



**CUARTO SIMPOSIO
SOBRE EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO
BAJA CALIFORNIA, MEXICO**



AGOSTO 10 - 12. 1982

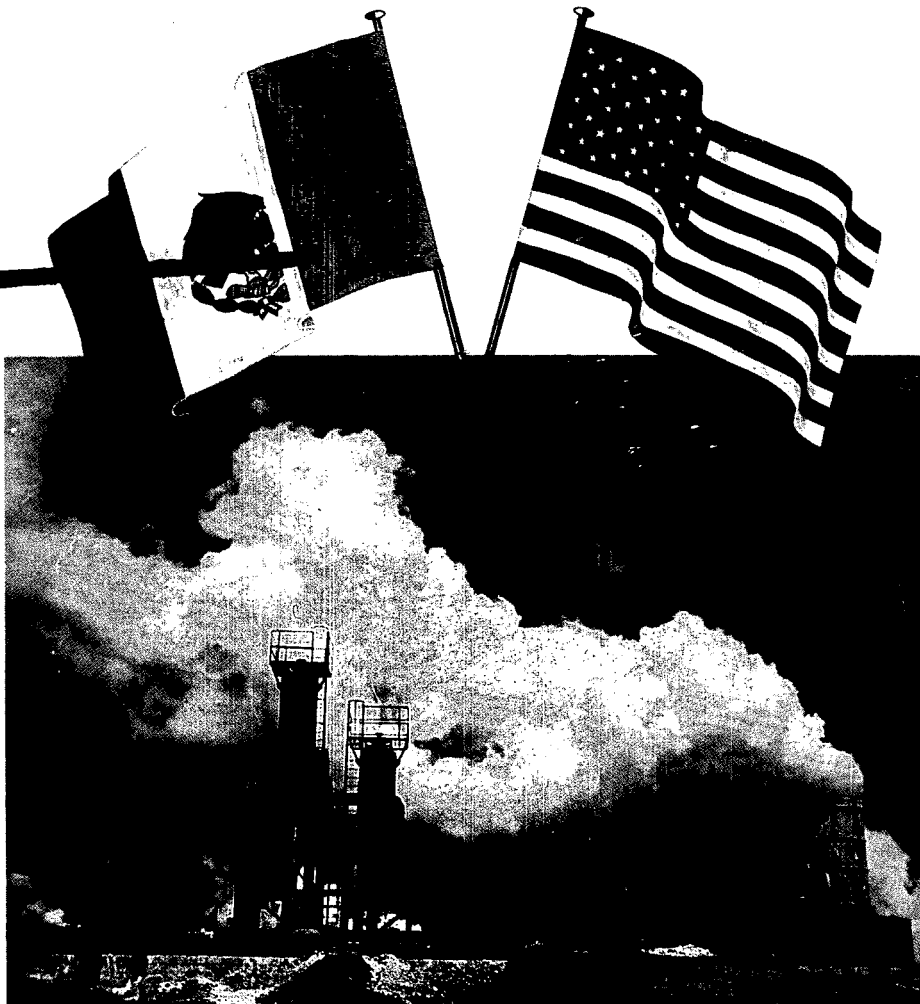
GUADALAJARA, JAL.

Organizado por

Comisión Federal de Electricidad

en cooperación con el

United States Department of Energy,
Division of Geothermal Energy



**ACTAS/PROCEEDINGS
VOLUMEN 2**



Coordinadora Ejecutiva
de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California
México



Earth Sciences Division,
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California 94720

Geothermal well DRILLING MANUAL *at Cerro Prieto*

INTRODUCTION

The Cerro Prieto geothermal field is located in the north-western part of Mexico approximately 30 km to the south of Mexicali, Baja California, where the Cerro Prieto volcano serves as a point of reference in the Mexicali Valley.

The geothermal field is divided into three areas (Cerro Prieto I, II and III) because of the electric power plants and 104 wells that have been constructed there.

Completion of these wells has differed in regard to casings, depth into the production zone and problem zones, but all are similar in the formation drilled through, although it differs in thickness and in depth.

Drilling fluids.

A drilling fluid program has been prepared for purposes such as cleaning the bottom of the hole as well as the drill bit teeth in the formation, carrying cuttings from the well bottom to the surface, suspending cuttings and densifying material when the fluid circulation is interrupted, cooling and lubricating the drill bit and drilling string, controlling the formation pressures, forming a protective coating on the walls of the well, preventing damage to the production formation, facilitating the handling and operation of logging equipment, floating tools within the well, and so forth. Furthermore, it solves problems that arise while drilling through the zones where the greatest danger exists, which in this field are hydratable shales, friable shales and zones with circulation loss, where differential sticking of tools and the drilling string getting caught must be prevented, etc. All of these functions are aimed at having a positive impact on safe and good drilling within well construction.

This program may be applied to any well constructed in this field, even though they vary in depth with production zones from 1,400 m to 3,500 m. Specifications for drilling fluid (commonly called mud) characteristics that will allow such fluids to fulfill their purposes have been established, together with the ranges or margins within which they should be maintained. This program and the correct application of chemical reagents in relation to the formulation to be drilled through were based on the compilation of

mud analysis data, background in its application in this field and information from several drilling fluid companies.

It should be noted that well depths in this field, as well as the respective depth of casings and formations have been averaged for the program referred to below.

