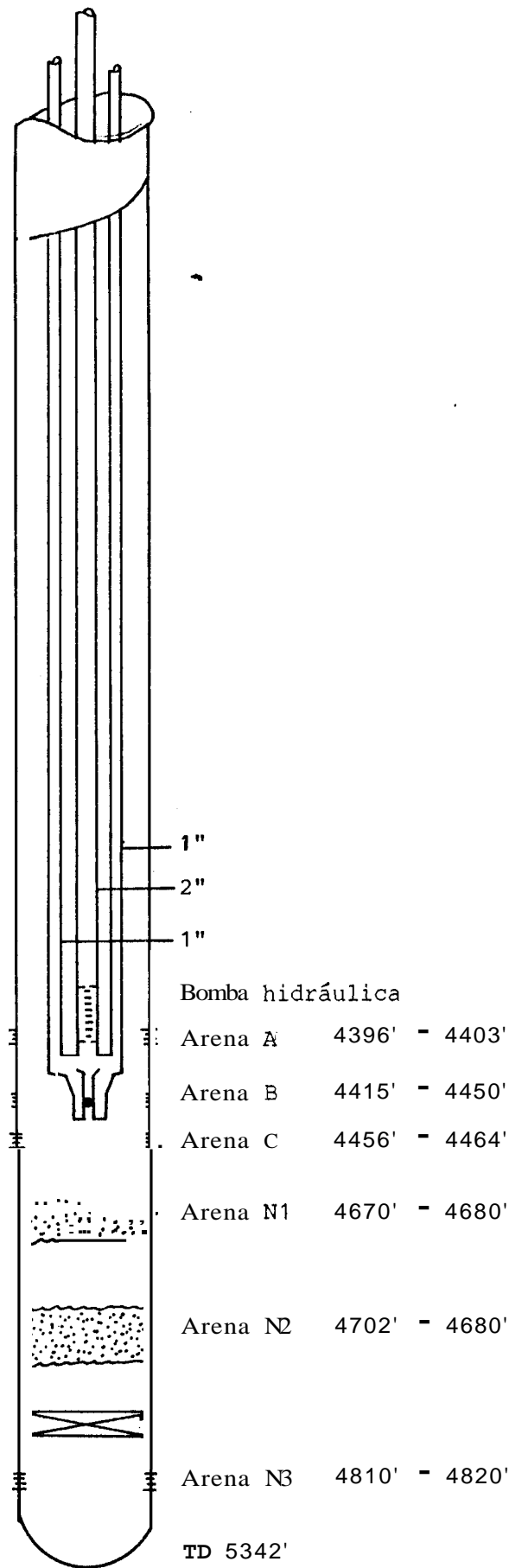
**Arena N1** 4670' - 4680'

**Arena N2** 4702' - 4714'

**Arena N3** 4810' - 4820'

TD 5342'

DESPUES DE LA REPARACION



T A B L A S

TABLA N° 1.- GRAVEDAD ESPECIFICA Y PESO DE LA COLUMNA DE FLUIDO

1ª columna: °API a 60°F.  
 2ª columna: Peso de la columna lpc/plc

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 0000	9993	9986	9979	9972	9965	9958	9951	9944	9937
4331	4328	4325	4322	4319	4316	4313	4310	4307	4304
8930	8924	8918	8912	8907	8901	8896	8891	8886	8880
1301	1298	1295	1292	1289	1286	1283	1280	1277	1274
1701	1698	1695	1692	1689	1686	1683	1680	1677	1674
2101	2098	2095	2092	2089	2086	2083	2080	2077	2074
2501	2498	2495	2492	2489	2486	2483	2480	2477	2474
2901	2898	2895	2892	2889	2886	2883	2880	2877	2874
3301	3298	3295	3292	3289	3286	3283	3280	3277	3274
3701	3698	3695	3692	3689	3686	3683	3680	3677	3674
4101	4098	4095	4092	4089	4086	4083	4080	4077	4074
4501	4498	4495	4492	4489	4486	4483	4480	4477	4474
4901	4898	4895	4892	4889	4886	4883	4880	4877	4874
5301	5298	5295	5292	5289	5286	5283	5280	5277	5274
5701	5698	5695	5692	5689	5686	5683	5680	5677	5674
6101	6098	6095	6092	6089	6086	6083	6080	6077	6074
6501	6498	6495	6492	6489	6486	6483	6480	6477	6474
6901	6898	6895	6892	6889	6886	6883	6880	6877	6874
7301	7298	7295	7292	7289	7286	7283	7280	7277	7274
7701	7698	7695	7692	7689	7686	7683	7680	7677	7674
8101	8098	8095	8092	8089	8086	8083	8080	8077	8074
8501	8498	8495	8492	8489	8486	8483	8480	8477	8474
8901	8898	8895	8892	8889	8886	8883	8880	8877	8874
9301	9298	9295	9292	9289	9286	9283	9280	9277	9274
9701	9698	9695	9692	9689	9686	9683	9680	9677	9674
10100	10093	10086	10079	10072	10065	10058	10051	10044	10037
10485	10478	10471	10464	10457	10450	10443	10436	10429	10422
10870	10863	10856	10849	10842	10835	10828	10821	10814	10807
11255	11248	11241	11234	11227	11220	11213	11206	11199	11192
11640	11633	11626	11619	11612	11605	11598	11591	11584	11577
12025	12018	12011	12004	11997	11990	11983	11976	11969	11962
12410	12403	12396	12389	12382	12375	12368	12361	12354	12347
12795	12788	12781	12774	12767	12760	12753	12746	12739	12732
13180	13173	13166	13159	13152	13145	13138	13131	13124	13117
13565	13558	13551	13544	13537	13530	13523	13516	13509	13502
13950	13943	13936	13929	13922	13915	13908	13901	13894	13887
14335	14328	14321	14314	14307	14300	14293	14286	14279	14272
14720	14713	14706	14699	14692	14685	14678	14671	14664	14657
15105	15098	15091	15084	15077	15070	15063	15056	15049	15042
15490	15483	15476	15469	15462	15455	15448	15441	15434	15427
15875	15868	15861	15854	15847	15840	15833	15826	15819	15812
16260	16253	16246	16239	16232	16225	16218	16211	16204	16197
16645	16638	16631	16624	16617	16610	16603	16596	16589	16582
17030	17023	17016	17009	17002	16995	16988	16981	16974	16967
17415	17408	17401	17394	17387	17380	17373	17366	17359	17352
17800	17793	17786	17779	17772	17765	17758	17751	17744	17737
18185	18178	18171	18164	18157	18150	18143	18136	18129	18122
18570	18563	18556	18549	18542	18535	18528	18521	18514	18507
18955	18948	18941	18934	18927	18920	18913	18906	18899	18892
19340	19333	19326	19319	19312	19305	19298	19291	19284	19277
19725	19718	19711	19704	19697	19690	19683	19676	19669	19662
20110	20103	20096	20089	20082	20075	20068	20061	20054	20047
20495	20488	20481	20474	20467	20460	20453	20446	20439	20432
20880	20873	20866	20859	20852	20845	20838	20831	20824	20817
21265	21258	21251	21244	21237	21230	21223	21216	21209	21202
21650	21643	21636	21629	21622	21615	21608	21601	21594	21587
22035	22028	22021	22014	22007	21999	21992	21985	21978	21971
22420	22413	22406	22399	22392	22385	22378	22371	22364	22357
22805	22798	22791	22784	22777	22770	22763	22756	22749	22742
23190	23183	23176	23169	23162	23155	23148	23141	23134	23127
23575	23568	23561	23554	23547	23540	23533	23526	23519	23512
23960	23953	23946	23939	23932	23925	23918	23911	23904	23897
24345	24338	24331	24324	24317	24310	24303	24296	24289	24282
24730	24723	24716	24709	24702	24695	24688	24681	24674	24667
25115	25108	25101	25094	25087	25080	25073	25066	25059	25052
25500	25493	25486	25479	25472	25465	25458	25451	25444	25437
25885	25878	25871	25864	25857	25850	25843	25836	25829	25822
26270	26263	26256	26249	26242	26235	26228	26221	26214	26207
26655	26648	26641	26634	26627	26620	26613	26606	26599	26592
27040	27033	27026	27019	27012	27005	26998	26991	26984	26977
27425	27418	27411	27404	27397	27390	27383	27376	27369	27362
27810	27803	27796	27789	27782	27775	27768	27761	27754	27747
28195	28188	28181	28174	28167	28160	28153	28146	28139	28132
28580	28573	28566	28559	28552	28545	28538	28531	28524	28517
28965	28958	28951	28944	28937	28930	28923	28916	28909	28902
29350	29343	29336	29329	29322	29315	29308	29301	29294	29287
29735	29728	29721	29714	29707	29700	29693	29686	29679	29672
30120	30113	30106	30099	30092	30085	30078	30071	30064	30057
30505	30498	30491	30484	30477	30470	30463	30456	30449	30442
30890	30883	30876	30869	30862	30855	30848	30841	30834	30827
31275	31268	31261	31254	31247	31240	31233	31226	31219	31212
31660	31653	31646	31639	31632	31625	31618	31611	31604	31597
32045	32038	32031	32024	32017	32010	32003	31996	31989	31982
32430	32423	32416	32409	32402	32395	32388	32381	32374	32367
32815	32808	32801	32794	32787	32780	32773	32766	32759	32752
33200	33193	33186	33179	33172	33165	33158	33151	33144	33137
33585	33578	33571	33564	33557	33550	33543	33536	33529	33522
33970	33963	33956	33949	33942	33935	33928	33921	33914	33907
34355	34348	34341	34334	34327	34320	34313	34306	34299	34292
34740	34733	34726	34719	34712	34705	34698	34691	34684	34677
35125	35118	35111	35104	35097	35090	35083	35076	35069	35062
35510	35503	35496	35489	35482	35475	35468	35461	35454	35447
35895	35888	35881	35874	35867	35860	35853	35846	35839	35832
36280	36273	36266	36259	36252	36245	36238	36231	36224	36217
36665	36658	36651	36644	36637	36630	36623	36616	36609	36602
37050	37043	37036	37029	37022	37015	37008	37001	36994	36987
37435	37428	37421	37414	37407	37400	37393	37386	37379	37372
37820	37813	37806	37799	37792	37785	37778	37771	37764	37757
38205	38198	38191	38184	38177	38170	38163	38156	38149	38142
38590	38583	38576	38569	38562	38555	38548	38541	38534	38527
38975	38968	38961	38954	38947	38940	38933	38926	38919	38912
39360	39353	39346	39339	39332	39325	39318	39311	39304	39297
39745	39738	39731	39724	39717	39710	39703	39696	39689	39682
40130	40123	40116	40109	40102	40095	40088	40081	40074	40067
40515	40508	40501	40494	40487	40480	40473	40466	40459	40452
40900	40893	40886	40879	40872	40865	40858	40851	40844	40837
41285	41278	41271	41264	41257	41250	41243	41236	41229	41222
41670	41663	41656	41649	41642	41635	41628	41621	41614	41607
42055	42048	42041	42034	42027	42020	42013	42006	41999	41992
42440	42433	42426	42419	42412	42405	42398	42391	42384	42377
42825	42818	42811	42804	42797	42790	42783	42776	42769	42762
43210	43203	43196	43189	43182	43175	43168	43161	43154	43147
43595	43588	43581	43574	43567	43560	43553	43546	43539	43532
43980	43973	43966	43959	43952	43945	43938	43931	43924	43917
44365	44358	44351	44344	44337	44330	44323	44316	44309	44302
44750	44743	44736	44729	44722	44715	44708	44701	44694	44687
45135	45128	45121	45114	45107	45100	45093	45086	45079	45072
45520	45513	45506	45499	45492	45485	45478	45471	45464	45

Depress A. P. I	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	8443 3657	8438 3657	8438 3654	8433 3652	8428 3650	8423 3648	8418 3646	8413 3644	8408 3642	8403 3639
37	8398 3637	8393 3635	8388 3633	8383 3631	8378 3629	8373 3626	8368 3624	8363 3622	8358 3620	8353 3618
38	8348 3616	8343 3613	8338 3611	8333 3609	8328 3607	8324 3605	8319 3603	8314 3601	8309 3599	8304 3596
38	8298 3594	8294 3592	8289 3590	8285 3588	8280 3586	8275 3584	8270 3582	8265 3580	8260 3578	8256 3576
40	8251 3574	8248 3571	8241 3569	8236 3567	8232 3565	8221 3563	8222 3561	8217 3559	8212 3557	8208 3555
41	8201 3554	8199 3551	8193 3548	8189 3547	8184 3544	8179 3542	8174 3540	8170 3538	8165 3536	8160 3534
42	8155 3532	8151 3530	8146 3528	8142 3526	8137 3524	8132 3522	8128 3520	8123 3518	8118 3516	8114 3514
63	8109 3512	8104 3510	8100 3508	8095 3506	8090 3504	8086 3502	8081 3500	8076 3118	8072 3196	8061 3494
41	8063 3492	8058 3490	8054 3488	8049 3486	8044 3484	8040 3482	8035 3480	8031 3478	8026 3476	0022 3474
45	8017 3472	8012 3470	8008 3468	8003 3466	7999 3464	7994 3462	7990 3460	7985 3458	7981 3457	7976 3554
46	7972 3454	7967 3451	7963 3449	7958 3447	7954 3445	7949 3443	7945 3441	7941 3439	7936 3437	7932 3435
47	7927 3433	7923 3431	7918 3429	7914 3428	7909 3425	7905 3424	7901 3422	7896 3170	7892 3918	7887 3416
48	7881 3411	7879 3412	7874 3410	7870 3408	7865 3406	7861 3405	7857 3403	7852 3401	7848 3399	7844 3397
49	7839 3395	7835 3393	7831 3392	7826 3389	7822 3388	7818 3386	7813 3384	7809 3382	7805 3790	7800 3378
50	7795 3375	7792 3375	7788 3373	7783 3371	7779 3369	7775 3361	7770 3365	7766 3363	1162 3362	7158 3360
51	7753 3358	7749 3356	7745 3354	7741 3353	7736 3750	7732 3349	7728 3347	7724 3345	7720 3344	7715 3341
52	7711 3349	7707 3348	7703 3346	7699 3334	7694 3332	7690 3331	7686 3329	7682 3327	7678 3375	7674 3324
53	7669 3321	7665 3320	7661 3318	7657 3316	7653 3315	7649 3313	7645 3311	7640 3309	7636 3307	7632 3305
54	7628 3304	7624 3302	7620 3300	7616 3298	7612 3297	7608 3295	7603 3293	7599 3291	7595 3289	7591 3288
55	7587 3286	7583 3284	7579 3282	7575 3281	7571 3279	7567 3277	7563 3276	7559 3274	7555 3272	7551 3270
56	7547 3269	7543 3267	7539 3265	7535 3263	7531 3262	7527 3260	7523 3258	7519 3256	7515 3755	7511 3753
57	7507 3251	7503 3250	7499 3248	7495 3246	7491 3244	7487 3243	7483 3241	7479 3239	7475 3237	7471 3236
54	7467 3234	7463 3232	7459 3230	7455 3229	7451 3217	7447 3225	7443 3224	7440 3222	7436 3211	7432 3219
59	7428 3217	7424 3215	7420 3214	7416 3212	7412 3210	7408 3208	7405 3207	7401 3205	7397 3204	7393 3202
60	7389 3200	7385 3198	7381 3197	7377 3195	7374 3194	7370 3192	7366 3190	7362 3188	7358 3187	7354 3185



Nominal Size	Engine Pistons	Pump Pistons	Rated Speed SPM	Displacement		Displacement B/D per SPM	Area Ratios	
				Barrels per Day Engine	Pump		E/P	F/E
2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2	121	960	393	7.90	2.42	.414
2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2	121	960	556	7.90	1.71	.586
2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2 x 1 1/2	121	960	786	7.90	1.21	.828
2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2 x 1 1/2	121	960	1112	7.90	.853	1.17
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2	100	1845	703	18.35	2.60	.385
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2	100	1845	780	18.35	2.34	.428
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2	100	1845	1122	18.35	1.62	.615
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2 x 1 1/2	100	1845	1406	18.35	1.30	.770
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2 x 1 1/2	100	1845	1560	18.35	1.17	.885
2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	1 1/2 x 1 1/2	100	1845	2244	18.35	.815	1.23
3	1 1/2 x 2 1/2	1 1/2	87	3150	1218	36.32	2.59	.386
3	1 1/2 x 2 1/2	1 1/2	87	3150	1437	36.32	2.20	.455
3	1 1/2 x 2 1/2	2 1/2	87	3150	1925	36.32	1.64	.610
3	1 1/2 x 2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	87	3150	2436	36.32	1.30	.772
3	1 1/2 x 2 1/2	1 1/2 x 1 1/2	87	3150	2874	36.32	1.10	.910
3	1 1/2 x 2 1/2	2 1/2 x 2 1/2	87	3150	3850	36.32	.82	1.22

TABLA N° 3.- ESPECIFICACION DE LA BOMBA DE SUBSUELO TIPO LIBRE KOBE

TABLA N<sup>o</sup> 4. ESPECIFICACIONES DE LAS UNIDADES SUPERFICIALES DE POTENCIA OILMASTER

## O Triplex\* (Rated 30 Input HP at 500 RPM)

Dr Size	In.	1-1/8	1-1/4	1-3/8	1-1/2
Disch. Press.	psi	3600	2900	2400	2000
ement	B/D				
RPM		1.89	1.09	1.32	1.57
RPM		445	545	660	785

## O Triplex (Rated 60 Input HP at 500 RPM)

Dr Size	In.	1-1/8	1-1/4	1-3/8	1-1/2	1-5/8
Disch. Press.	psi	4800	3900	3200	2700	2300
ement	B/D					
RPM		1.33	1.64	1.98	2.36	2.77
RPM		665	820	990	1180	1385

## PO Triplex (Rated 100 Input HP at 450 RPM)

Dr Size	In.	1-1/4	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8
Disch. Press.	psi	5000	4450	3750	3200	2750	2400
ement	B/D						
RPM		2.18	2.64	3.14	3.69	4.28	4.91
RPM		980	1190	1415	1660	1925	2210

## PO Triplex (Rated 150 Input HP at 400 RPM)

Dr Size	In.	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8	2	2-1/8
Disch. Press.	psi	6000	5050	4300	3700	3250	2850	2500
ement	B/D							
RPM		3.30	3.93	4.61	5.35	6.15	7.00	8.00
RPM		1320	1575	1845	2140	2460	2800	3165

## PO Quintuplex (Rated 250 Input HP at 400 RPM)

Dr Size	In.	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8	2	2-1/8
Disch. Press.	psi	6000	5050	4300	3700	3250	2850	2500
ement	B/D							
RPM		5.50	6.56	7.69	8.91	10.25	11.67	13.25
RPM		2200	2625	3076	3567	4100	4668	5270



TABLE N<sup>o</sup> 5.- ESPECIFICACIONES DE LAS UNIDADES SUPERFICIALES DE POTENCIA KOBE

Plunger			Max. Press. P.S.I.	Triplex Crankshaft Speed											
P & L Size	Area S.I.	Stroke Inches		100 R.P.M.			200 R.P.M.			300 P.M.			450 R.P.M.		
				C.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.
1 1/16	.371	3	4710	1115	49.6	307	288	98.6	7.94	4.32	148	11.9	6.51	223	17.9
3/8	.442	3	3960	1.72	59.0	3.97	3.42	117.7	7.94	6.03	148	11.9	7.75	265	17.9
1 1/8	.518	3	3390	7.02	69.2	3.37	4.02	138	7.94	6.99	207	11.9	9.09	311	17.9
1 1/4	.601	3	2910	7.31	80.3	3.97	4.66	160	7.94	8.04	240	11.9	10.5	361	17.9
1 3/8	.690	3	2540	7.69	92.2	3.97	5.36	184	7.94	9.15	240	11.9	12.1	415	17.9
1 1/2	.785	3	2230	3.06	105	3.97	6.11	209	7.94	11.6	314	11.9	13.8	472	17.9
1 3/4	.994	3	1760	3.87	133	3.97	7.70	264	7.94	14.3	396	11.9	17.4	597	17.9
2	1.227	3	1430	11.78	164	3.97	9.52	326	7.94		490	11.9	21.5	737	17.9

Size 3

Plunger			Max. Press. P.S.I.	Triplex Crankshaft Speed											
P & L Size	Area S.I.	Stroke Inches		100 R.P.M.			200 R.P.M.			300 R.P.M.			400 R.P.M.		
				G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	C.P.M.	B/O	Hyd. H.P.
3/8	.442	4	5000	2.29	78.6	6.68	4.59	157	134	6.90	237	202	918	315	26.8
1/2	.601	4	5000	3.12	107	9.10	6.74	214	182	9.36	321	212	125	428	36.5
1	.785	4	5000	4.08	104	11.9	8.16	280	238	12.2	420	356	163	560	47.6
1 1/8	.994	1	5000	5.16	177	15.1	10.3	354	300	15.5	531	458	207	708	60.2
1 1/4	1.227	4	4120	6.38	219	15.3	12.8	437	306	19.1	656	458	255	874	61.3
1 3/8	1.485	4	3400	7.72	265	15.3	15.4	529	306	23.1	794	458	309	1058	61.3
1 1/2	1.767	4	2860	9.18	315	15.3	18.4	630	306	27.5	945	458	367	1259	61.3
1 3/4	2.074	1	2410	10.8	370	15.3	21.6	740	306	32.3	1109	458	431	1478	61.3
2	2.074	4	2100	175	429	15.3	250	858	306	37.5	1286	458	500	1714	61.3
2 1/8**	2.761	4	1830	14.4	492	15.3	287	984	306	43.0	1475	458	574	1967	61.3
2 1/4**	3.142	4	1610	16.3	560	15.3	32.6	1118	306	49.0	1679	458	653	2239	61.3
2 3/8**	3.546	4	1420	18.4	632	15.3	36.8	1263	306	55.3	1895	458	737	2527	61.3
2 1/2**	3.967	4	1270	20.7	708	15.3	41.3	1416	306	62.0	2125	458	826	2833	61.3

\*\* Cylinder Blocks | Plunger available on special order only.  
Available gear ratios are 3.079, 3.519, 4.330, and 4.864.