Hydraulics

Hydraulics is one of the principal techniques for good drilling progress. The hydraulic power required in the mud pump may be calculated according to the hydraulic power desired in the drill bit nozzle and the total fall in pressure in the system or the optimum diameter of the nozzle may be calculated according to the hydraulic power of the pumps. On the basis of the hydraulic power of the pump and a flow cross section, the type of flow that exists at a given point may be calculated, in addition to the critical and real velocities and pressure losses caused by friction in each part of the system or in the complete fluid cycle. The time of the fluid cycle or the time that it takes for formation cuttings to rise to the surface may also be calculated in accordance with the critical velocity of the fluid, the type of formation and drilling mud conditions. To improve friction caused pressure losses, the diameters of the pump bushings and the diameters of drilling casings may be changed, in accordance with the diameter of the drill bit.

An analysis of drilling in relation to hydraulics and optimum hydraulic conditions for improved drilling progress is presented in relation to drilling in the Cerro Prieto area with a model of an average depth of 2,400 m.

ABSTRACT

The objective of the drilling manual is to solve all problems directly related to drilling during the construction of a well. In this case, the topics dealt with are drilling fluids and hydraulics to be applied in the field to improve drilling progress, eliminate risks and achieve good well-completion. There are other topics that are applicable such as drill bits and the drilling string, which are closely

next page

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency Thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

linked to drilling progress. On this occasion drilling fluid and hydraulics programs are presented, in addition to a computing program for a Casio FX-502P calculator to be applied in the field to optimize hydraulics and in the analysis of hydraulics for development and exploration wells at their different intervals.

DRILLING FLUID DEVELOPMENT IN THE CERRO PRIETO, B.C., GEOTHERMAL FIELD.

This development is based on the formation to be drilled through and on a casing program.

Initially a bentonitic mud is prepared in the mud reservoirs (the water-bentonite ratio depends on the bentonite yield) to obtain the following characteristics:

VISCOSITY: 48-50 sec/l
DENSITY : 1.06-1.08 gr/cm³

Drilling begins with a certain diameter and later a number of expansions are made until a 36-in. diameter hole is constructed (at approximately 50.0 m) and the 30-in. conductor casing is cemented. During this stage the drilling fluid should remain within the following characteristics:

DENSITY	VISCOSITY	VOL. OF SAND
1.12-1.14 gr/cm ³	48-50 sec/l	2% or less

The formation that will be encountered during drilling is plastic sandy clay with medium-grain sand (subangular, subrounded and rounded) where the density will increase due to the incorporation of sand into the system and viscosity will be suitable and pumpable to carry information cuttings effectively and keep the hole clean.

Care should also be taken with the surface equipment to control solids (shakers and desanders), which will work at their maximum capacity. The shakers should have screens (#20 in the upper part and #40 in the lower part) capable of processing the entire flow and eliminating the greatest possible quantity of formation cuttings. The desander, which has two phases for eliminating solids (a water cycle and a vibrating screen), should have a #120 screen. To place the 30-in. diameter conductor casing, the viscosity is decreased to 40-45 sec/l, which will also facilitate shifting during cementing.

After the cement for the 30-in. casing and the surface connections has set, when

drilling through the drilling accessories and cement, treatment is applied to counteract contamination and to continue drilling and expanding to obtain a 26-in. diameter hole (at approximately 300.0 m) and in order to cement the 20-in. surface casing. During this stage, the characteristics of the drilling fluid, which should continue to be bentonitic, are maintained.

DENSITY 1.12-1.14 gr/cm³.
VISCOSITY 48-50 sec/l.
FILTRATE N/C.
COATING 2-4 mm.
VOL. OF SAND 2% or less.

The formation to be encountered is brown plastic clay with fine-and medium grain-sand, fine-and medium-grain sandy lenses that vary in thickness from 100 to 200 m, gravel and pieces of peat. The function of the mud will thus be to provide effective carrying and to clean the hole and the viscosity will be kept at an average value for that purpose. The coating in this interval will be kept at ± 2 mm, although it may reach 4 mm in certain cases without causing problems. The percentage of sands is kept low in order to improve coating conditions and to prevent damage to hydraulic parts of the mud pumps. Density should be kept at a value that will provide control for the walls of the hole and for possible surface water flows that will thin the drilling fluid.

The most important factor is the time in which the well is constructed, since it does not give time for the filtrate to damage the walls by hydrating the clay, which would reduce the hole or cause the sandy lenses to collapse and trap in drilling casings.

In conditioning for the placement of the 20-in. diameter casing, the viscosity is reduced to 40-45 sec/l, which also facilitates spreading the cement slurry during cementing. The surface equipment to control solids is kept in the same conditions as previously.

Once the cementing of the 30-in. casing has set and the surface connections have been made, the cementing accessories and cement are drilled through after the drilling mud is treated to prevent cement contamination.

Drilling and expansion are continued until a hole 17 1/2 inches in diameter is obtained (at approximately 1,000 m), where the 13 3/8-in. diameter intermediate casing is placed and cemented. For this interval the characteristics of the drilling fluid are made more specific in order to solve

the problems the formation may present. The mud changes and becomes lignitic.

DENSITY	1.12-1.14 gr/cm ³
VISCOSITY	45-48 sec/l
FILTRATE	+ 12 cm ³
COATING	2 mm
pH	8.5-9.0
VOL.OF SAND	1% or less
VOL.OF SOLIDS	10-14%
VOL.OF OIL	3-4%
VOL.OF WATER	82-87%
PLASTIC	
VISCOSITY	10-14 cps
YIELD POINT	2-5 lb/100 ft ²
GEL 0'	0 lb/100 ft ²
GEL 10'	2-4 lb/100 ft ²

These characteristics are based on the formation to be drilled through, the size of the cut and the time required to drill the hole. The formation is composed of brown plastic clay, fine- and medium-grain and (subangular, subrounded and rounded) and pieces of gravel. When drilling is initiated, sufficient diesel is added to provide the percentage required. Lignite, caustic soda and tannins are added as basic reagents for this interval. Efforts are made to inhibit clays, to reduce filtrates, to thin the coating, to spread and reduce viscosity, to deflocculate, to control alkalinity, to remove calcium, to emulsify, and so forth.

The surface equipment to control solids, which is important in maintaining the proper characteristics, is modified in accordance with the needs in the interval to be drilled. The shaker should have #20 screen above and #40 screen below and the desander should have #150 screen.

To place the intermediate casing, the viscosity is reduced to 40-45 sec/l, which also facilitates movement during cementing.

After the cement of the 13 3/8-in. diameter casing has set and the surface connections have been made, including the installations of the wellhead, the cementing accessories and cement are drilled following treatment to prevent cement contamination. A hole with a diameter of 12 1/4 inches is drilled (at approximately 2,000 m) and the 9 5/8-in. diameter production casing is cemented.

The characteristics become even stricter in order to solve the problem areas that arise during this stage, which are the most dangerous. Here, the mud remains lignitic until production temperature is noted and it is changed to chromolignosulfonate.

DENSITY	1.16-1.18 gr/cm ³ (up to 1.22 gr/cm ³).
VISCOSITY	42-45 sec/l

FILTRATE	8 cm ³ or less
COATING	1.5 mm
pH	9.5
VOL.OF SAND	1% or less
VOL.OF SOLIDS	11-16%
VOL.OF OIL	5-6%
VOL.OF WATER	78-84%
PLASTIC	
VISCOSITY	11-16 cps
YIELD POINT	3-6 lb/100 ft ²
GEL 0'	0 lb/100 ft ²
GEL 10'	2-4 lb/100 ft ²

The formation to be drilled is brown plastic clay, fine- and medium-grain sand, fine gravel, mudstone, friable shales, shales and sandstones. This interval is considered that of highest risk because of its stratigraphic structure and the first signs of temperature that alter the characteristics.

The percentage of diesel is immediately increased (5-6%) in this interval and reagents continue to be added. The treatment is strong and constant in order to change the characteristics to the suitable requirements. The reagents are lignite, caustic soda and tannins. Further on, when temperature increases appear, chromolignosulfonate is added as the base for the mud.

These specifications for the mud are based on the problems in the area to be drilled and its condition could be improved to a even greater extent, but would involve increased chemical material costs. We have verified that these characteristics are sufficiently sound for drilling at this stage except when the friable shale zone is of a greater thickness and changes in 2 or 3 characteristics are then required.

Here, the factors to be taken into account are: the mudstones, which are extremely hydratable, and friable shales that cause casings to become trapped, which means that the mud should provide inhibition, the filtrate should be reduced, the weight of the mud should be increased, the percentage of diesel should be raised throughout the system, flocculation should be prevented, and so forth.

The mud should provide extra characteristics for this interval which is the longest. Considering the length of the hole and the time it remains uncovered, it logically follows that the walls will be exposed to the mud for a certain time and problems may be caused.

The conditions of the surface equipment to control solids are maintained as listed below: the shaker should have a #40 screen in the upper part and a #60

screen in the lower part in order to process the flow and eliminate the formation cuttings effectively. The desander will continue to have a #150 screen, since the size of the sand is the same as during the previous stage, and the cooling tower with its ventilator will begin to operate when temperatures between 40-45°C are reached.

Conditioning the drilling fluid for temperature and electric logs and for placing the casing requires the use of a reagent that keeps the mud in suitable conditions while it is static (during these operations that last up to 32 hours). This reagent is a deflocculant polymer of low molecular weight that is effective for the geological and filtration properties of water-base muds at high temperatures where the effectiveness of lignities and chromolignosulfonates is reduced.

After the cementing of the 9 5/8-in. diameter casing has set and the surface connections have been made, the different cementing accessories and cement are drilled and the drilling mud is treated for decontamination in order to continue drilling with an 8 1/2-in. bit (at approximately 2,400.0 m) and then to haul and cement the 7-in. diameter short casing or liner.

While this interval is being drilled, the characteristics are once again modified to meet the requirements. The mud continues to be chromolignosulfonate.

DENSITY	1.12-1.14 gr/cm ³
VISCOSITY	42-45 sec/l
FILTRATE	+ 12 cm ³
COATING	1.5 mm
pH	9.5-10
VOL.OF SAND	1% or less
VOL.OF SOLIDS	10-14%
VOL.OF OIL	2%
VOL.OF WATER	84-88%
PLASTIC	
VISCOSITY	10-14 cps
YIELD POINT	2-5 lb/100 ft ²
GEL 0'	0 lb/100 ft ²
GEL 10'	2-4 lb/100 ft ²

The formation to be drilled is very compact shale, siltstone shale and siltstone with intercalations of sandstone and cementing material of calcium carbonate and/or silica and high temperature minerals with particles of quartz. In some wells, gypsum has been detected.

During the course of drilling in this phase, the reagents previously mentioned continue to be added in order to maintain the proper characteristics, some of which have been slightly altered, as may be

noted. The filtrate (loss of water) has increased because the formation is more compact and there is no problem of collapse. The weight of the mud (density) was also reduced for the same reason, as well as to not induce circulation loss. The percentage of oil (diesel) was reduced to 2% so as only to provide good lubrication in the mud system.

Between the friable zone and the production zone, a highly porous and permeable zone was located, which caused a temporary, but total loss of circulation (up to 60 m³ of mud). Subsequently, the circulation became normal as a result of the zone becoming saturated. Sometimes it has been necessary to add fine scaling material (fine nut shell or classified mica).