Size 4

Plunger			Max. Press. P.S.I.	Triplex Crankshaft Speed											
P & L Size	Area S.I.	Stroke Inches		100 R.P.M.			200 R.P.M.			300 R.P.M.			350 R.P.M.		
				G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	C.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.	G.P.M.	B/D	Hyd. H.P.
1 1/2	1.77	5	5000	11.5	393	33.5	22.9	787	66.8	34.4	1180	100	40.2	1380	117
1 3/8	7.07	5	4350	11.5	462	34.2	26.9	923	68.4	40.4	1390	103	47.1	1620	120
1 3/4	2.41	5	3760	156	535	34.2	31.2	1070	68.4	46.9	1610	103	54.7	1870	120
1 7/8	2.76	5	3270	179	615	34.2	35.9	1230	68.4	53.8	1840	103	62.8	2150	120
2	3.14	5	2870	70.4	700	34.2	40.8	1400	68.4	61.2	2100	103	71.4	2450	120
2 1/8	3.55	5	2550	71.0	790	34.2	46.1	1580	68.4	69.1	2370	103	80.6	2760	120
2 1/4	3.98	5	2270	75.8	885	34.2	51.6	1770	68.4	77.5	2660	103	90.4	3100	120
2 3/8	1.43	5	2040	78.8	986	34.2	57.5	1970	68.4	86.3	2960	103	101	3450	120
2 1/2	4.91	5	1840	31.9	1030	34.2	63.7	2180	68.4	95.6	3280	103	112	3830	120
2 3/4	5.41	5	1670	35.1	1210	34.2	70.3	2410	68.4	105	3620	103	123	4220	120
2 7/8	5.94	5	1520	38.6	1320	34.2	77.1	2640	68.4	116	3970	103	135	4630	120
3	6.49	5	1390	17.2	1450	34.2	84.3	2890	68.4	126	4340	103	148	5060	120
3 1/8	7.07	5	1280	45.9	1570	34.2	91.8	3150	68.4	138	4720	103	161	5510	120
3 1/4	7.67	5	1180	49.8	1710	34.2	99.6	3420	68.4	149	5120	103	174	5980	120
3 1/2	8.30	5	1090	53.9	1850	34.2	108	3700	68.4	162	5540	103	189	6460	120
3 3/8	8.95	5	1010	58.1	1990	34.2	116	3980	68.4	174	5980	103	203	6970	120

COSTOS DE INSTALACION

TABLA N° 6

Tasa de des- plazamiento  
 Profundidad de Levantamiento  
 Fluido Motriz requerido por pozo  
 Presión de operación en el cabezal.  
 Costo de Instalación por pozo.

200	2,750	ZZS	1265	\$ 6,680
	E, 500		1590	6,810
	D, Z50		1900	7,060
	S, Z50		ZEPD	7,060
	6, Z50		Z760	7,480
	7, 500		3310	7,950
	10,000		4380	8, ZZ0
400	2,750	445	1290	8,390
	E, 500		1610	8,680
	4, Z50		1920	8,930
	S, Z50		Z360	9,800
	6,250		2780	10,570
	7,500		EEEE	11,410
	10,000		4400	12,030
600	Z, 750	670	1310	10, EPE
	3,500		165S	11,830
	4, Z50		1950	12, ZZ0
	5, Z50		Z390	13,180
	6, Z50		2820	14,700
	7500		3370	1 S, SES

FIGURAS

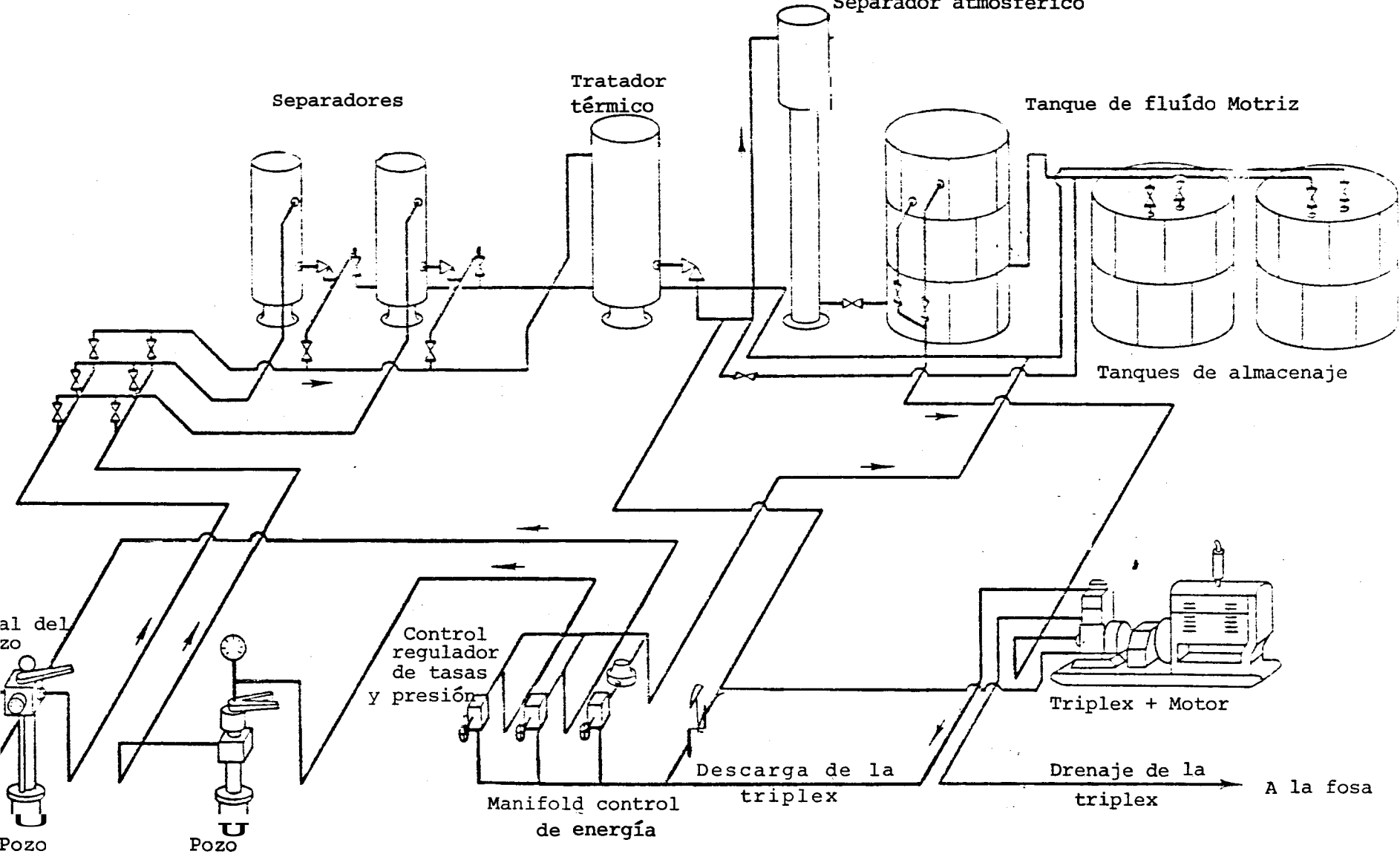


FIGURA N° 1

DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO

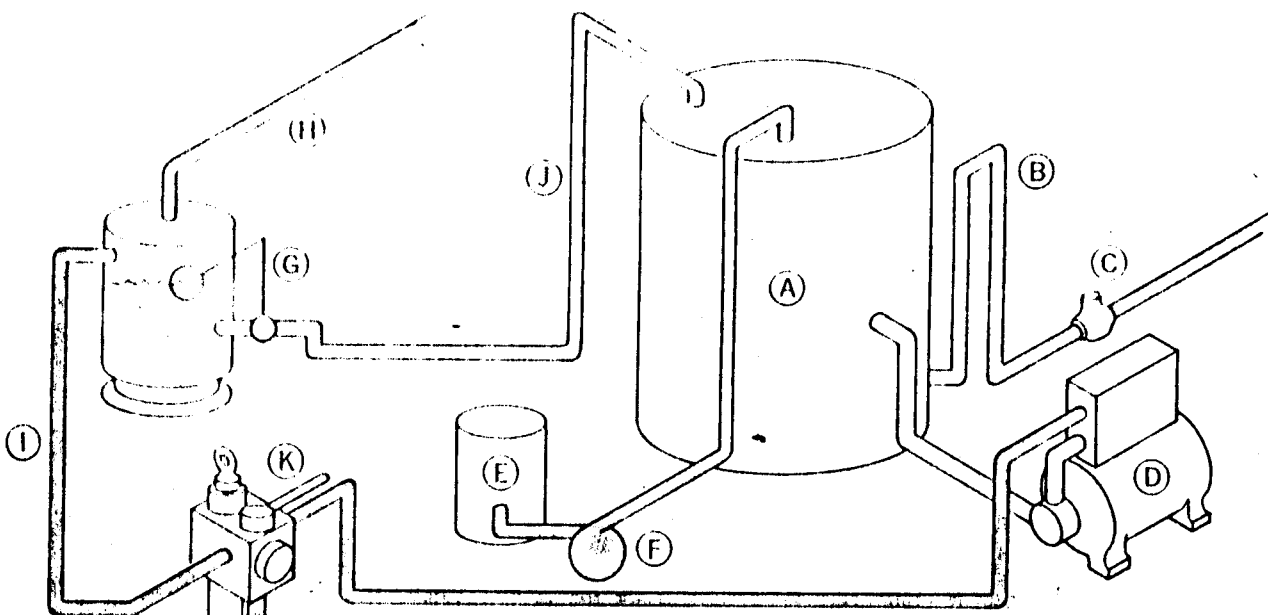
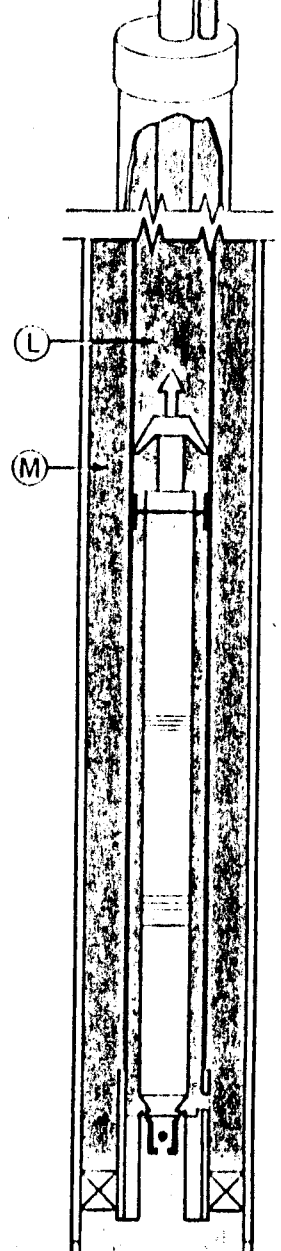


FIG. N° 2. SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO O.P.F  
TIPO REVESTIDOR LIBRE



- A. Fuente de agua Motriz
- B. Exceso de Agua Producida
- C. Medidor del exceso de Agua Producida
- D. Unidad superficial de Potencia
- E. Fuente de aditivo
- F. Bomba para la fuente de aditivo
- G. Separador de agua
- H. Producción de Petróleo y gas
- I. Mezcla del agua motriz y fluido del Pozo
- J. Separación del agua motriz y fluido del Pozo
- K. Válvula de 4 vfas
- L. Agua Motriz a alta presión
- M. Mezcla del agua Motriz y fluido del pozo

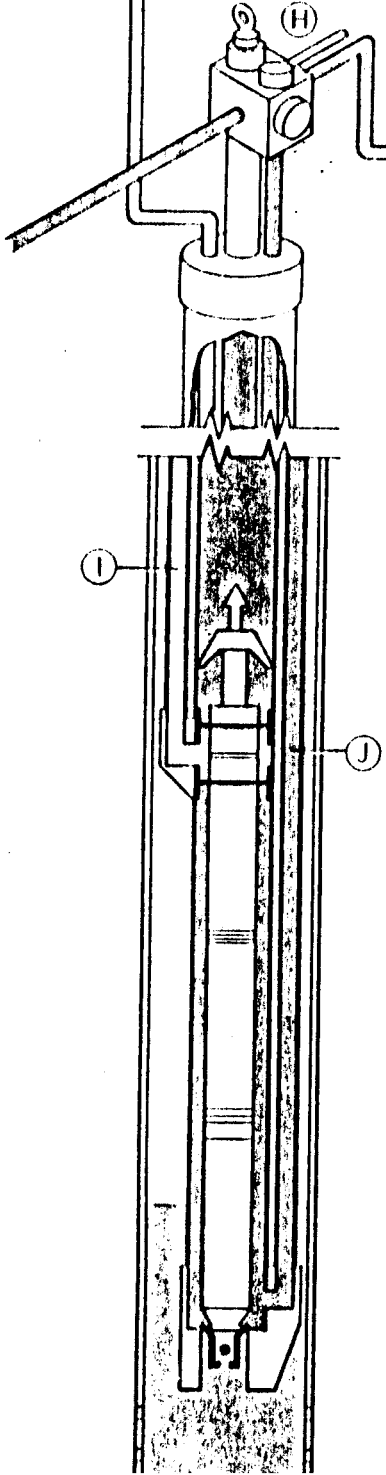
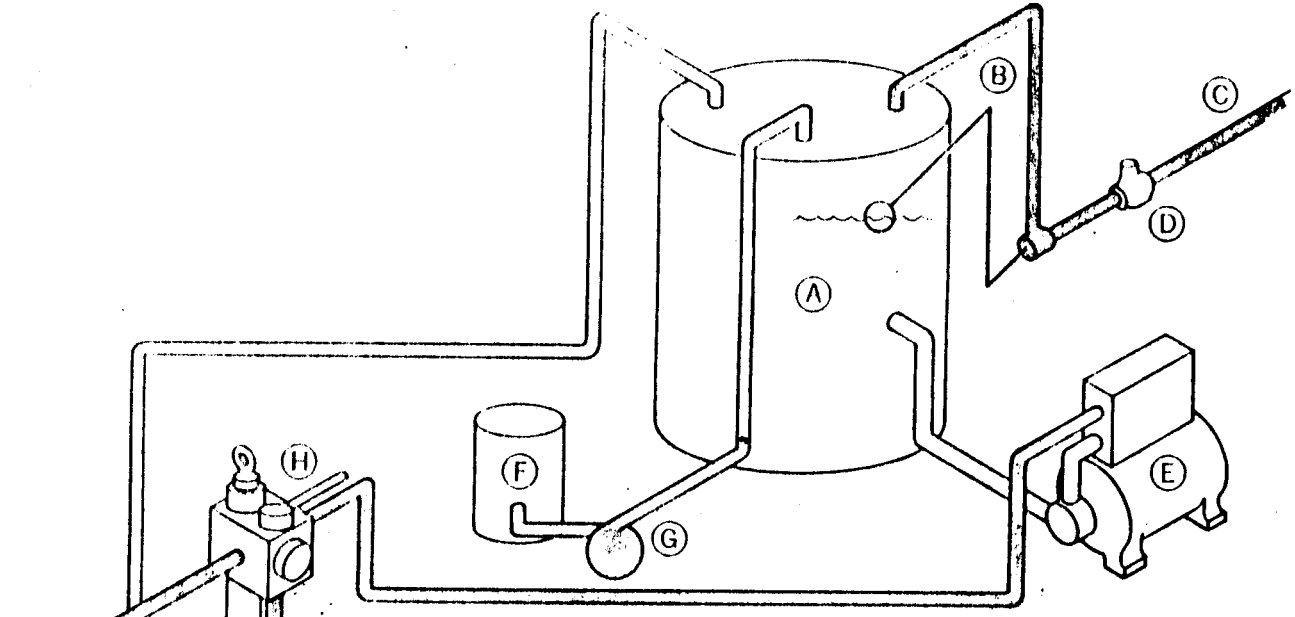


FIG. N<sup>o</sup> 3. SISTEMA DE FLUIDOMOTRIZ CERRADO CPF  
TIPO PARALELO LIBRE

- A. Fuente de agua motriz
- B. Controlador de agua
- C. Fuente de agua fresca
- D. Medidor del agua
- E. Unidad superficial de potencia
- F. Fuente de aditivo
- G. Bomba para la fuente de aditivo
- H. Válvula de 4 vías
- I. Retorno separado de fluído Motriz
- J. Retorno de la producción del Pozo

## TIPO DE INSTALACIONES PARA SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ

## ABIERTO

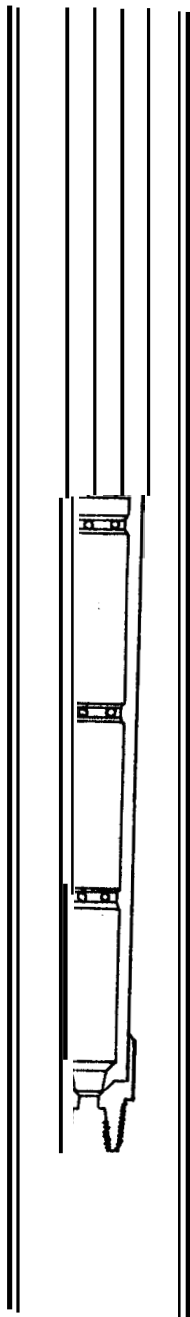


FIG. N° 4. Tipo Insertable  
Fijo

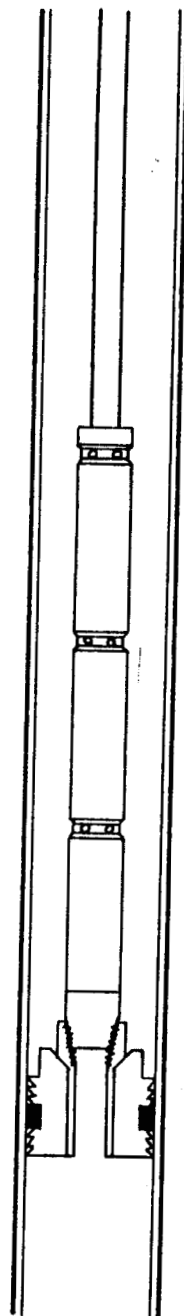


FIG. N° 5. Tipo entubación  
Fijo

*¿la tubería  
de protección?*

TIPO DE INSTALACIONES PARA SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ  
ABIERTO

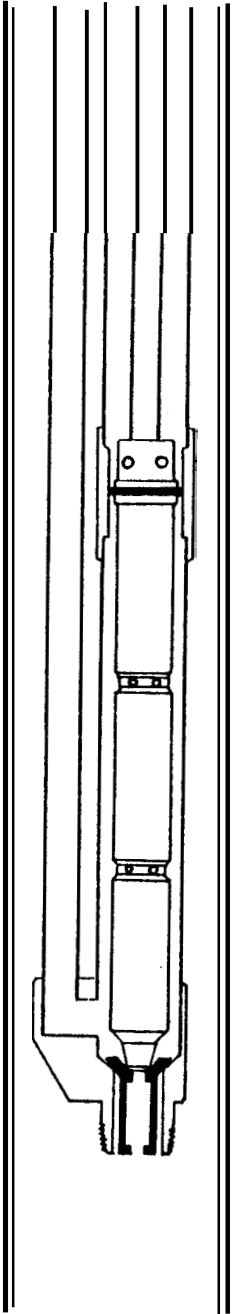


FIG. N° 6.- Tipo paralelo  
libre ?

Fig. 8

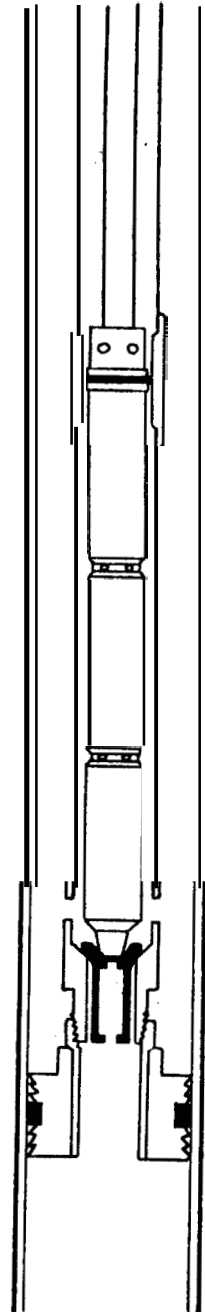


FIG. N° 7. Tipo revestidor  
libre ?

Fig. 9



TIPO DE INSTALACIONES PARA SISTEMA DE FLUJO MOTRIZ  
CERRAVO

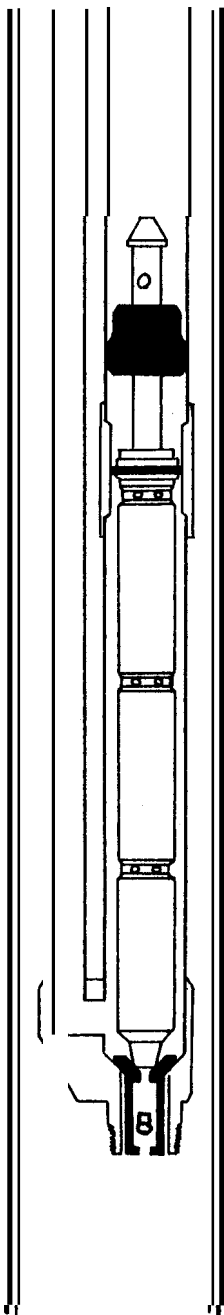


FIG. N° 8.- Tipo insertable paralelo  
Fijo. ?

Fig. 6

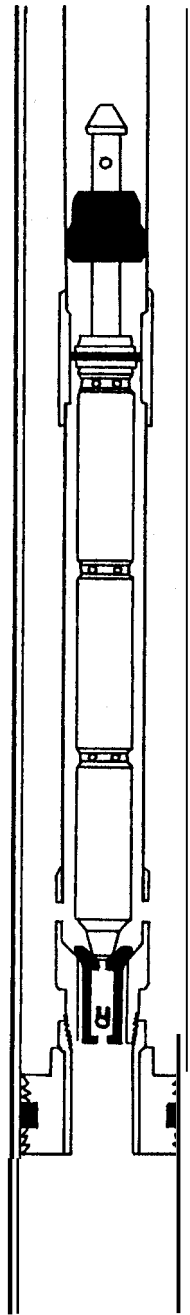


FIG. N° 9.- Tipo revestidor  
Fijo. ?

Fig. 7

TIPO DE INSTALACIONES PARA SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ  
CERRADO

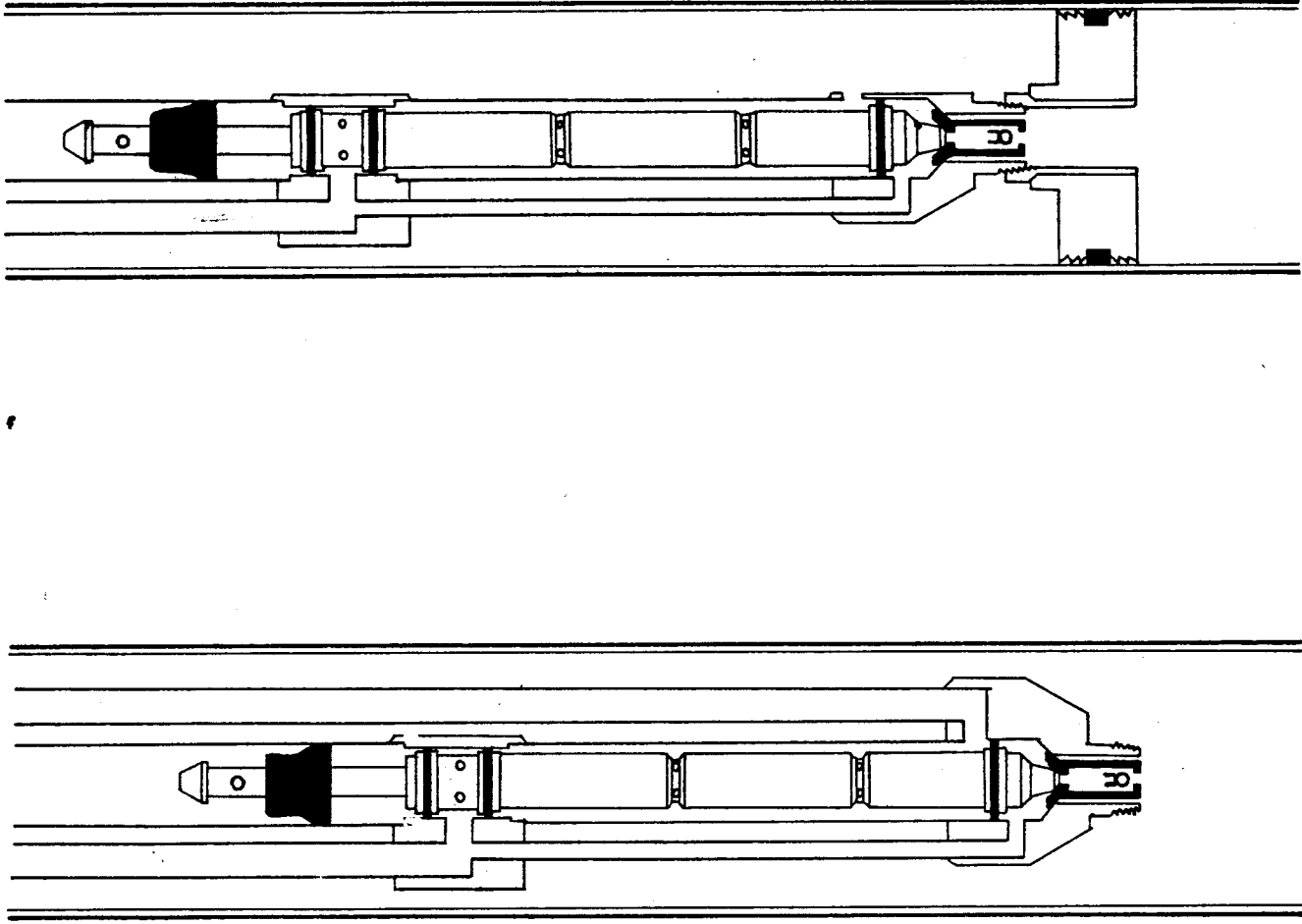


FIG. N° 10. Tipo paralelo  
*libre*

FIG. N° 11 Tipo revestidor  
*libre*

Carrera descendente

Carrera ascendente

Entrada de fluido Motriz

Entrada de Fluido Motriz

Válvula distribuidora

Vástago de la válvula

Pistón del motor

Vástago intermedio

Válvula de la bomba

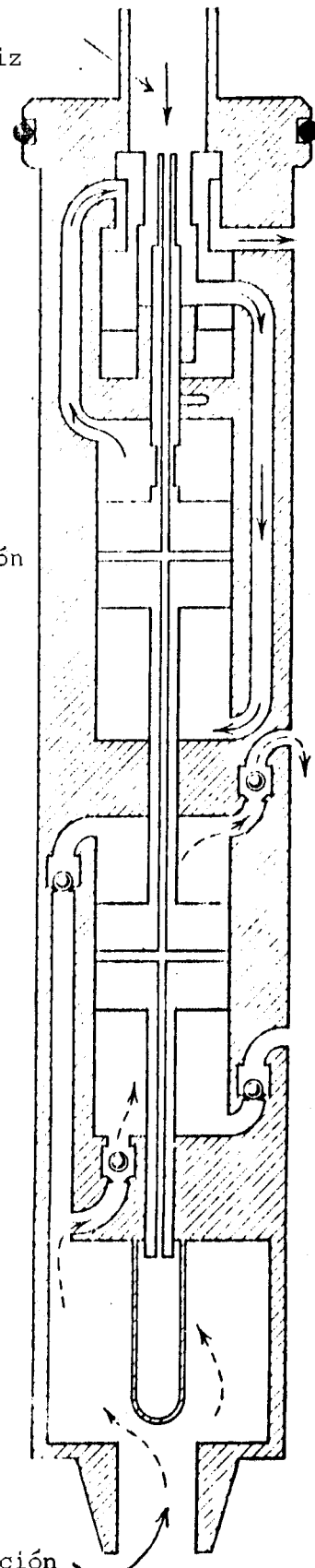
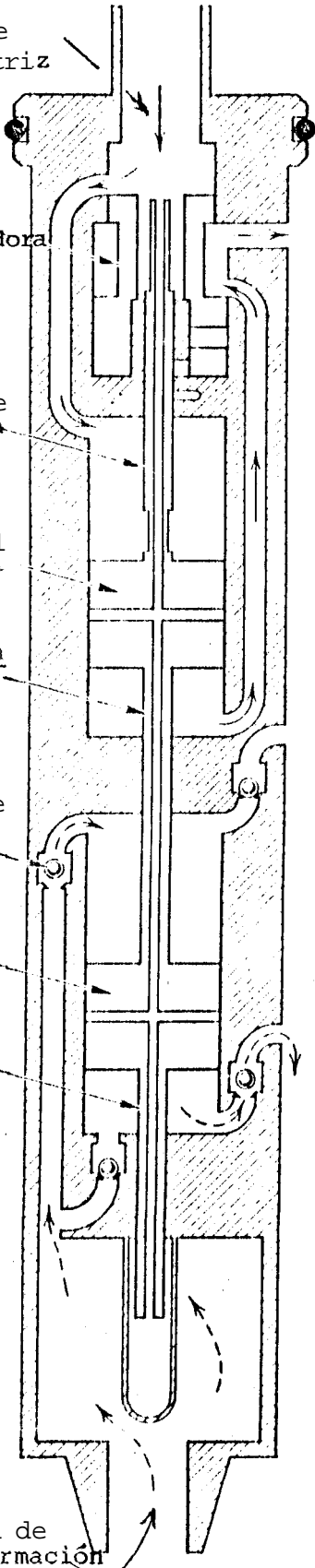
Pistón de la bomba

Vástago inferior

— Fluido Motriz  
- - - Fluido Formación

Entrada de Fluido de formación

Entrada de Fluido de Formación



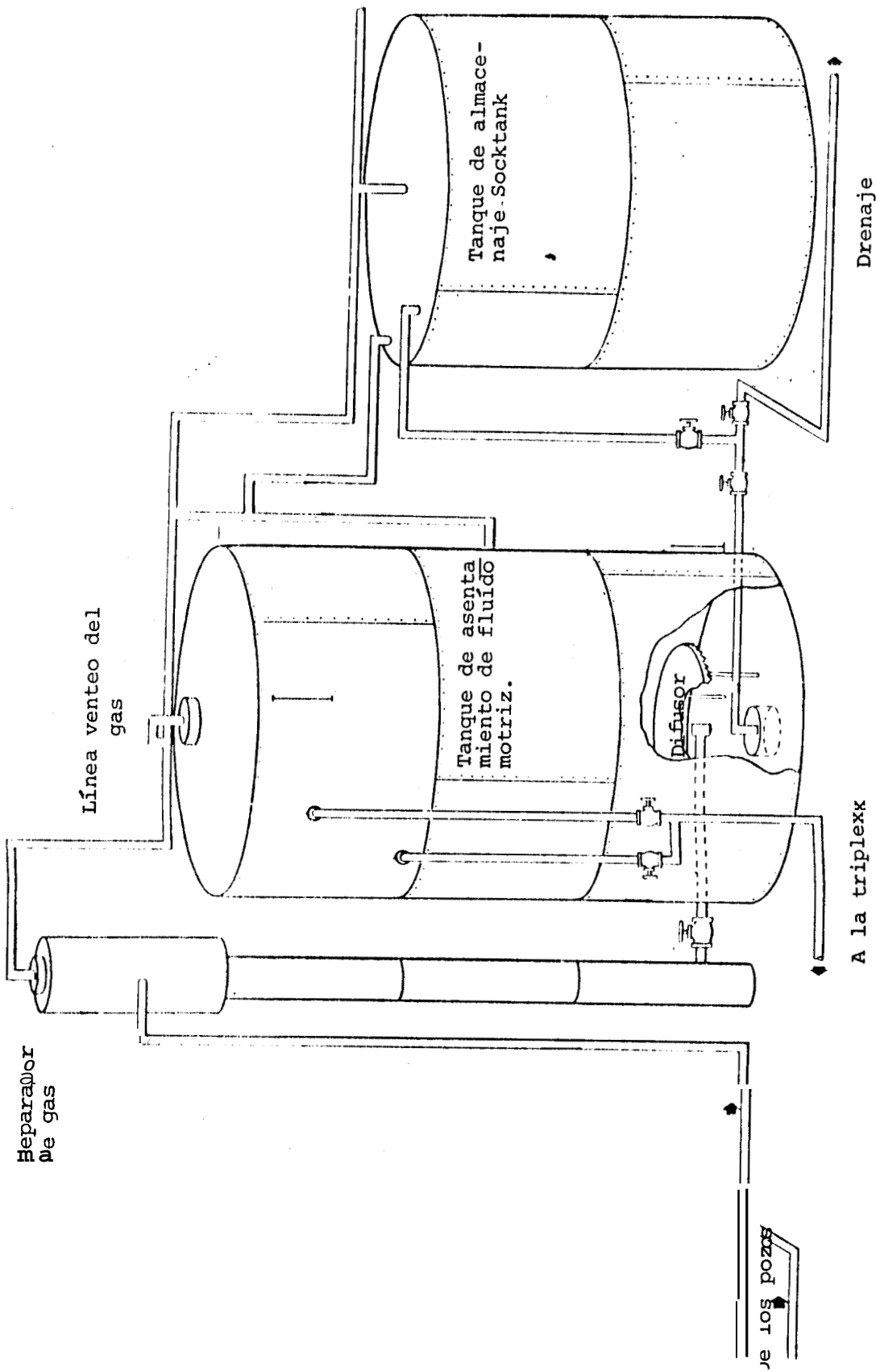


FIG. N° 13 - TANQUE DE FLUIDO MOTRIZ PARA BOMBA SUPERFICIAL TAMAÑO 3

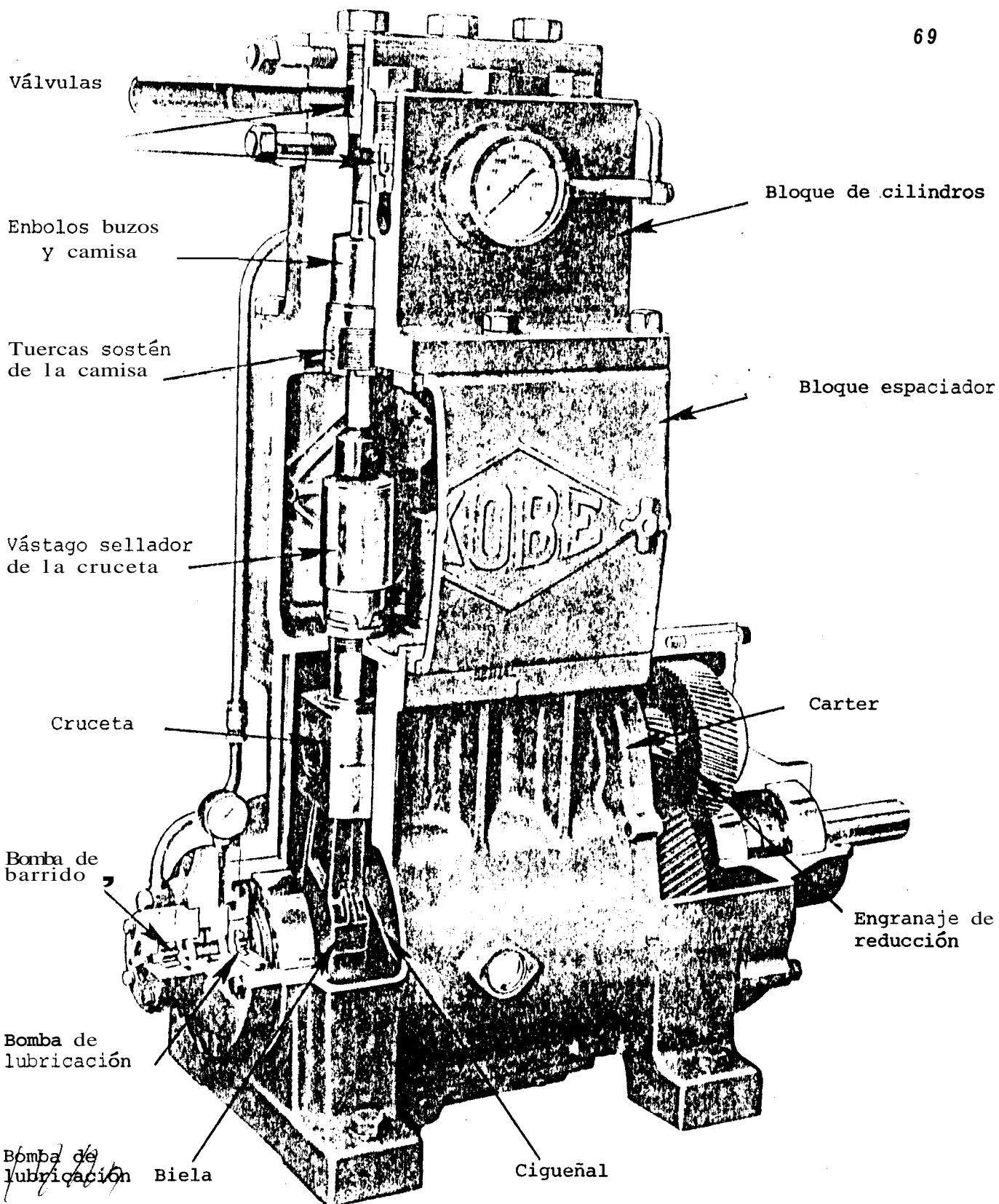


FIG. N<sup>o</sup> 14. UNIDAD SUPERFICIAL DE BOMBEO KOBE TAMAÑO 3

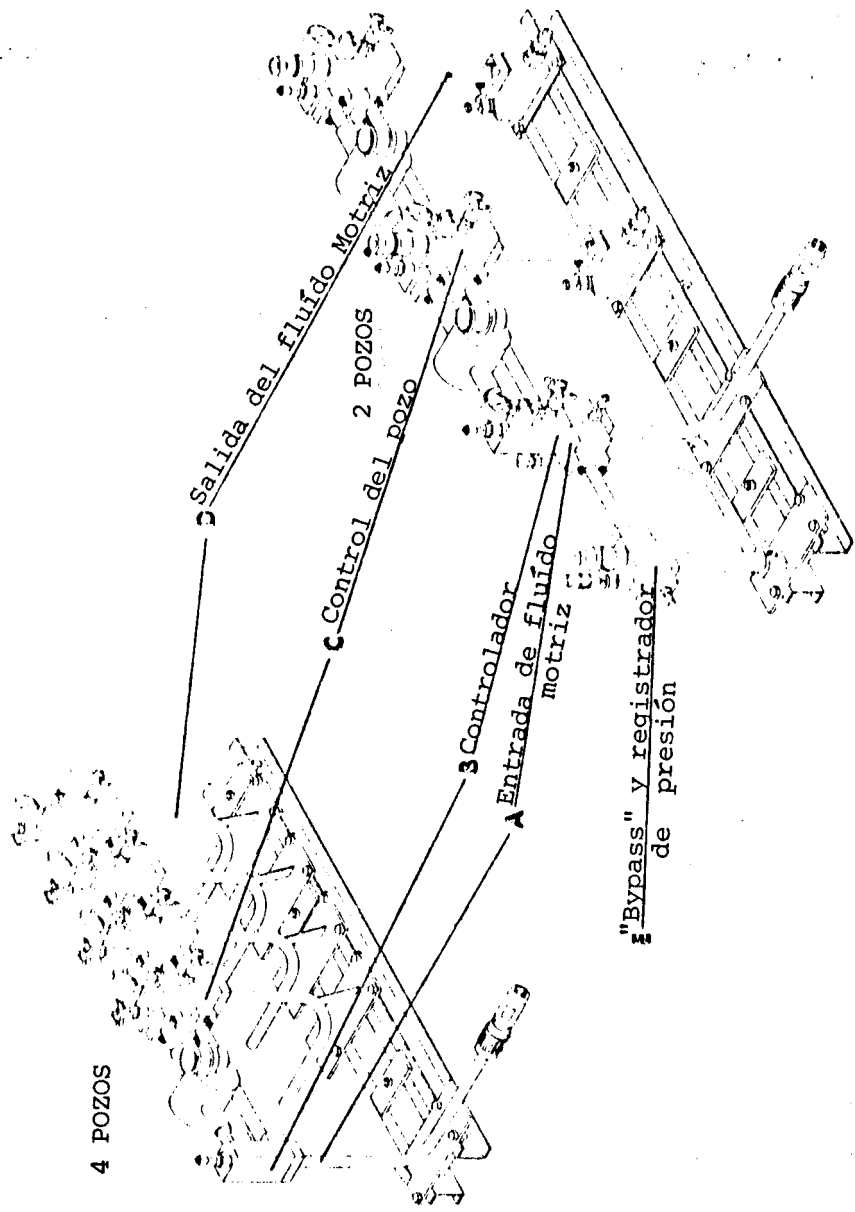
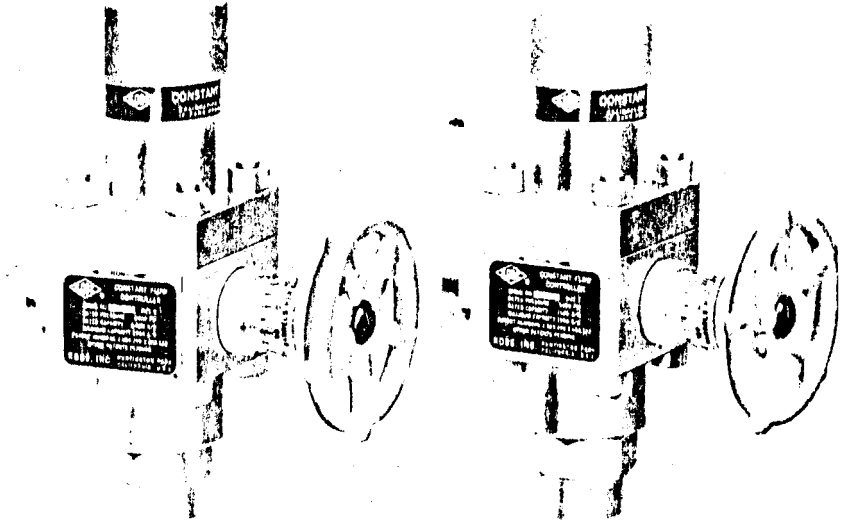