The increase in temperatures must also be taken into account, since it has an impact on the mud characteristics. Thus, the proper use of reagents is essential here because the economy of the drilling fluid depends on it and excessive use, apart from that mentioned above, brings about problems with solids in the system. The effective operation of the cooling tower and its capacity to reduce the temperature of the mud is also important here and is reflected in the consumption of reagents and the frequency with which drill bits must be replaced.

The surface equipment to control solids also undergoes changes in order to provide extra assistance in maintaining ideal drilling fluid conditions. The shaker uses #60 screen above and #80 screen below to eliminate formation cuttings effectively and #200 screens are installed in the desanders to reduce the amount of solids in the system to the minimum possible within the process.

Hydraulics in the drilling in the Cerro Prieto area.

Tables 1 and 2 indicate the drilling intervals, drilling diameters and weight tool diameters, in accordance with well drilling and completion in the Cerro Prieto area.

To obtain the results required for hydraulics in well drilling, there are different methods such as Bingham's plastic fluids method, the fluids method that obeys the law of potentials and methods that obey the law of potentials with yield point.

According to Bingham's plastic fluids method, unknown such as pump flow rate, the type of flow in each interval of the fluid cycle, the type of fluid,

the fluid cycle, the type of fluid, the real and critical velocity in each interval and in the entire system, the hydraulic potential required for the pump and in the drill bit, impact stress, hydrostatic pressure at the bottom of the hole, circulation pressure at the bottom of the hole, equivalent density of mud circulation, optimum diameter of the drill nozzles and size of the drill bit casing may be calculated. To calculate drops in pressure, a table is presented below indicating the equations required for each type of flow and fluid in the system.

To obtain the results required to improve hydraulics in the field, a computing program has been prepared to be used on a Casio FX-502P calculator. This program was prepared with the assistance of the equations shown in Table 3. In this case, we divided the calculation into three parts, since the capacity of the calculator does not allow for the entire calculation to be made at once.

Figures 10 and 11 present a flow chart for the computing program with Bingham's plastic fluids method. Figures 12 and 13 present the calculation intervals for development and exploration wells.

To enter the program simply select the number of the program on the calculator and enter it. The data may be entered in accordance with the following memories:

Memory	Data
Min 1	Q(gal/min)
Min 2	D(in)
Min 3	d(in)
Min 4	Mp(cps)
Min 5	Pc(lb/100 ft ²)
Min 6	ρ(lb/gal)
Min 7	Nr(calculated)
Min 8	f(calculated)
Min 9	L(ft)

After introducing the program and the data, press the button of the program number and the data appear at approximately 3-second intervals, showing the values in the following sequence:

V	(ft/sec)
V _c	(ft/sec)
N ^c _R	(nondimensional)
f _R	(nondimensional)
ΔP _f	(lb/in ²)

Since the capacity of the calculator is not very large, data must be entered for each interval investigated.

Because of the limited capacity of the FX-502P calculator, the program must be continued separately, that is, the program must be erased and the continuation of the program entered as of pressure losses due to circulation. With the data in the same memories previously mentioned, the button of the new program is pressed and results are obtained in the following sequence:

ΔP	(lb/in ²)
HHP _t	(horsepower)
HHP _j	(horsepower)
F _i	(lbs)
BHCP	(lb/in ²)
ECD	(lb/gal)

Application of hydraulics.

In accordance with the drilling intervals indicated in tables 1 and 2, an analysis of each of the intervals in the Cerro Prieto area is presented below.

The data are based on a triplex Continental Emsco F-800 pump 5" x 9"-in. using a 8 1/2-in. drill bit and three 1/2-in. nozzles and the drilling fluid data previously indicated for each drilling interval.

FIGURES

Fig.10. Flow chart

Fig.11. Flow chart

Fig.12. Drilling intervals in a development well in the Cerro Prieto area.

Fig.13. Drilling intervals of an exploration well in the Cerro Prieto area.

TABLES

Table 1 Development well

Table 2 Exploration well

Table 3 Flow equations for Bingham and Newtonian plastic fluids.

MANUAL DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS DE CERRO PRIETO

A. Fernández P. y M. Flores S.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

INTRODUCCION

La zona geotérmica de Cerro Prieto se encuentra localizada al Noroeste de la República Mexicana, aproximadamente a 30 km al Sur de Mexicali, B.C., como punto de referencia geográfica el volcán de Cerro Prieto en el Valle de Mexicali.

El campo geotérmico está dividido en 3 áreas (Cerro Prieto I, II y III) por cuestión de las unidades generadoras de energía eléctrica, en donde se tienen la cantidad de 104 pozos construidos.

En estos pozos se tiene diferente terminación tanto en tuberías de revestimiento como profundidad de la zona productora y de las zonas problema, pero en todos hay similitud de la formación atravesada, sólo difieren en el espesor y la profundidad.

1.- Flúidos de Perforación.

Se ha elaborado un programa del flúido de perforación para cumplir con las funciones para el que fue diseñado como son el de limpiar el fondo del agujero y los dientes de la barrena en la formación; acarrear los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie, suspender los recortes y material densificante cuando se interrumpe la circulación del flúido; enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación, control de las presiones de la formación; formación de un enjarre protector de las paredes del pozo; evitar daños a la formación productora; facilitar el manejo y operación del equipo de registros; flotar las herramientas dentro del pozo; etc. y que además nos resuelva los problemas al atravesar las zonas de mayor peligro existentes. En este campo como lo son las lutitas hidratables, lutitas deleznales, zonas de pérdidas de circulación, evitar pegaduras diferenciales, atrapamientos de la sarta de perforación, etc., y que todo esto repercuta en una buena y segura perforación en la construcción de un pozo.