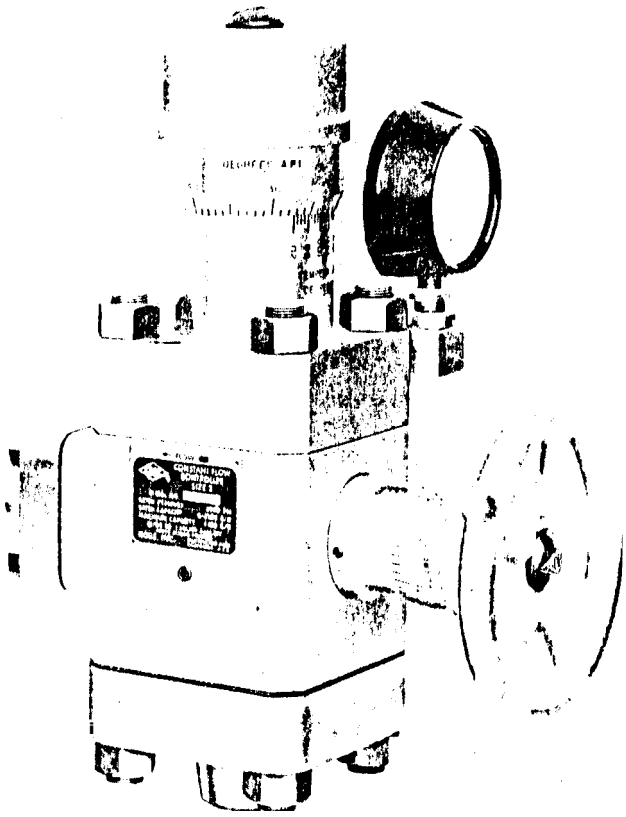
FIG. Nº 15. MULTIPLE DE CONTROL DE FUERZA

**ARMCO** Fluid Packed Pump

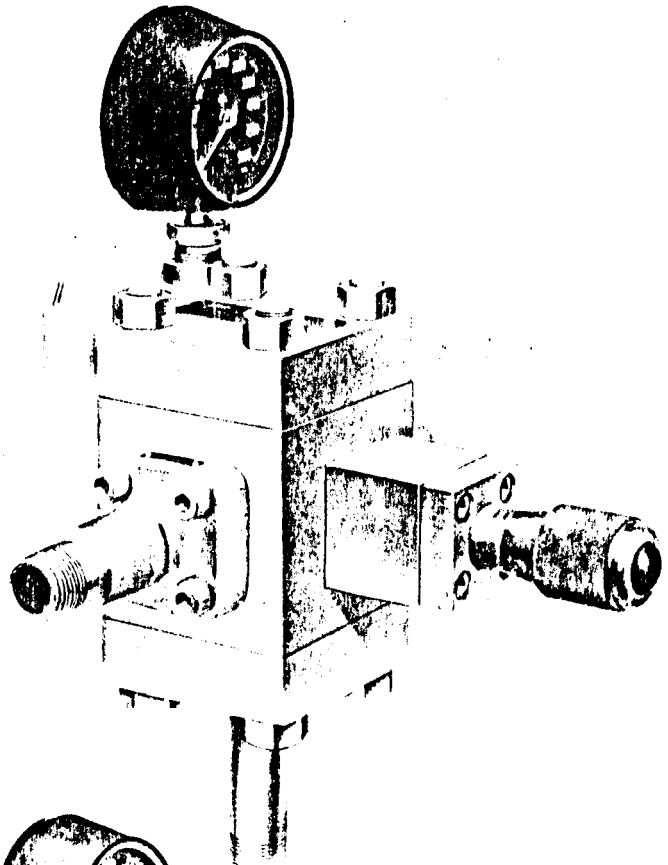


Tamaño 1  
800 BPD

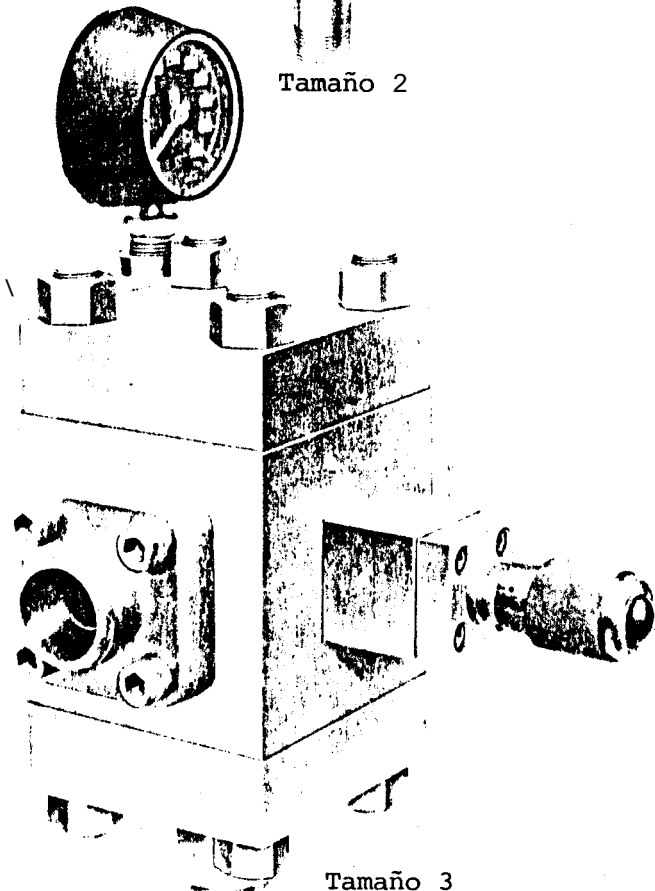
Tamaño 2  
1600 BPD



Tamaño 3C  
3200 BPD

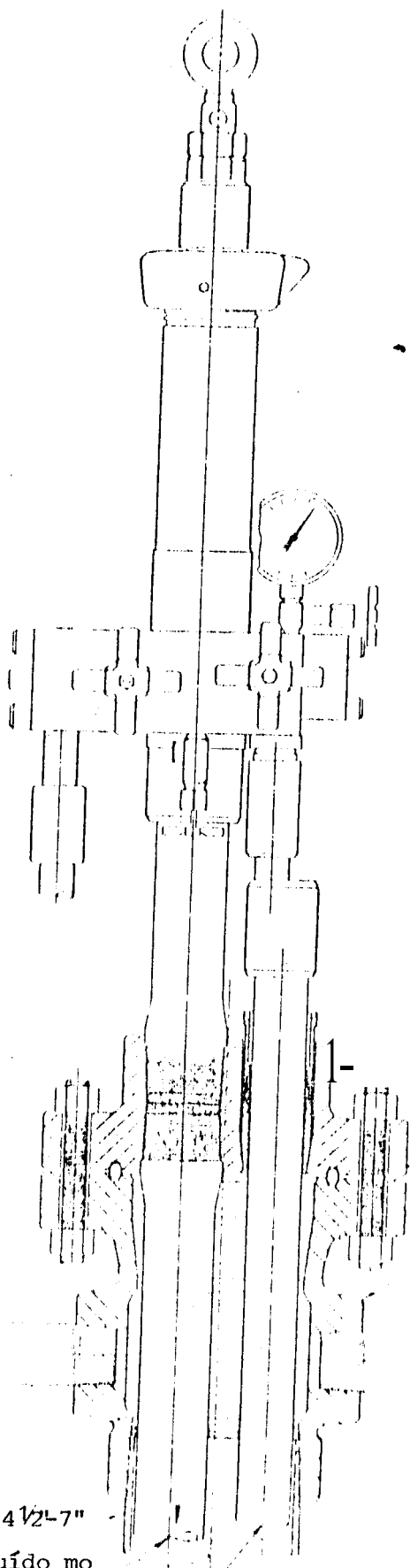


Tamaño 2



Tamaño 3





OILMASTER  
WELLHEAD CONTROL.

Bonnet Tipo DST

"Flange" Serie 600 6"

"Tubing Lead" tipo W-1

Revestidor de 4 1/2"-7"

Tubería de fluido motoriz 2 1/16"-2 7/8"

Tubería de Producción  
2 1/4" - 2 3/16"

FIG. N° 18. CONTROL EN EL CAREZAL.

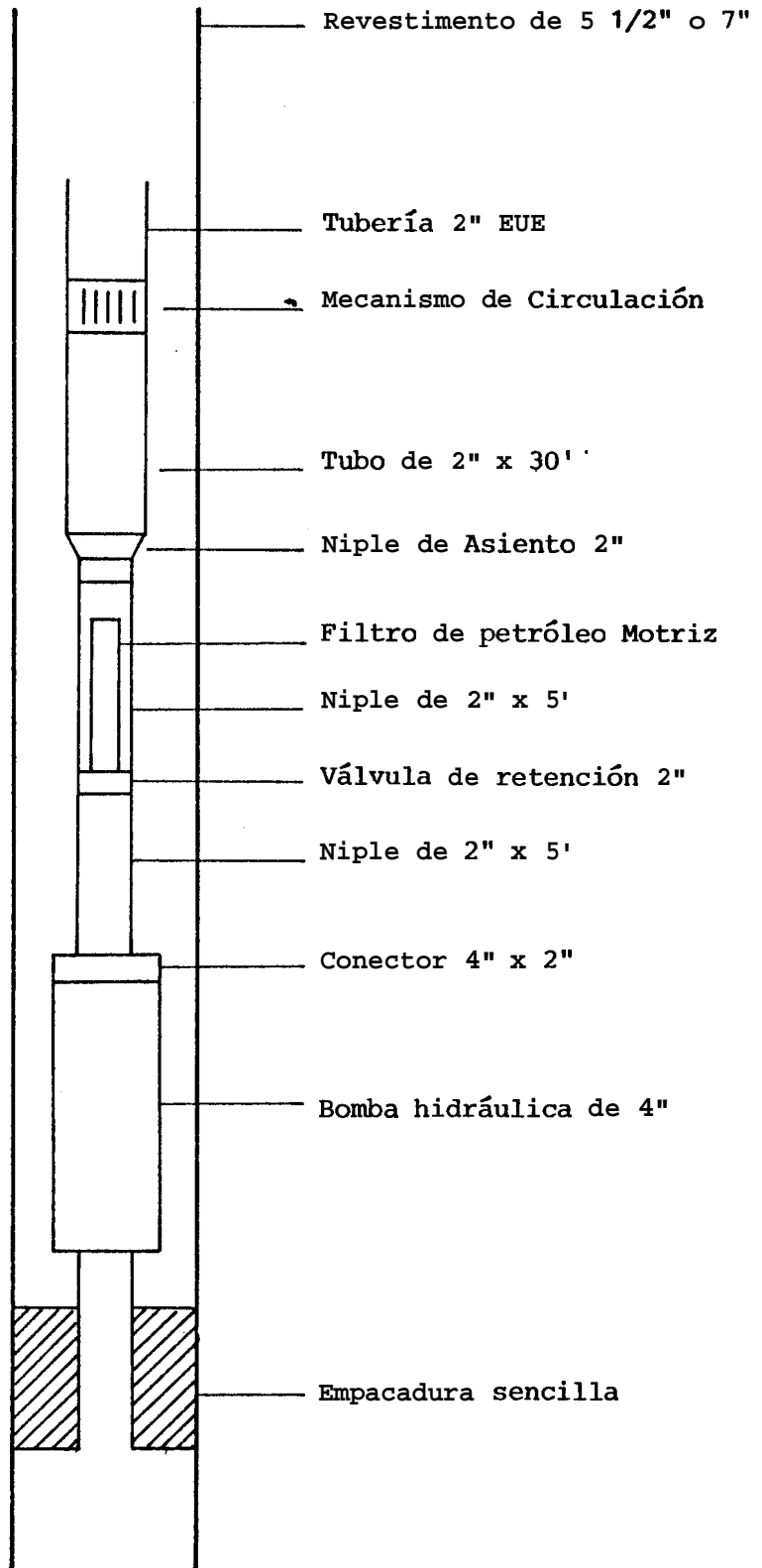
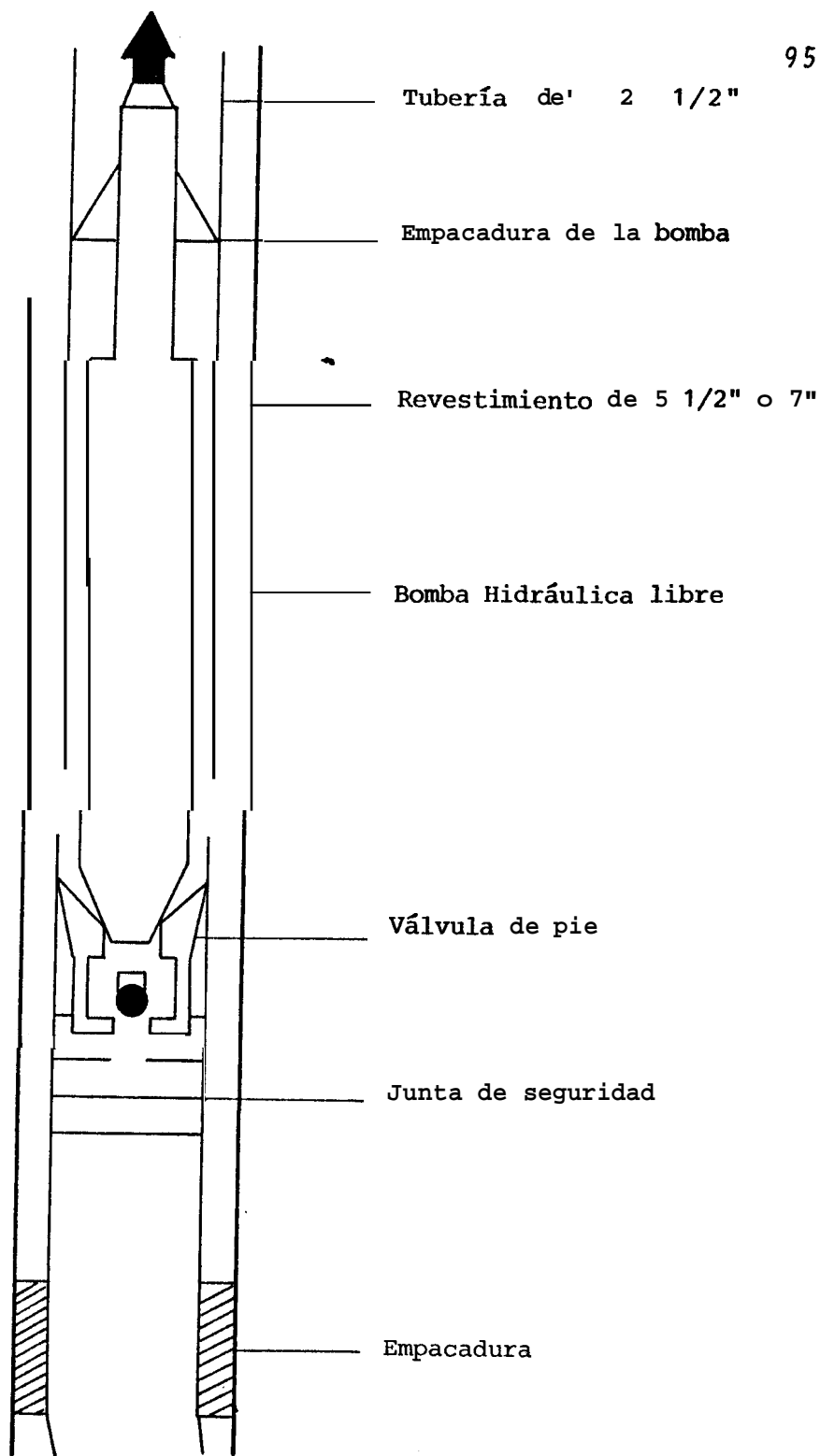