Este programa puede aplicarse a cualquier pozo que se construya en este campo, con esto se quiere decir, que la profundidad de los pozos varía, ya que los hay donde producen desde 1400 m hasta 3500 m. Las características del flúido de perforación (comúnmente llamado lodo) se han hecho específicas para lograr sus propósitos, lográndose reducir el rango o margen donde deben mantenerse sus características. En base a la recopilación de datos de análisis al lodo y de antecedentes en su aplicación en este campo y de información de varias compañías de flúido de perforación, se logró este programa y además la aplicación correcta de los reactivos químicos con

respecto a la formación a perforar.

Para el programa que a continuación nos referimos, cabe mencionar que se promedió las profundidades de los pozos de este campo con sus respectivas tuberías de revestimiento y de las formaciones.

2.- Hidráulica.

La hidráulica es una de las principales técnicas para el buen avance en la perforación, de esta forma se puede calcular la potencia hidráulica requerida en la bomba de lodos de acuerdo a la potencia hidráulica deseada en las toberas de la barrena y a la caída de presión total en el sistema o bien calcular el diámetro óptimo de las toberas de acuerdo a la potencia hidráulica que se tiene en las bombas. De acuerdo a la potencia hidráulica de la bomba y el área transversal al flujo, se puede calcular el tipo de flujo existente en un punto, las velocidades críticas y reales así como las pérdidas de presión por fricción en cada parte del sistema o en el ciclo completo del flúido, también se puede calcular el tiempo del ciclo del flúido o el tiempo en que ascienden los recortes de formación a la superficie de acuerdo a la velocidad crítica del flúido, tipo de formación y condiciones del lodo de perforación. Para mejorar las pérdidas de presión por fricción se pueden cambiar los diámetros de camisas para bombas y diámetros de tuberías de perforación de acuerdo al diámetro de barrena.

Con respecto a la perforación en el área de Cerro Prieto, tomando como modelo un promedio (2400 m) se presenta un análisis de la perforación con respecto a la hidráulica y las condiciones óptimas de ésta para un mejor avance de penetración.

RESUMEN

El manual de perforación tiene como objetivo solucionar todos los problemas directamente relacionados con la perforación en la construcción de un pozo. En este caso los temas son flúidos de perforación e hidráulica como aplicación al campo para mejorar el avance de la penetración, eliminar riesgos y una buena terminación. Hay otros temas aplicables como son barrenas, sarta de penetración, etc., que están ligados al avance de la perforación. En esta ocasión se presentan programas del flúido de perforación e hidráulica y además un programa de cómputo para una calculadora CASIO FX-502P para aplicarse en campo y optimizar la hidráulica, así como un análisis de ésta para pozos de desarrollo y exploración en sus diferentes intervalos.

DESARROLLO DEL FLUIDO DE PERFORACION EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO, B.C.

Está basado en la formación a perforar y un programa de tuberías de revestimiento.

Inicialmente se prepara un lodo bentonítico en las presas para lodo (relación agua-bentonita depende del rendimiento de la bentonita), para obtener las siguientes características:

VISCOSIDAD : 48-50 SEG./LT
DENSIDAD : 1.06-1.08 gr/cc.

La perforación inicia con cierto diámetro y posteriormente una serie de ampliadores hasta construir un agujero de 36"Ø (a 50 m aprox.) y cementar el tubo conductor 30"Ø; Durante esta etapa, deberá mantenerse el fluido de perforación con las siguientes características:

DENSIDAD	VISCOSIDAD	VOL. ARENA
1.12-1.14 gr/cm ³	48-59 SEG/LT	2% o menos

La formación a encontrarse durante la perforación es: arcilla café plástica con arena de grano medio (subanguloso, subredondeado y redondeado) donde la densidad aumentará, debido a la integración de la arena al sistema y la viscosidad será lo suficiente viscosa y bombeable, para el acarreo efectivo de los cortes de formación y mantener limpio el agujero.

También, se tiene cuidado con el equipo superficial, de control de sólidos (temblorinas y desarenadores), que trabajarán a su máxima capacidad; la temblorina tendrá unas mallas (# 20 en la parte superior y # 40 en la inferior) capaces de procesar el total del caudal y eliminar la mayor cantidad posible de cortes de formación y al desarenador el cual tiene 2 fases de eliminación de sólidos (hidrociclón y malla vibratoria), se le instala una malla # 120. Para la corrida del tubo conductor 30"Ø, la viscosidad será disminuída a 40-45 SEG/LT y además para facilitar el desplazamiento durante la cementación.

Después del fraguado de la cementación de la T.R. 30" y conexiones superficiales, al perforar los accesorios de perforación y cemento, se da un tratamiento para contrarrestar la contaminación y continuar perforando y ampliando para construir un agujero de 26"Ø (a 300 m aprox.) y cementar la tubería superficial de 20"Ø. Durante esta etapa deberán mantenerse las características del fluido de perforación, el cual continuará siendo bentonítico.

DENSIDAD	1.12-1.14 gr/cc.
VISCOSIDAD	48-50 SEG/LT
FILTRADO	N/C
ENJARRE	2-4 mm
VOL. ARENA	2% o menos

La formación a encontrar es; arcilla café plástica con arena de grano fino y medio, lentes arenosos de grano fino y medio que varían de espesor de 100 a 200 m, graves y trozos de turba, por lo cual la función del lodo será, el acarreo efectivo, limpieza del agujero por lo que se mantendrá una viscosidad media, el enjarre en este intervalo se mantiene en ± 2 mm pudiendo llegar en ciertos casos hasta 4 mm sin ocasionar problemas, el porcentaje de arenas se mantendrá bajo para mejorar las condiciones del enjarre y para no dañar las partes hidráulicas de la bomba de lodos; se mantendrá una densidad que nos mantendrá un control en la pared del agujero y de posibles flujos de agua superficiales que nos adelgazarán el fluido de perforación.

El factor más importante es el tiempo en que se construye el pozo, ya que no da tiempo a que el filtrado ocasione daños en las paredes, como hidratación de la arcilla, que provocaría un agujero reducido o que los lentes arenosos se derrumbaran, ocasionando atrapaduras de la tubería de perforación.

En el acondicionamiento para la corrida de la T.R. 20", la viscosidad será disminuída a 40-45 SEG/LT y a la vez para facilitar el desplazamiento con la lechada de cemento durante su cementación. Con respecto al equipo superficial de control de sólidos se mantiene en las mismas condiciones anteriores.

Una vez finalizado el fraguado de la cementación de la T.R. 30" y de efectuar las conexiones superficiales, se procede a perforar los accesorios de cementación y cemento, por lo cual al lodo de perforación se le da un pretratamiento para contrarrestar la contaminación de cemento.

Se continuará la perforación y ampliación hasta construir un agujero de 17 1/2"Ø (a 1000 m aprox.), donde se instalará y cementará la tubería de anclaje 13 3/8"Ø. Para este intervalo, las características del fluido de perforación se hacen más específicas, para resolver los problemas que la formación presenta. El lodo cambiará a LIGNITICO.

DENSIDAD	1.12-1.14 gr/cc
VISCOSIDAD	45-58 SEG/LT
FILTRADO	± 12 cc
ENJARRE	2 mm
PH	8.5-9
VOL. ARENA	1% o menos
VOL. SOLIDOS	10-14 %
VOL. ACEITE	3-4 %
VOL. AGUA	82-87 %
VISC. PLASTICA	10-14 cps
PUNTO CEDENCIA	2-5 LB/100 PIES 2.
GEL 0'	0 LB/100 PIES 2.
GEL 10'	2-4 LB/100 PIES 2.

Estas características están basadas en la formación a perforar, tamaño del corte y del tiempo que se llevará para hacer el agujero. La formación está compuesta por arcilla plástica café, arena de grano fino y medio (de forma subangulosa, subredondeada y redondeada) trazos de grava. Al iniciar a perforar se le agrega diesel, lo suficiente para darnos el porcentaje requerido y la adición de lignito, sosa cáustica y taninos como reactivos base para este intervalo. Se tratará de inhibir arcillas, reducir filtrados adelgazar enjarres, dispersar, reducir viscosidad, desflocular, controlar la alcalinidad, remover el calcio, emulsificar, etc.

El equipo superficial de control de sólidos, el cual es importante para mantener las características adecuadas, se modificará de acuerdo a las necesidades del intervalo a perforar, la temblorina mantendrá mallas nos. 20/40 (superior/inferior) y al desarenador se le instalará malla no. 150.

Para la corrida de la tubería de revestimiento anclaje, la viscosidad será disminuída a 40-45 seg/lt y además, para facilitar el desplazamiento durante la cementación.

Después del fraguado de la cementación de la T.R. 13 3/8"Ø y de las diversas conexiones superficiales (instalación del cabezal), se procede a perforar los accesorios de cementación y cemento, por lo cual se le da un tratamiento para evitar la contaminación con el cemento y se procede a perforar con un diámetro de 12 1/4"Ø (a 2000 m aprox.) y cementar la tubería de producción 9 5/8"Ø.

Las características se hacen aún más rigurosas con el fin de resolver las zonas problemas, que en esta etapa se presentan y que son, las de mayor peligro. Aquí el lodo se mantiene lignítico hasta el momento de hacerse presente la temperatura cambia a cromolignosulfonato.

DENSIDAD	1.16-1.18	gr/cc (hasta 1.22 gr/cc).
VISCOSIDAD	42-45	seg/lt
FILTRADO	8	cc o menos
ENJARRE	1.5	mm
PH	9.5	
VOL. ARENA	1	% o menos
VOL. SOLIDOS	11-16	%
VOL. ACEITE	5-6	%
VOL. AGUA	78-84	%
VISC. PLASTICA	11-16	cps
PUNTO CEDENCIA	3-6	lb/100 pies ² .
GEL 0'	0	lb/100 pies ² .
GEL 10'	2-4	lb/100 pies ² .

La formación que se va a perforar es: arcilla plástica café, arena de grano fino a medio, gravilla, lodolitas, lutitas deleznales, lutitas y areniscas, este

intervalo está considerado como el más riesgoso por su estructura estratigráfica y además los primeros indicios de temperatura que alteran las características.

En este intervalo, inmediatamente se aumenta el porcentaje de diesel (5-6%) y se continúa la adición de reactivos, pero el tratamiento es fuerte y constante, para cambiar las características a las necesidades convenientes. Los reactivos son lignita, sosa cáustica y taninos y posteriormente, con la presencia de la temperatura, se agrega el cromolignosulfonato como base para el lodo.

Estas características en el lodo, están ubicadas a lo problemático de esta zona a perforar, se podrían mejorar aún más las condiciones del lodo pero se tendría un costo mayor de materiales químicos, pero hemos comprobado que con estas características es suficientemente seguro para perforar esta etapa, salvo que encontremos la zona de lutitas deleznales con un espesor mayor, y se tenga necesidad de cambiar 2 ó 3 características.

Aquí los factores que se tendrán en cuenta serán: los lodolitas que son altamente hidratables y las lutitas deleznales que provocan atrapaduras de la tubería por lo que el lodo deberá proporcionar inhibición reducir filtrado, aumentar el peso del lodo, aumentar el % de diesel en todo el sistema, evitar floculaciones, etc.