FIG. N<sup>o</sup> 19. INSTALACION FIJA ZONA SENCILLA

FIG. N<sup>o</sup> 20. INSTALACION HIDRAULICA BOMBA LIBRE -

ZONA SENCILLA

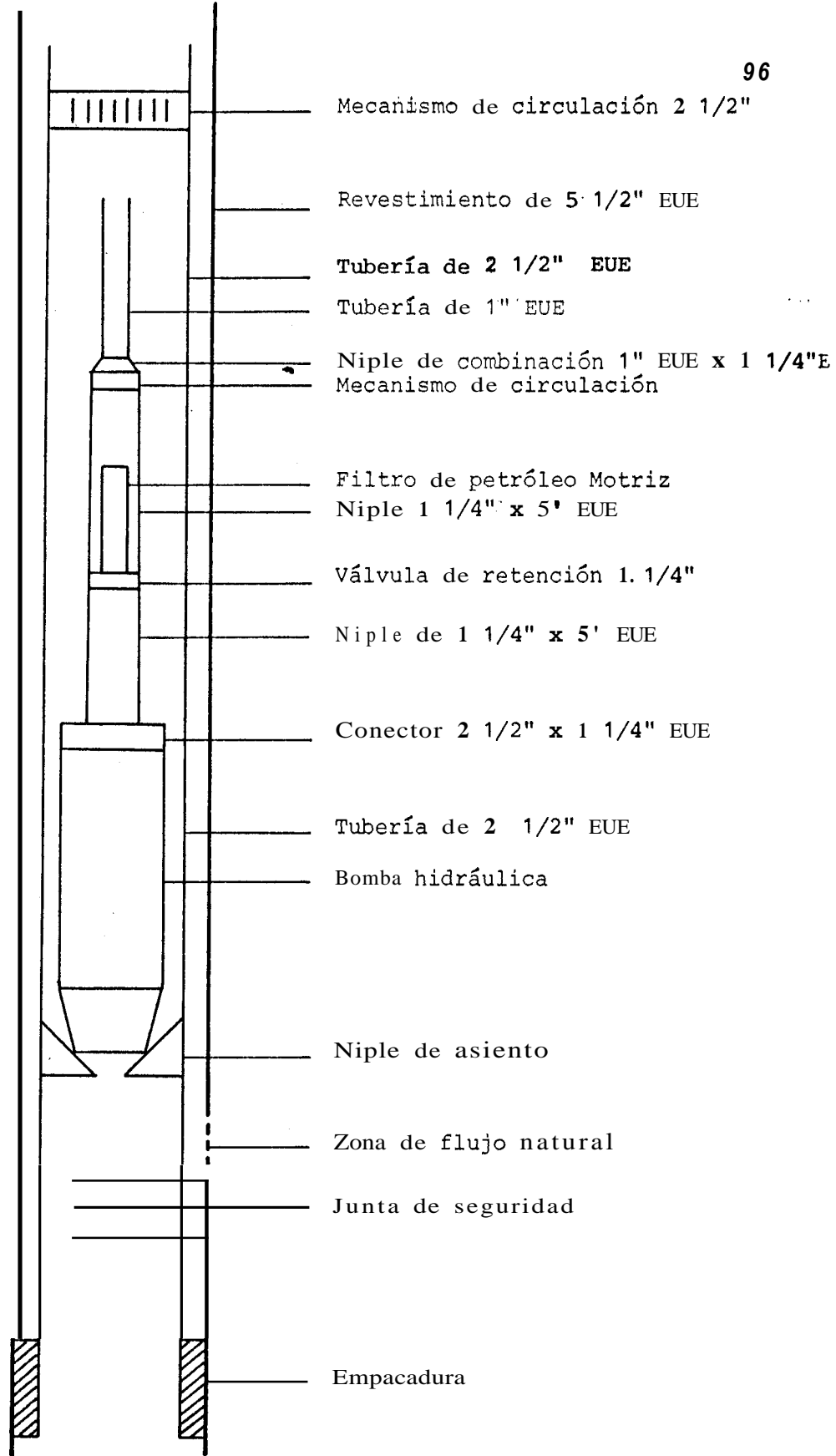


FIG. N<sup>o</sup> 21. BOMBA HIDRAULICA INSERTABLE FIJA Y ZONA DE FLUJO NATURAL

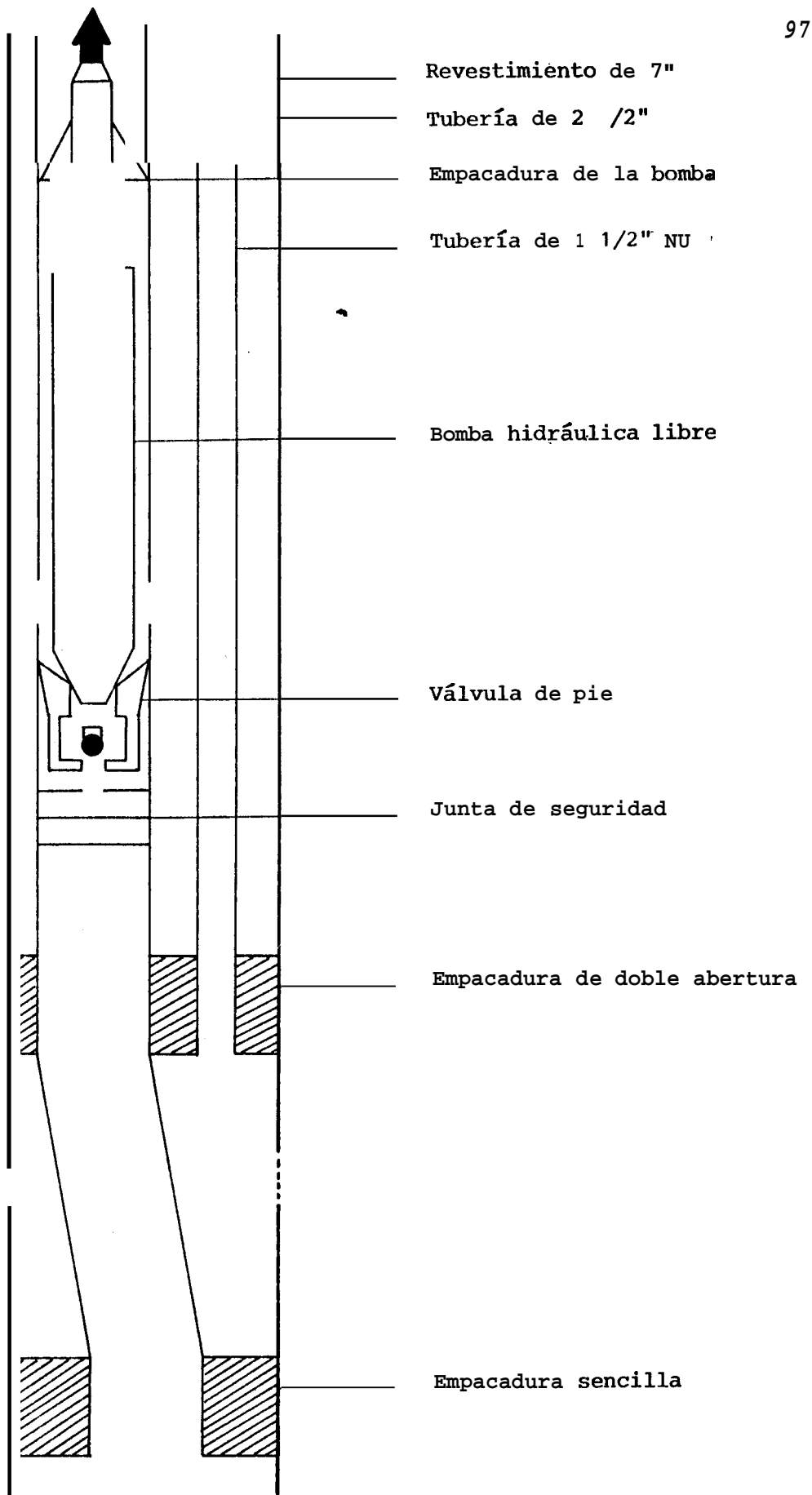
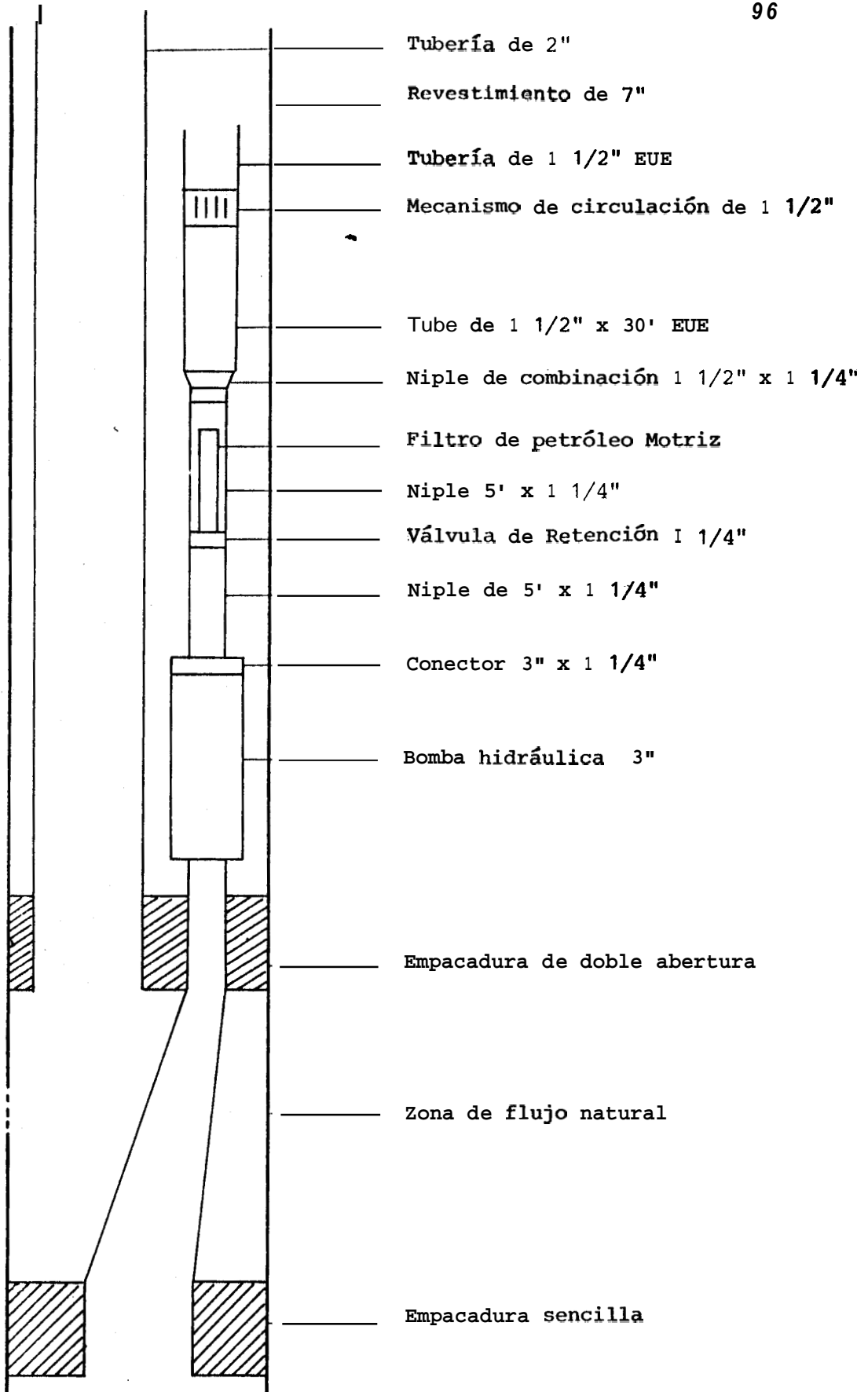
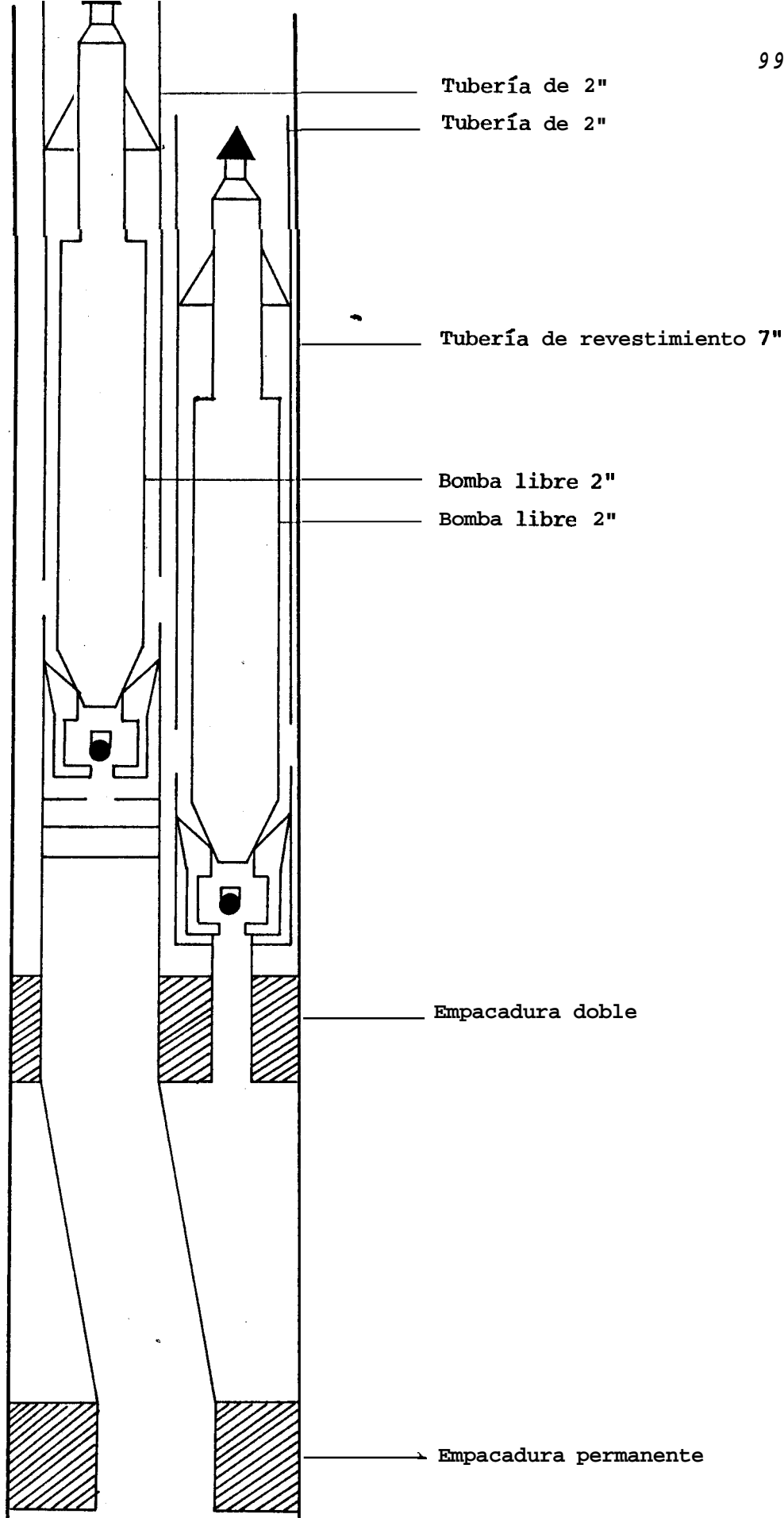


FIG. N.º 22. INSTALACION DOBLE BOMBA HIDRAULICA LIBRE CON BOMBA





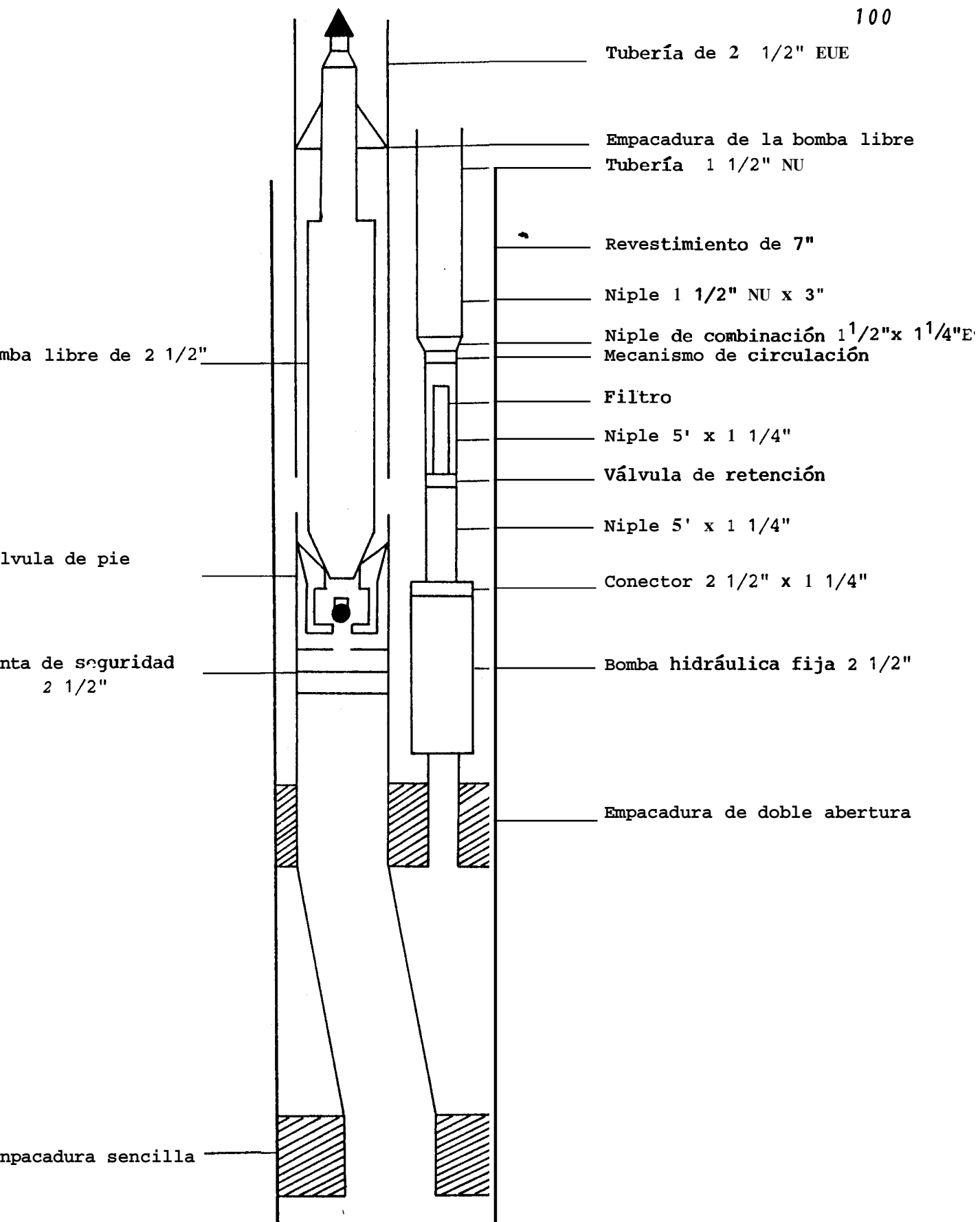


FIG. Nº 25. INSTALACION DOBLE BOMBA FIJA Y BOMBA LIBRE



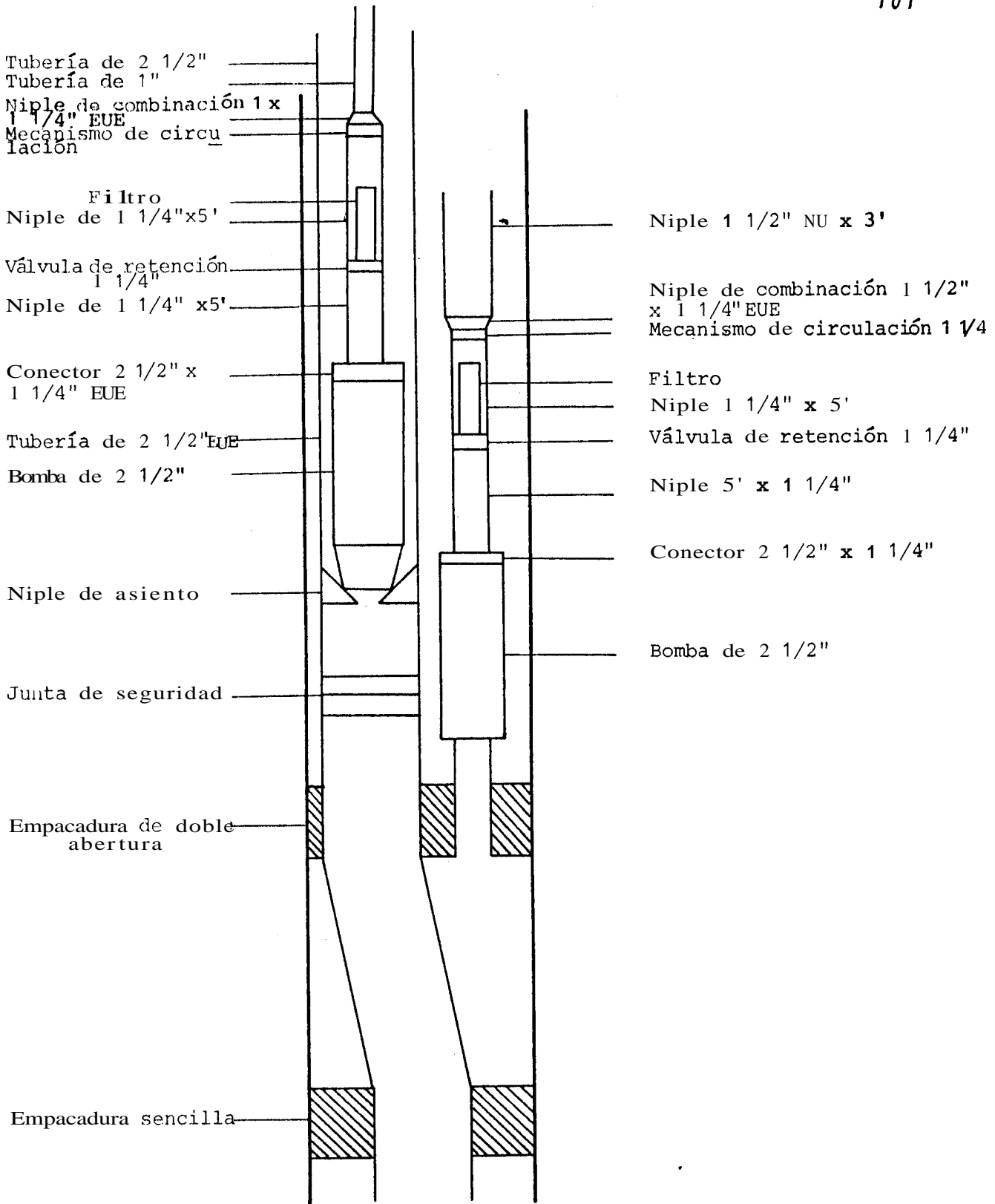
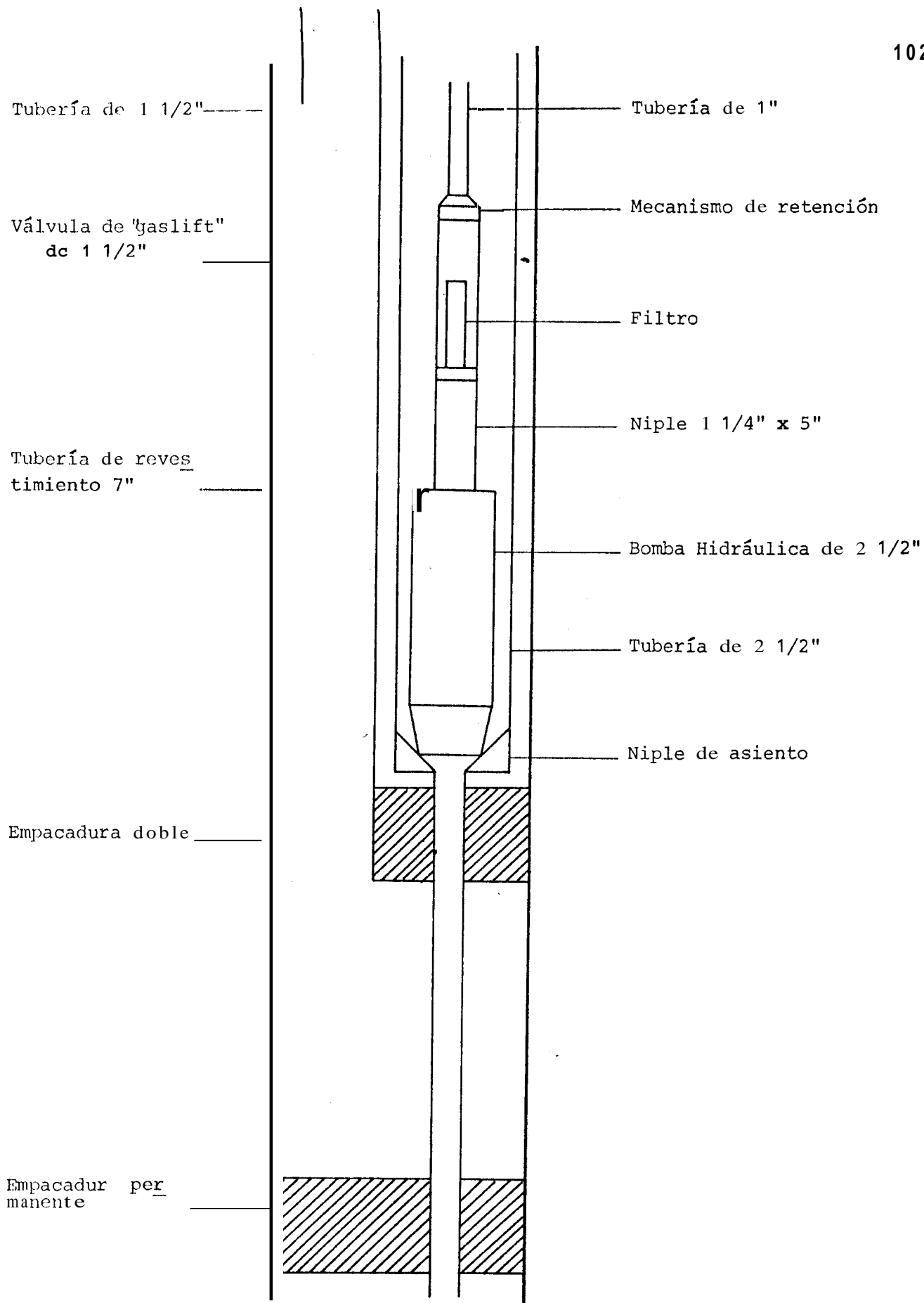