El lodo deberá proporcionar características extras, para este intervalo que es el más largo, considerando el tiempo y la longitud de agujero descubierto, se entiende que las paredes van a estar expuestas al lodo durante cierto tiempo y pueden provocar problemas.

Las condiciones del equipo superficial de control de sólidos se mantendrán como a continuación se detalla, la temblorina deberá tener mallas No. 40/60 (superior/inferior), para procesar el caudal y la eliminación efectiva de los cortes de formación, el desarenador mantendrá la malla No. 150, ya que el tamaño de la arena será igual al de la etapa anterior y la torre de enfriamiento con su ventilador empezará a funcionar cuando se presente la temperatura entre 40-45°C.

En el acondicionamiento del fluido de perforación, para registros de temperatura, registros eléctricos y corrida de la T.R., se usa un reactivo que mantiene al lodo en buenas condiciones al estar estático (durante estas operaciones que duran hasta 32 hr.), este reactivo es un polímero defloculante de bajo peso molecular, que es efectivo para las

propiedades reológicas y de filtración en lodos base agua a elevadas temperaturas y donde se reducen las efectividades de las lignitas y cromolignosulfonatos.

Posterior al fraguado de la cementación de la T.R. 9 5/8"Ø y de las conexiones superficiales, se procede a perforar los diversos accesorios de cementación y cemento y un tratamiento al lodo de perforación para su descontaminación y continuar la perforación con barrena de 8 1/2" (a 2400 m aprox.) para colgar y cementar la tubería de revestimiento de 7"Ø (corta o liner).

Durante la perforación de este intervalo nuevamente las características se modifican a las necesidades requeridas. El lodo se mantiene cromolignosulfonato.

DENSIDAD	1.12-1.14	gr/cc
VISCOSIDAD	42-45	SEG/LT
FILTRADO	± 12	cc
ENJARRE	1.5	mm
PH	9.5-10	
VOL. ARENA	1	% o menos
VOL. SOLIDOS	10-14	%
VOL. ACEITE	2	%
VOL. AGUA	84-88	%
VISC. PLASTICA	10-14	cps
PUNTO CEDENCIA	2-5	lb/100 pies ² .
GEL 0'	0	lb/100 pies ² .
GEL 10'	2-4	lb/100 pies ² .

La formación a perforar es lutita, lutita limolita y limolita muy compacta con intercalaciones de arenisca con cementante de carbonato de calcio y/o sílice y minerales de alta temperatura con granos de cuarzo. En algunos pozos se ha detectado yeso.

Durante el transcurso de la perforación de esta fase, se continúa con la adición de los reactivos anteriormente mencionados para mantener las características adecuadas se notará que algunos de ellos han sido ligeramente alterados, el filtrado (pérdida de agua) ha aumentado debido a que la formación es más compacta y no existe el problema de derrumbes, por lo cual también fue reducido el peso del lodo (densidad) y a la vez para no inducir una pérdida de circulación; se ha disminuido el porcentaje de aceite (diesel) hasta 2% para obtener únicamente buena lubricación en el sistema del lodo.

Entre la zona deleznable y la zona productora se ha localizado una zona altamente porosa y permeable que nos provoca una pérdida total de circulación momentánea (hasta de 60 m³ de lodo) ya que posteriormente se normaliza la circulación, como conclusión, es que llega a saturarse esta zona. En ocasiones ha sido necesario agregar material obturante fino (cáscara de nuez fina o mica clasificada).

También hay que tener presente el incremento de las temperaturas ya que repercutirá en las características del lodo, por lo cual el uso de los reactivos será esencial ya que aquí depende de la economía del fluido de perforación y el uso excesivo aparte de lo anterior nos trae consigo el problema de sólidos en el sistema. Aquí también es importante el buen funcionamiento de la torre de enfriamiento y de su capacidad para quitarle temperatura al lodo, lo cual viene a reflejarse en el consumo de reactivos y en los tiempos para los cambios de barrenas.

Al equipo superficial de control de sólidos, también se le hacen cambios para ayuda complementaria a mantener las condiciones propicias del fluido de perforación. La temblorina, usará mallas No. 60/80 (superior/inferior) para la eliminación efectiva de los cortes de formación y los desarenadores, se les instalará mallas No. 200 para reducir la cantidad de sólidos en el sistema al mínimo posible o procesable.

La Hidráulica en la perforación del área de Cerro Prieto.

De acuerdo a la perforación y terminación de los pozos en el área de Cerro Prieto, indican a continuación (tablas No. 1 y 2) los intervalos de perforación así como los diámetros de perforación y diámetros de herramientas de peso.

Para obtener los resultados necesarios para la hidráulica en la perforación de pozos, existen diferentes métodos como son método de fluidos plásticos de Bingham, método de fluidos que obedecen a la Ley de potencias y métodos de fluidos que obedecen a la ley de potencias con punto de cedencia.

De acuerdo al método de fluidos plásticos de Bingham se pueden calcular las incógnitas, como son: gasto de bomba, tipo de flujo en cada intervalo del ciclo del fluido, tipo de fluido, velocidad real, y crítica en cada intervalo, así como la caída de presión por fricción en cada intervalo y la total, la potencia hidráulica requerida para la bomba y en la barrena, fuerza de impacto, presión hidrostática en el fondo del agujero, presión de circulación en el fondo del agujero, densidad equivalente de circulación del lodo, diámetro óptimo de las toberas de la barrena y tamaño de las camisas de la barrena. Para el cálculo de caídas de presión, a continuación se presenta una tabla indicando las ecuaciones necesarias para cada tipo de flujo y fluido en el sistema.