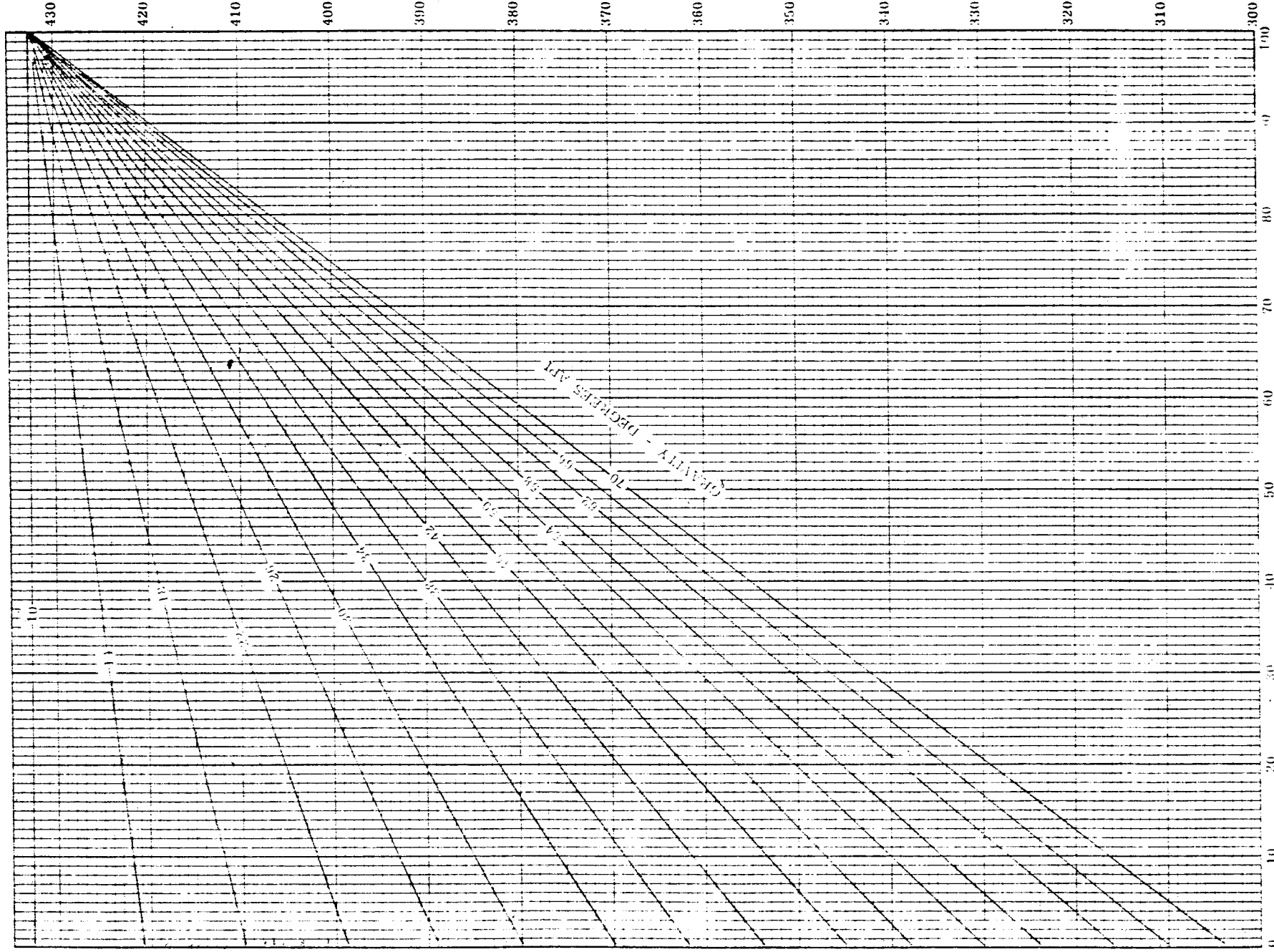
FIG. N° 26.- INSTALACION DOBLE BOMBA INSERTABLE

FIJA Y BOMBA FIJA

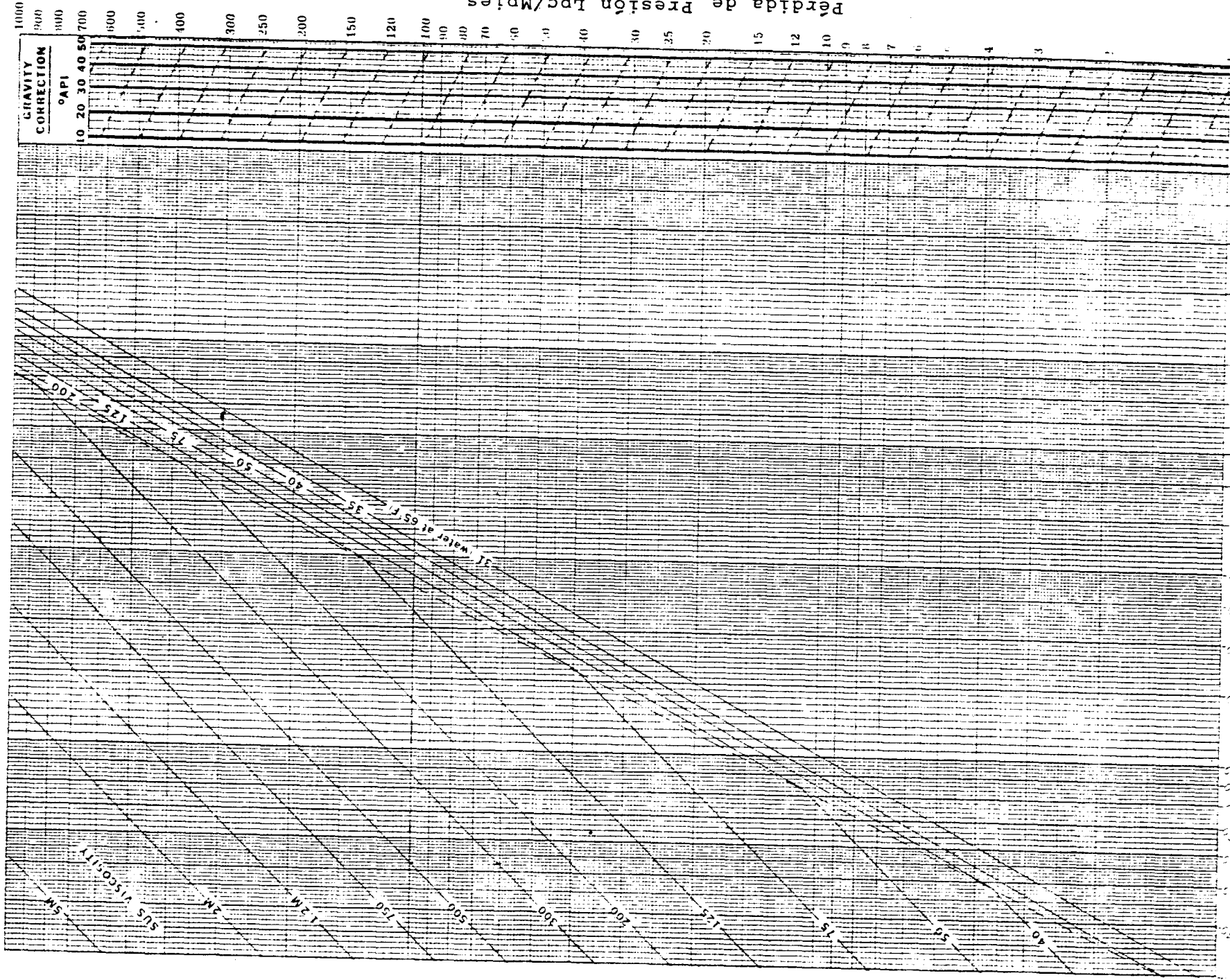

 FIG. N<sup>o</sup> 27.- INSTALACION DE BOMBA HIDRAULICA INSERTABLE EN LA V



G R A F I C O S



(1.050" O.D.)



1000  
900  
800  
700  
600  
500  
400  
300  
250  
200  
150  
120  
100  
90  
80  
70  
60  
50  
40  
35  
30  
20  
15  
12  
10  
9  
8  
7  
6  
5  
4  
3

Perdida de Presion lpc/Mpies

GRAVITY CORRECTION °API  
 10 20 30 40 50

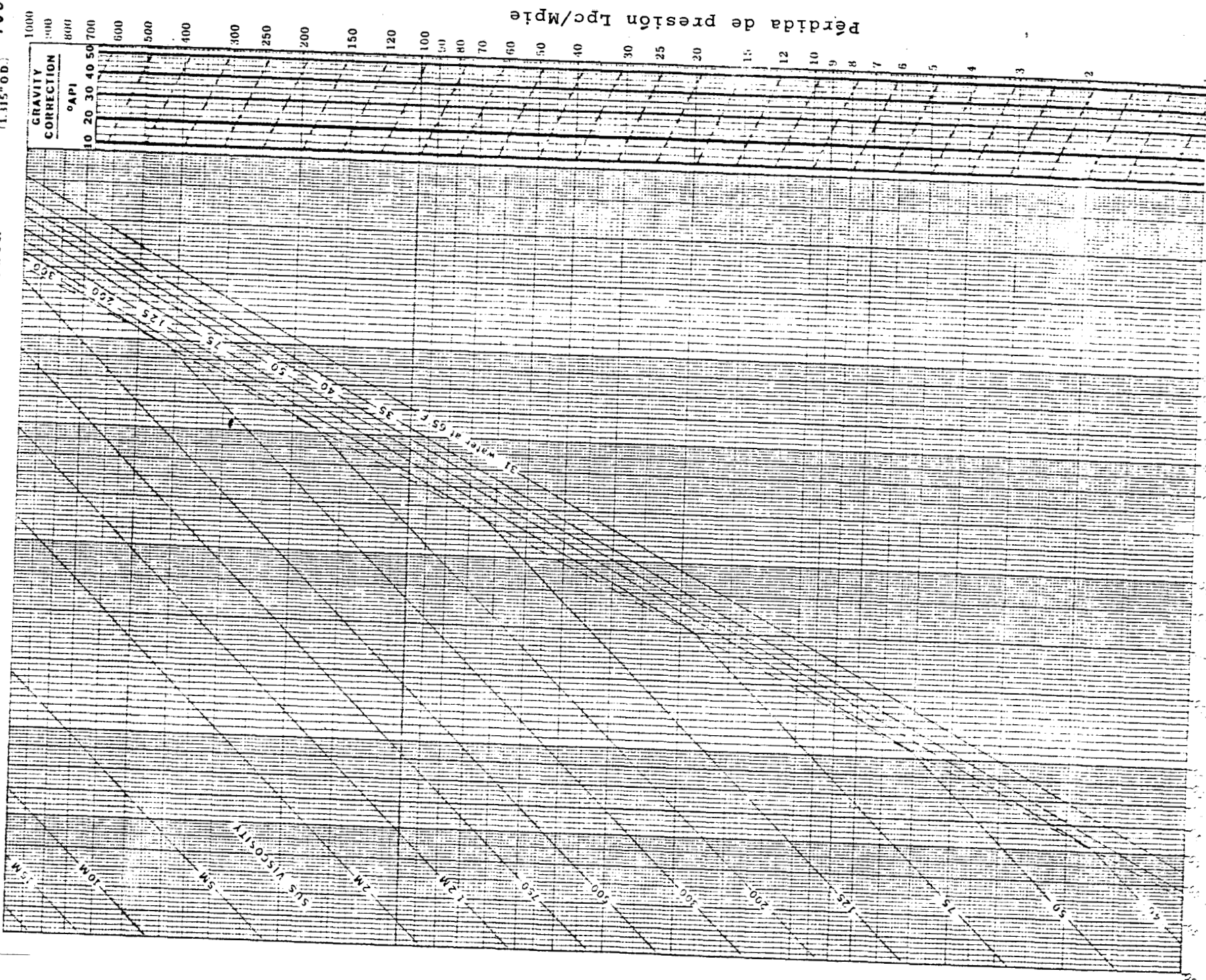
SUS VISCOSITY  
 5M  
 2M  
 1.2M  
 750  
 500  
 300  
 200  
 125  
 75  
 50

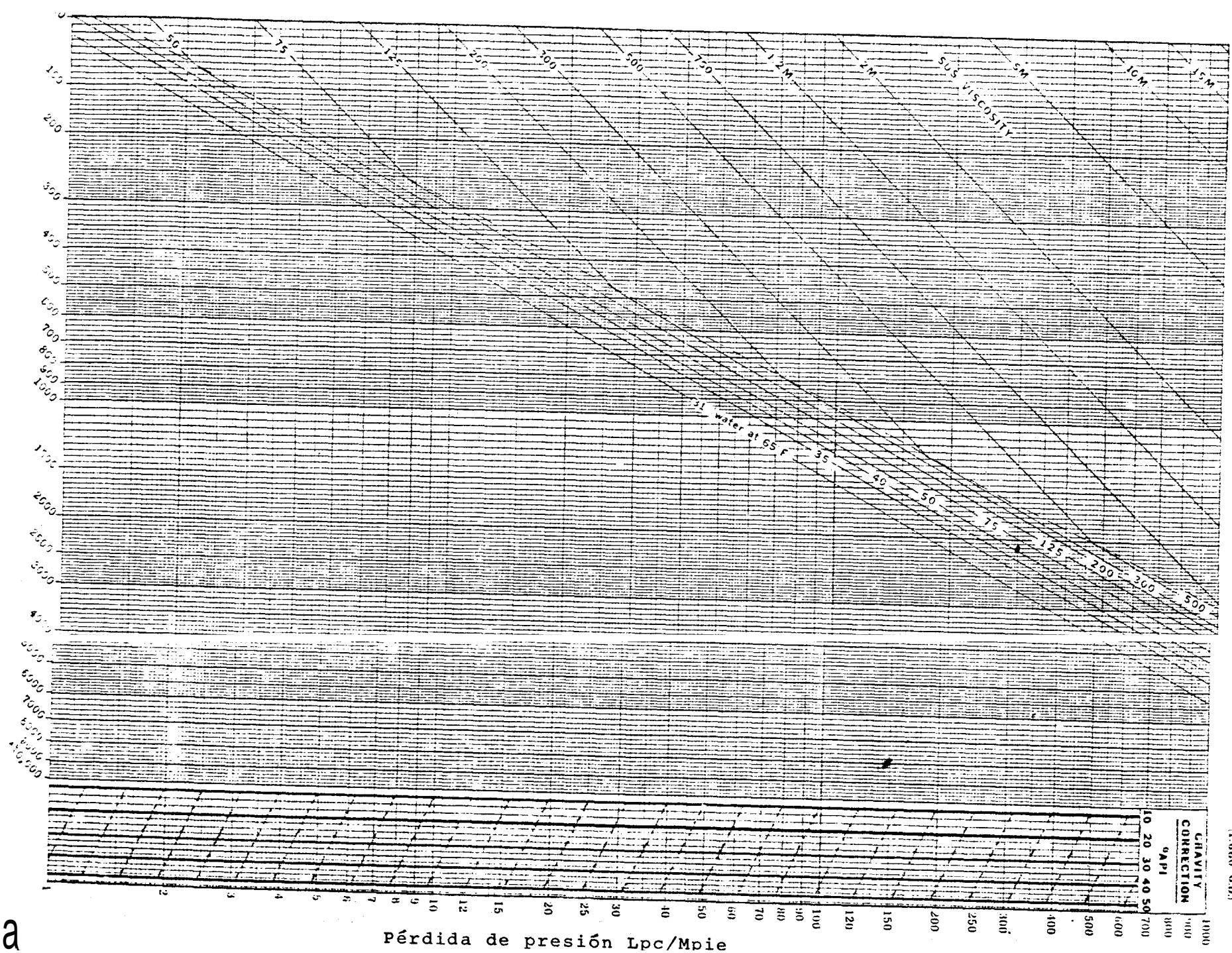
Water at 65 F.  
 100  
 75  
 50  
 35  
 20  
 15  
 10  
 7  
 5  
 3

**GRAFICO N° 4. PERDIDA DE PRESION**

**TUBING**  
(1.315" O.D.)

**106**

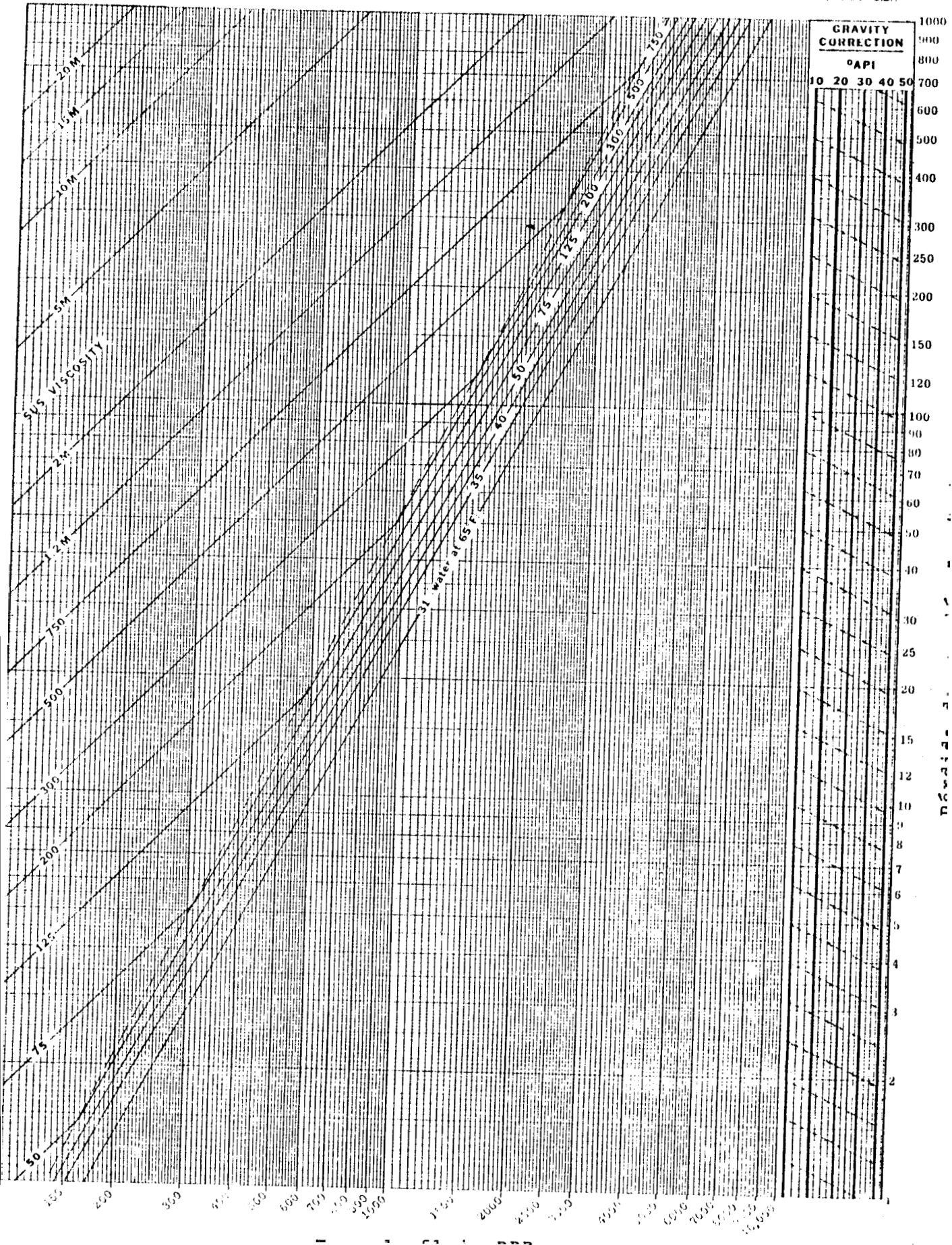




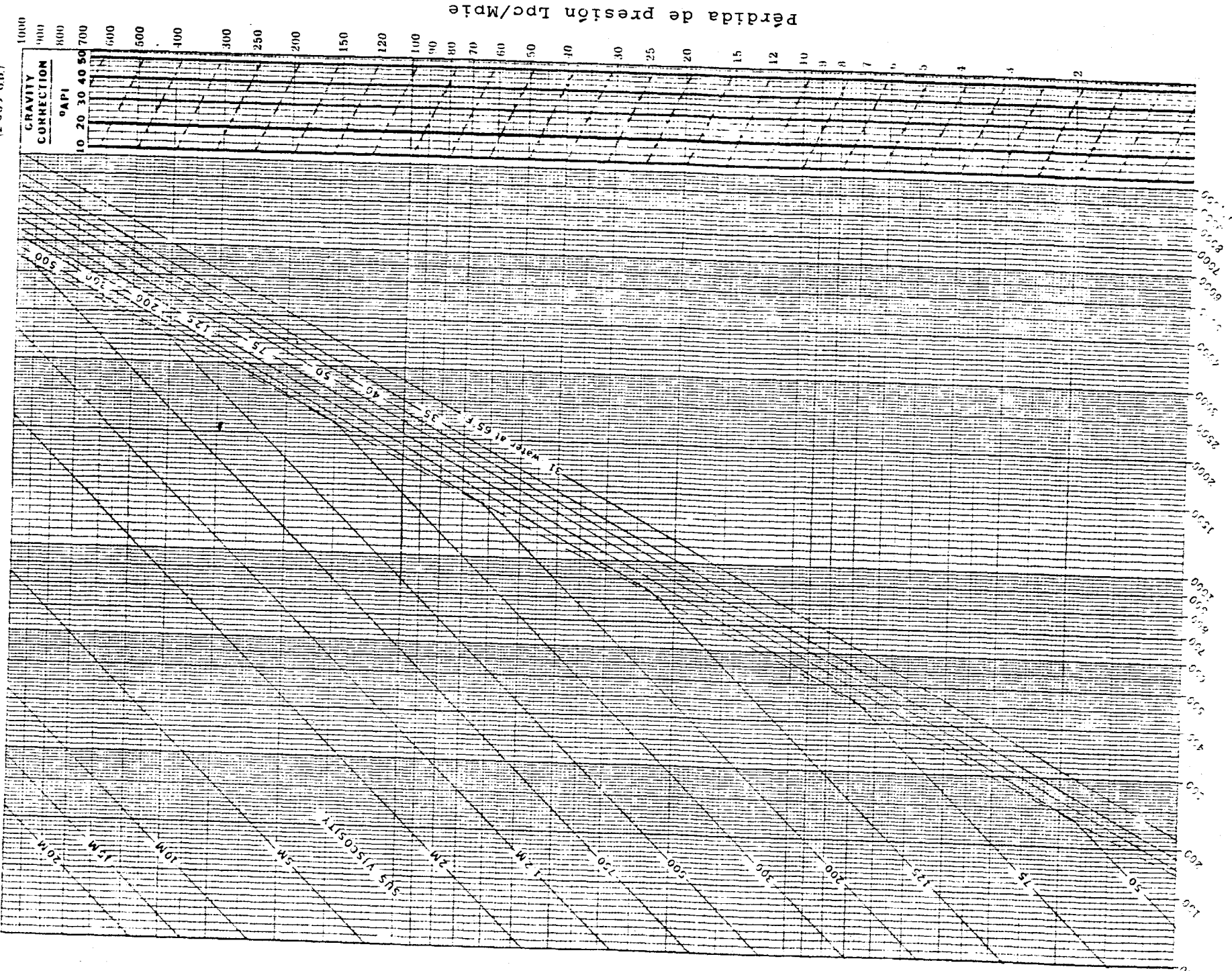
a

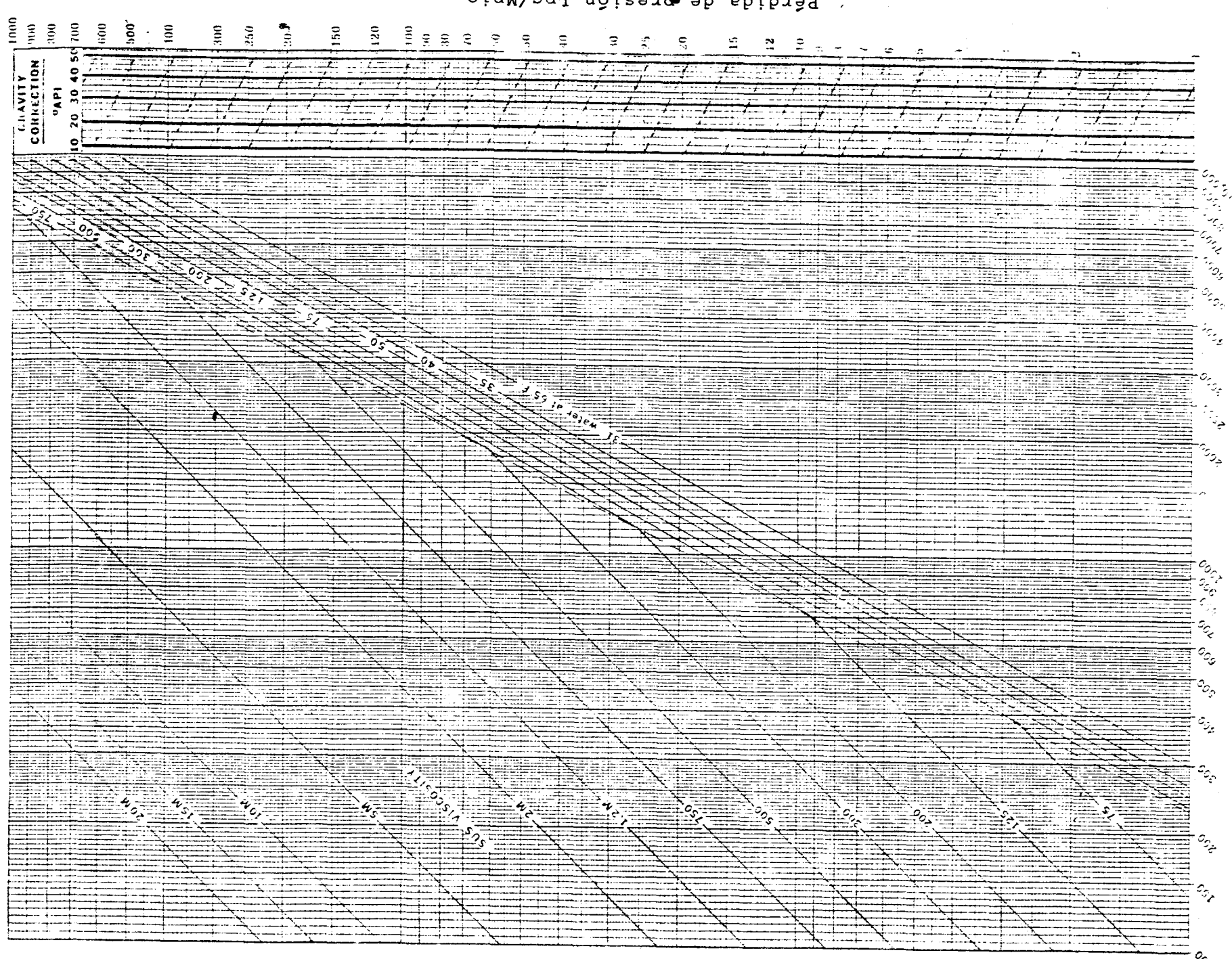
Pérdida de presión Lpc/Mpie



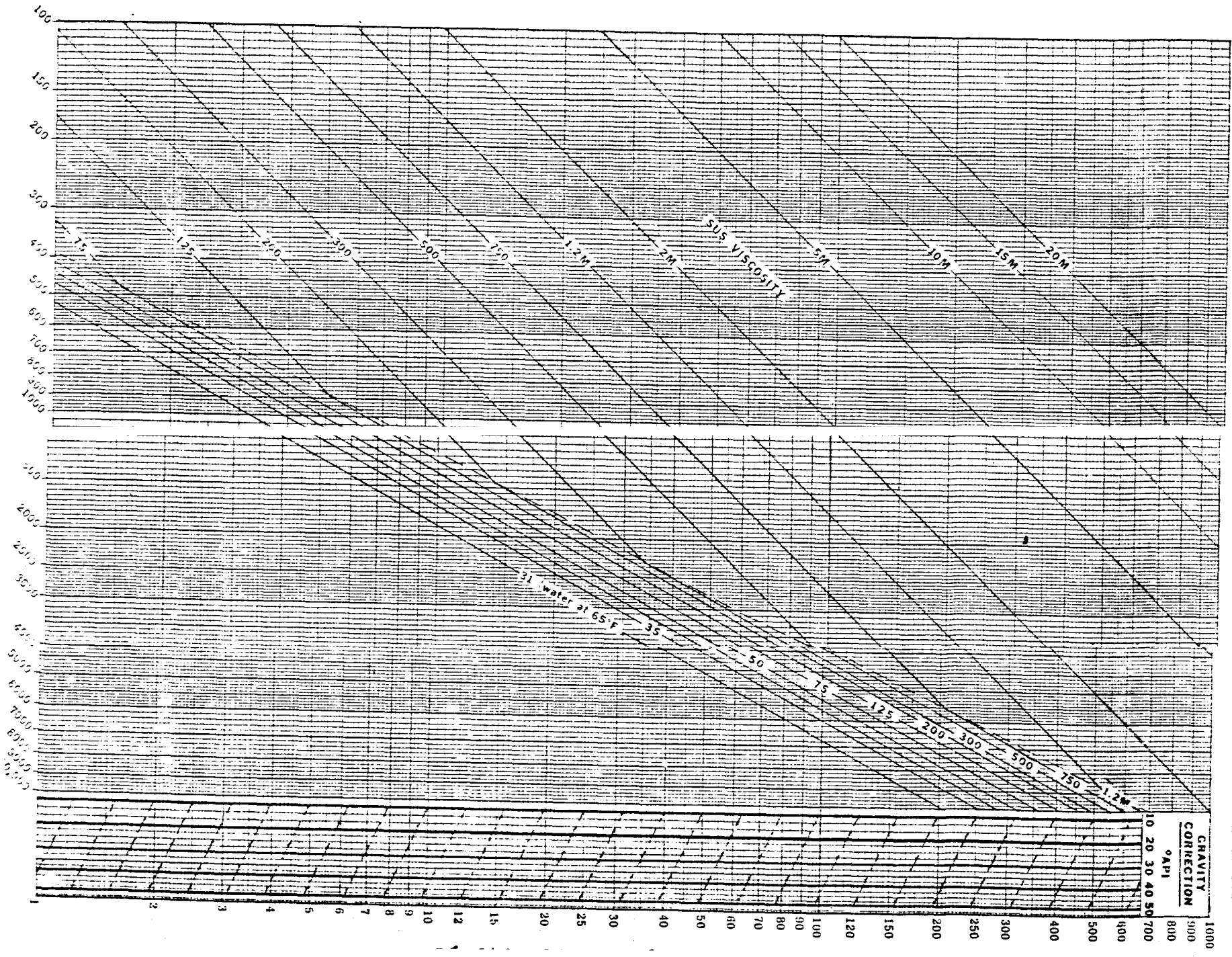








Perdida de presión lbc/Mpie



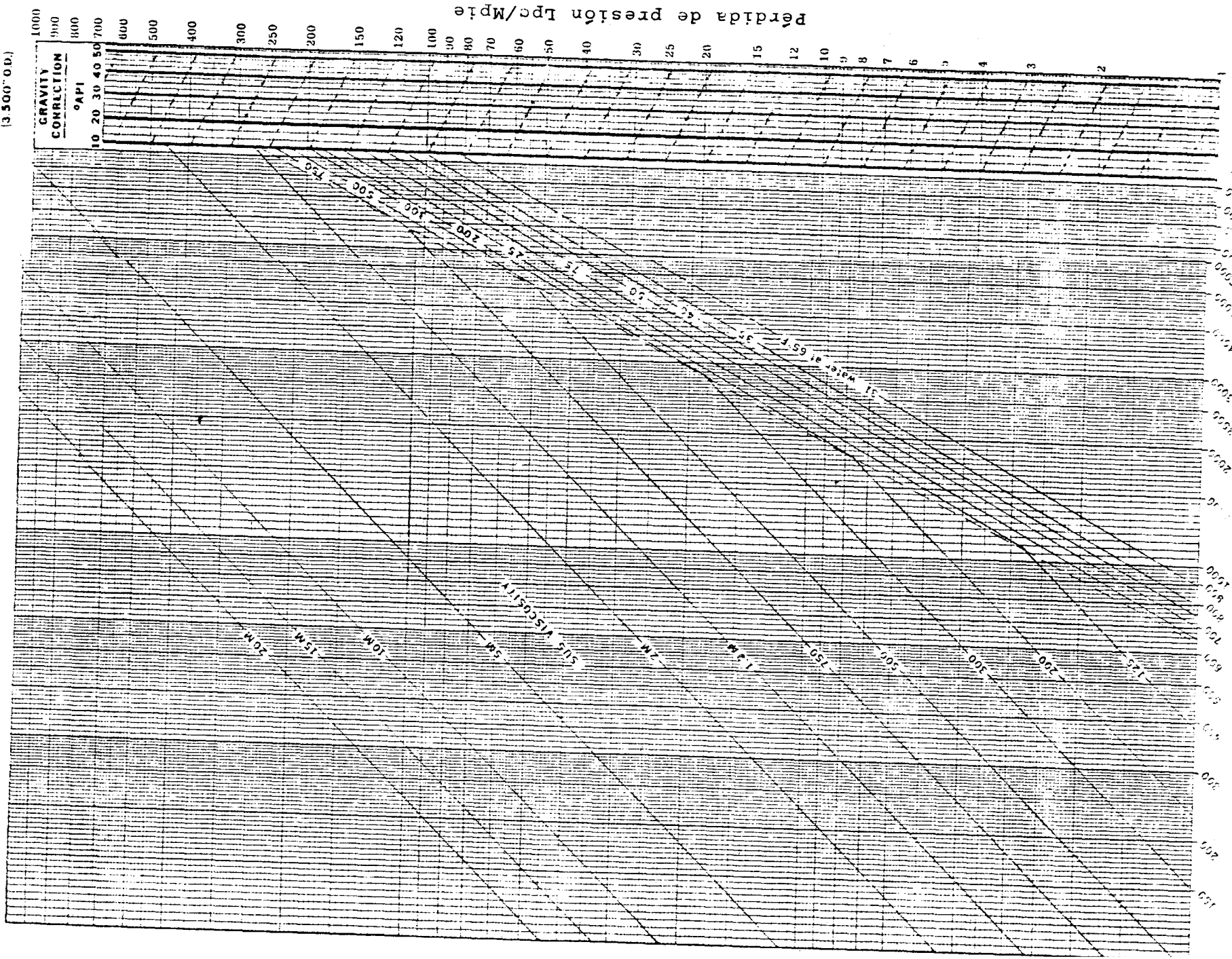
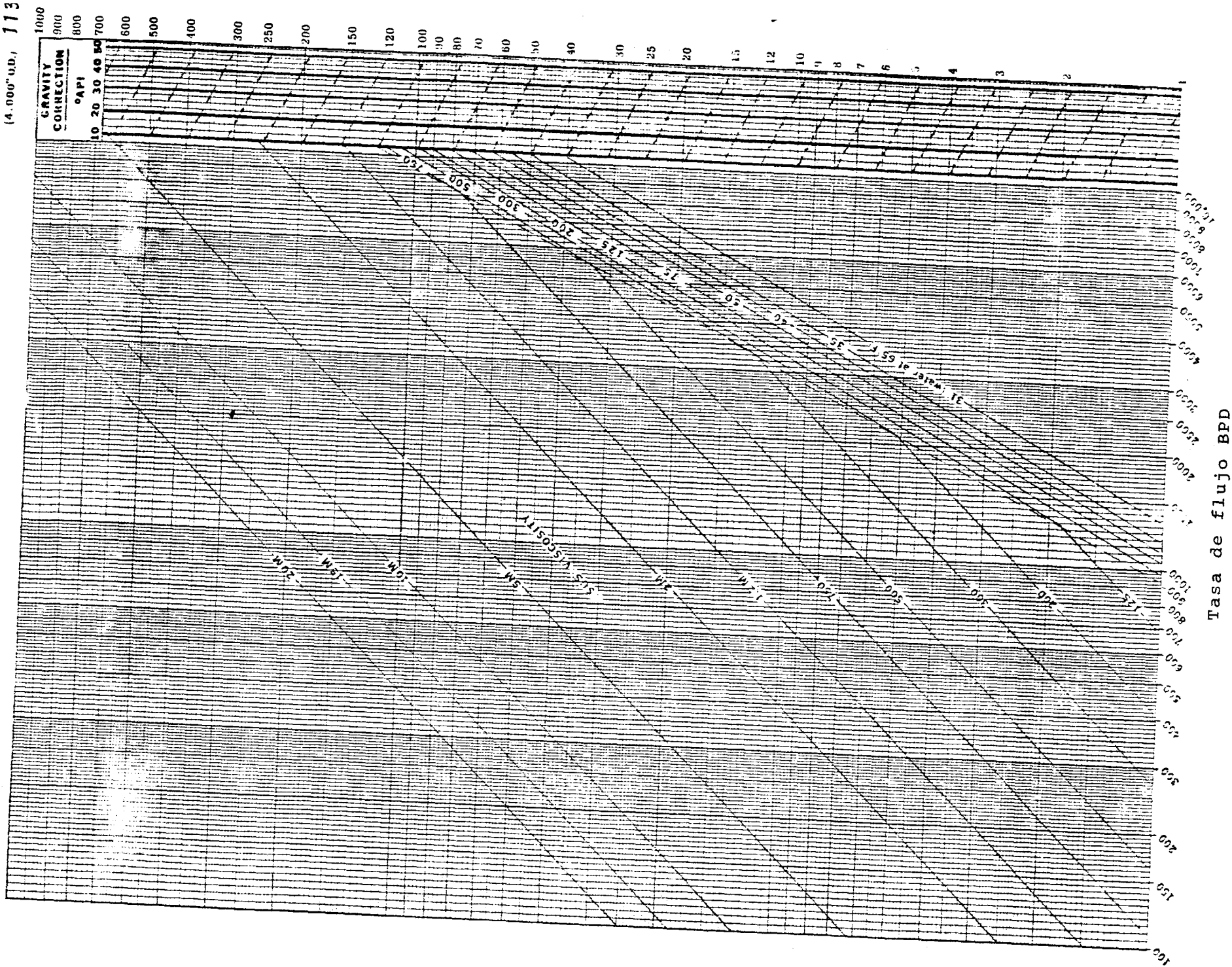


GRAFICO N° 1. PERDIDA DE PRESION

TUBING

(4.000" o.d., 113



Tasa de Flujo BPD



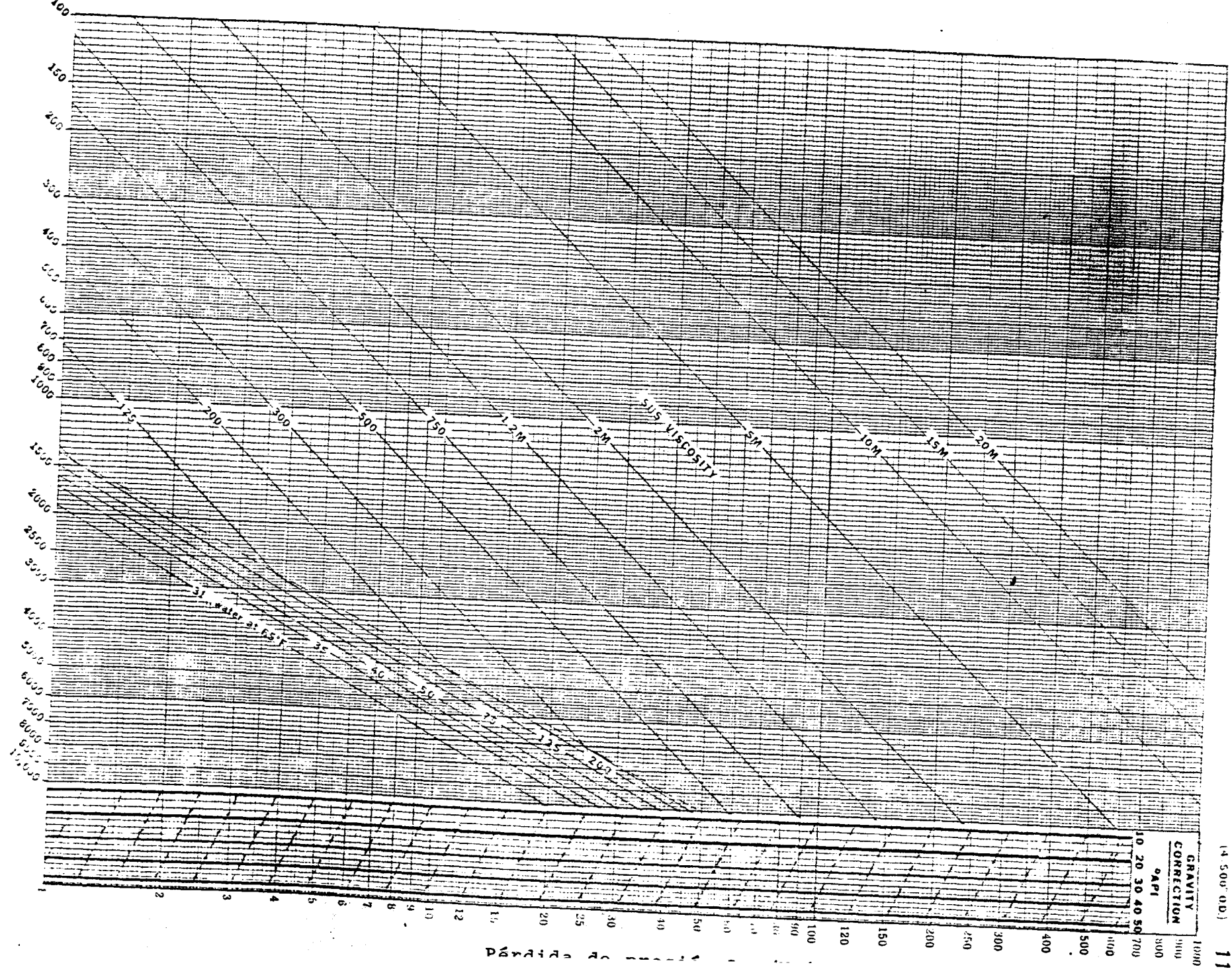
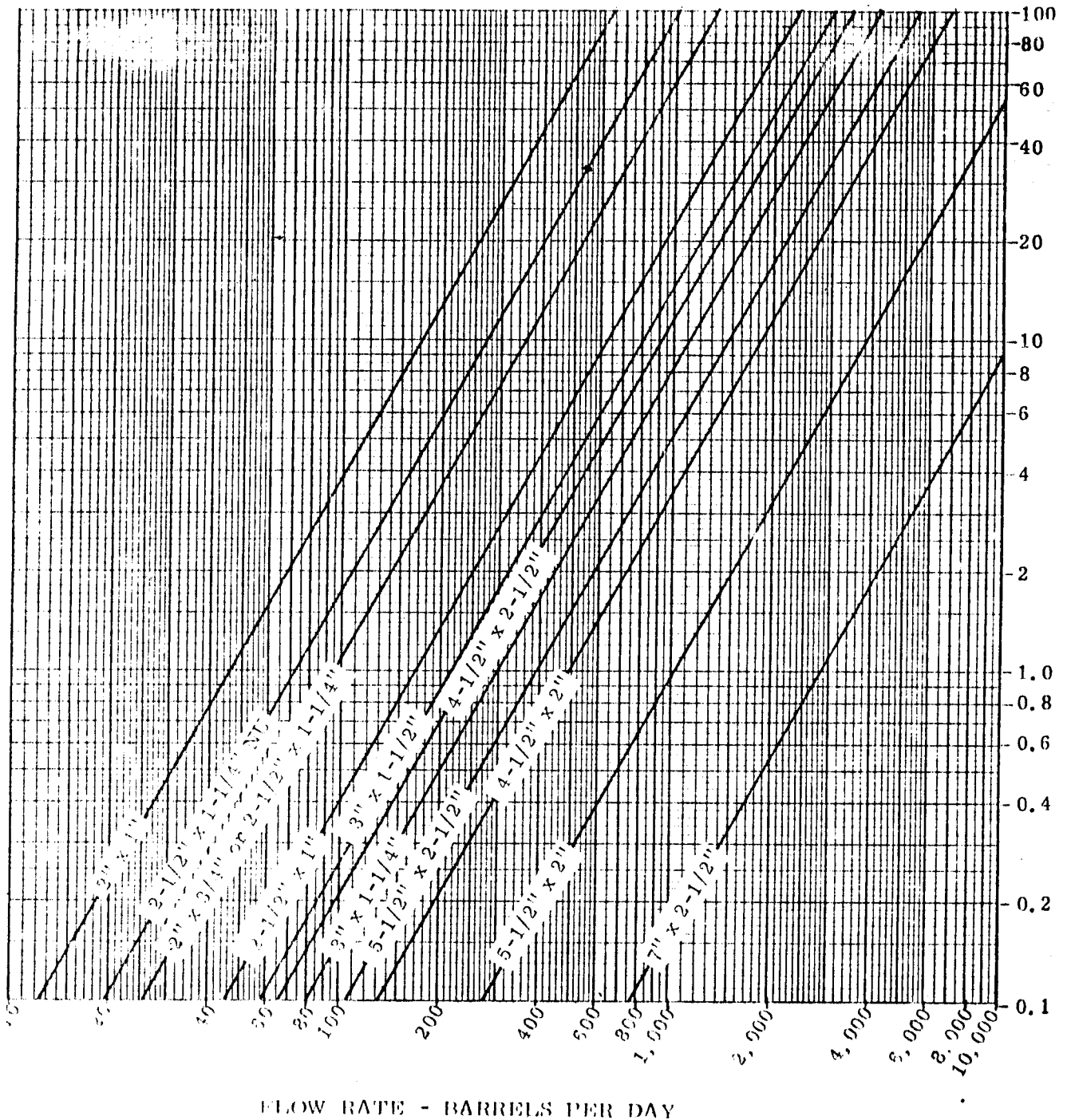
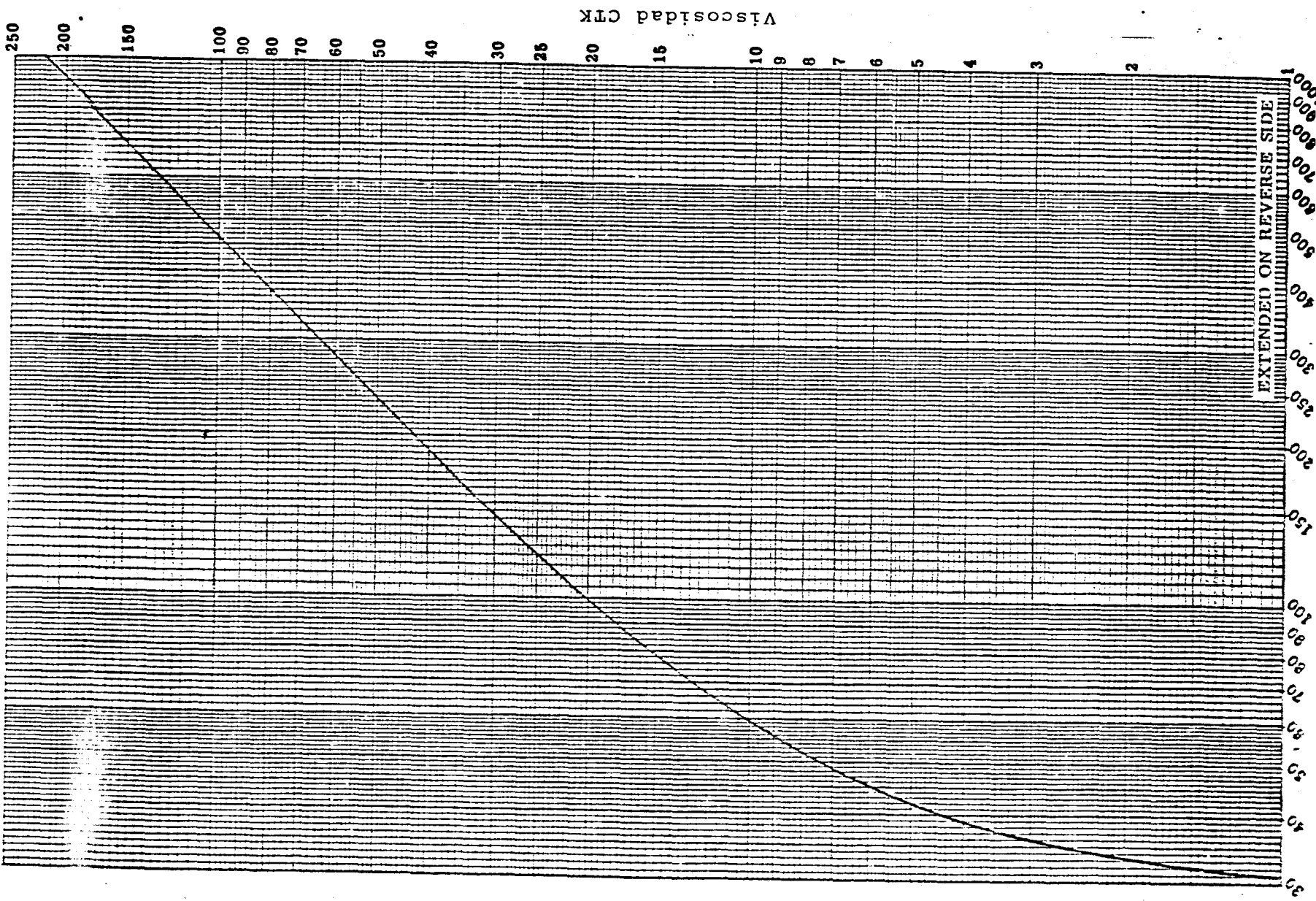


GRAFICO N° 13. PERDIDA DE PRESION EN EL  
ESPACIO ANULAR

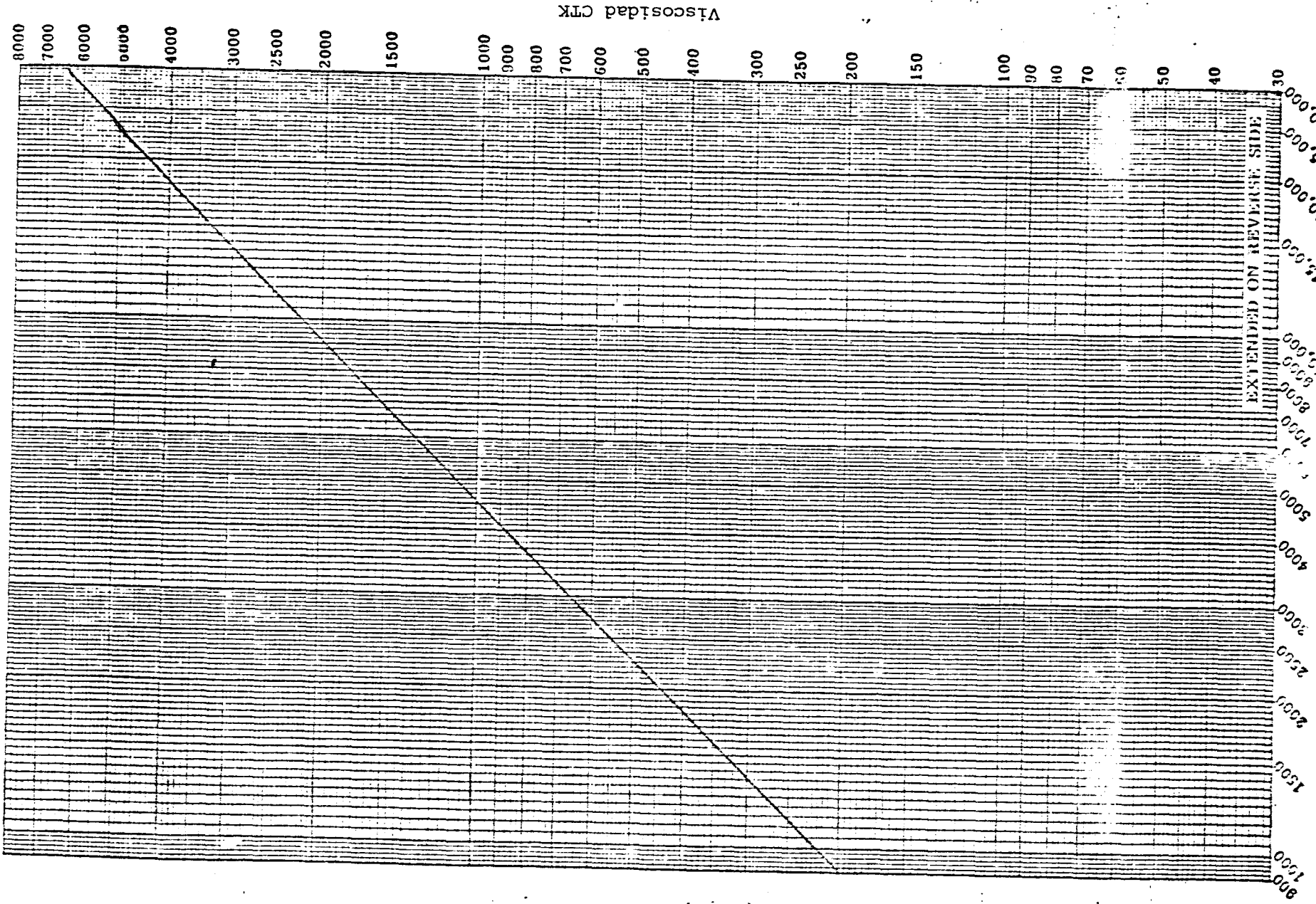


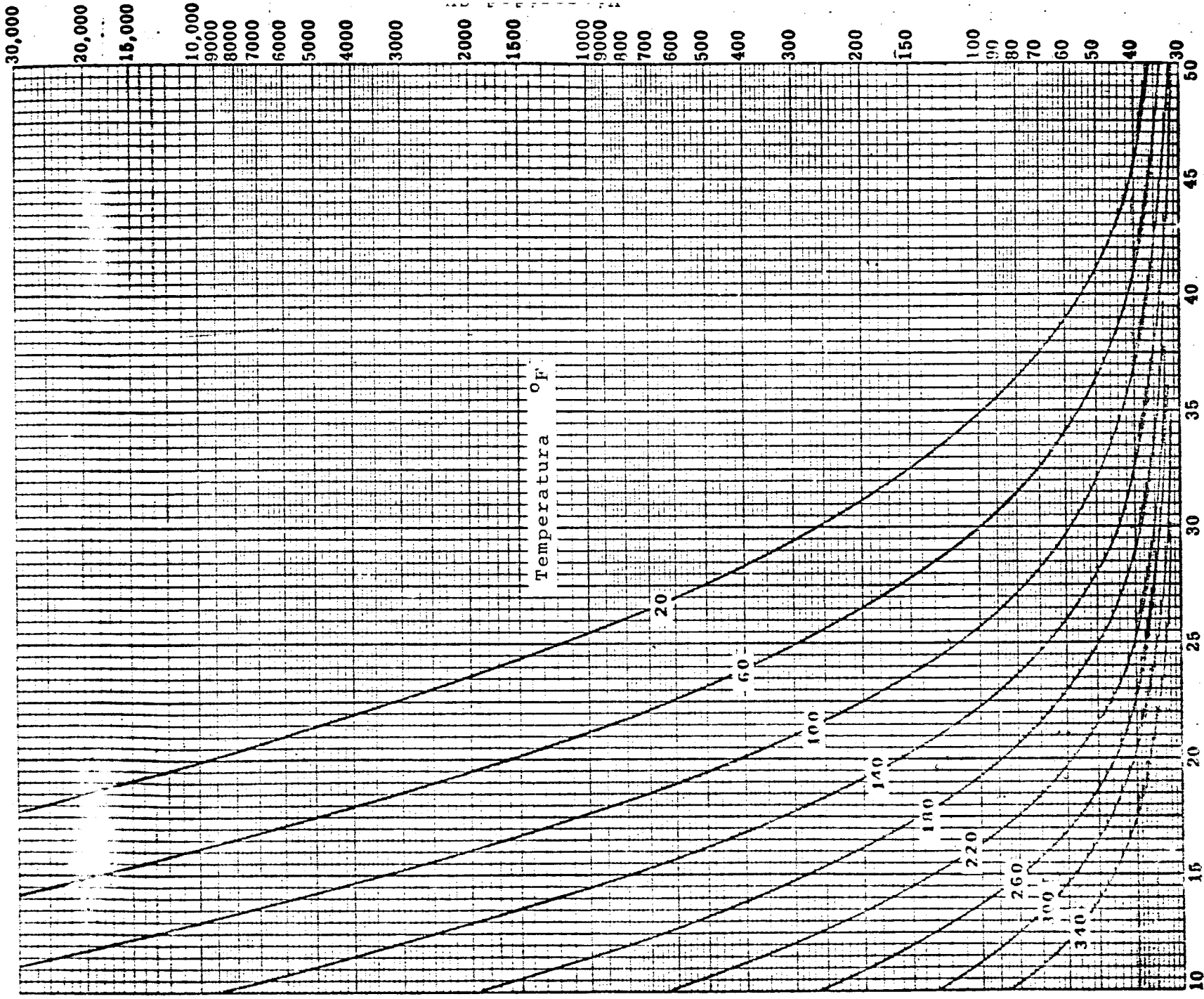
**NOTA:** Este gráfico está hecho para viscosidad 45 SUS para obtener la caída de presión a otras viscosidades SUS se multiplica la caída de presión obtenida en el gráfico por la gravedad específica del fluido.

*Donde mira la combinación tbg-csg. 2" x 7" ?  
Cual es la gravedad específica de su fluido matriz ?  
como obtiene 0.5 psi/1000 pies en el anular !*









## BIBLIOGRAFIA

1. *Oilmaster Hydraulic Pumping Systems* ARMO 1965
2. *Manual de Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico "KOBE"* 1963.
3. *Theory and Application of hydraulic oil well pumps*  
C.3. Coberly.
4. *Hydraulic Oil well Pumping Systems. KOBr 1973-1974 Catalog.*
5. *Estudio Preliminar para una prueba piloto de Bombeo Hidráulico en el pozo 11-M-228. Oscar Castillejos C.O.P. 1970.*
6. *Bombeo Hidráulico. Genehao Hernández Andhade.*
7. *The properties of well fluids as related to hydraulic pumping* (S.P.E 1959) Brown Coberly.
8. *Hydraulic Afford Pumping Economics. H. Kelly.*  
*Petroleum Engineer November 1968*
9. *Hydraulic Triplex Pumps. KOBE.*
10. *Nota técnica: Triplex dobles vs. Balancing. Chacin Maracaibo 1972.*
11. *Instalaciones de Bombeo Hidráulico en formaciones de petróleo pesado y problemas asociados. G.J. Valderrama. Mene Grande Oil Corporation.*
12. *Automatic Well test manifold. Oilmaster LN-1591*

13. *Sistema de Bombea hidráulico KOBE para pozos Petrolíferos. KOBE INC.*
14. *Como entender los Sistemas Oilmaster de Bombeo Hidráulico ARMCO.*
15. *The Oilmaster Unidnautic Pumping System from Fluid - Packed Pump. ARMCO LN-1571*
16. *Solo Unit. KOBE Bulletin SU-374*
17. *Hydro - Kolube Power  
Bulletin N<sup>o</sup> 565 \**
18. *Pressure Controller. KOBE Bulletin 1-169*
19. *Constant Flow Controller. KOBE 2-169*