Para obtener resultados necesarios para mejorar la hidráulica a nivel de

campo, se ha elaborado un programa de cómputo para ser utilizado en una calculadora CASIO FX-502P. Este programa se ha elaborado con ayuda de las ecuaciones mostradas en la tabla No. 3. Para este caso, dividimos el cálculo en tres partes, debido a la capacidad de la calculadora que no nos permite el cálculo completo.

En las figuras 10 y 11, se presenta el diagrama de flujo para el programa de cómputo por medio del método de flúidos plásticos de Bingham. Y en las figuras 12 y 13 se presentan los intervalos de cálculos para pozos de desarrollo y exploratorios.

Para la introducción del programa, únicamente se elige el número de programa en la calculadora y se introduce éste. Los datos se pueden dar de acuerdo a las siguientes memorias.

<u>MEMORIA</u>	<u>DATOS</u>
Min 1	Q (gal/min)
Min 2	D (pg)
Min 3	d (pg)
Min 4	Mp(cps)
Min 5	Pc(Lb/100 p ² .)
Min 6	ρ (Lb/gal)
Min 7	Nr(calculado)
Min 8	f (calculado)
Min 9	L (pies)

Después de introducir el programa y datos, se presiona la tecla del número de programa y los datos se presentan en un intervalo de tiempo de aproximadamente 3 seg. dando los valores en la siguiente secuencia:

V	(pie/seg)
V _c	(pie/seg)
N _R	(Adimensional)
f	(adimensional)
ΔP _f	(lb/pg ²)

Como la capacidad de la máquina no es muy grande, es necesario meter datos para cada intervalo a investigar.

Debido a la poca capacidad de la FX-502P, es necesario continuar el programa por separado, es decir, borrar lo programado e introducir la continuación del programa a partir de las pérdidas de presión por circulación. Con los datos en las mismas memorias anteriormente mencionados, se presiona la tecla del nuevo programa y se obtienen los siguientes resultados en la misma secuencia:

ΔP _t	(lb/pg ²)
HHP _t	(caballos)
HHP _j	(caballos)
Fi	(lbs)
BHCP	(lb/pg ²)
ECD	(lb/gal)

Aplicación de la hidráulica.

De acuerdo a los intervalos de perforación indicados en las tablas 1 y 2, se presenta a continuación el análisis de cada uno de ellos en el área de Cerro Prieto.

Tomando como datos una bomba triplex Continental Emsco F-800 con camisas de 5 x 9 pg, usando barrena 8 1/2", con 3 toberas de 1/2" c/u utilizando como datos del flúido de perforación los indicados anteriormente de acuerdo a cada intervalo de perforación.

TABLA NO. 1
POZO DE DESARROLLO

<u>Prof. (mts)</u>	<u>Diám. Bna.</u>	<u>Diám. D.C.</u>	<u>Peso D.C. (lb/pie)</u>	<u>Long D.C. (mts)</u>	<u>Diám. T.P.</u>
50.0	36"	8"	150.5	50.0	4 1/2"
300.0	26"	8"	150.5	106.6	4 1/2"
1000.0	17 1/2"	8"	150.5	135.0	4 1/2"
2000.0	12 1/4"	8"	150.5	135.0	4 1/2"
2400.0	8 1/2"	6"	99.1	135.0	4 1/2"

TABLA NO. 2
POZO EXPLORATORIO

<u>Prof. (mts)</u>	<u>Diám. Bna.</u>	<u>Diám. D.C.</u>	<u>Peso D.C. (lb/pie)</u>	<u>Long D.C. (mts)</u>	<u>Diám. T.P.</u>
100.0	26"	8"	150.5	100.0	4 1/2"
1000.0	17 1/2"	8"	150.5	135.0	4 1/2"
2000.0	12 1/4"	8"	150.5	135.0	4 1/2"
3000.0	8 1/2"	6 1/2"	99.1	165.0	4 1/2"
3500.0	6"	4 3/4"	43.5	165.0	4 1/2"

ANALISIS DE LA PERFORACION DE UN POZO DE DESARROLLO CON BOMBA CONTINENTAL EMSCO F-800 CON CAMISAS DE 5 X 9 PG, HHP MAXIMO DE BOMBA ES DE 853 Y PERFORANDO CON BARRENA DE 3 TOBERAS DE 1/2 PG C/V. CONVECCIONES SUPERFICIALES DEL TIPO NO. 4.

D A T O S

<u>Intervalo de perf.</u>	<u>Intervalo de Análisis.</u>	<u>Gasto de bomba (gal/min)</u>	<u>D (pg)</u>	<u>d (pg)</u>	<u>p (cps)</u>	<u>Pc (lb/100p²)</u>	<u>(lb/gal)</u>	<u>Longitud (pies)</u>
0-50.0 m	Conex. Superf.	200.10	3.826	0	10	4.0	9.03	340.14
	Int. de Drill Collars.	200.10	2.75	0	10	4.0	9.03	164.00
	E.A. entre agujero y D.C.	200.10	12.25	8	10	4.0	9.03	142.20
	E.A. entre con ductor y D.C.	200.10	48.00	8	10	4.0	9.03	21.80
	en la barrena	200.10	---	---	10	4.0	9.03	-----
50.0-300.0	Conexiones Superf.	230.0	3.826	0	10	10	9.53	340.14
	Interior de T.P.	230.0	3.826	0	10	10	9.53	636.32
	Int. de D.C.	230.0	2.75	0	10	10	9.53	347.68
	E.A. entre Ag. y D.C.	230.0	12.25	8	10	10	9.53	347.68
	E.A. entre Ag. y T.P.	230.0	12.25	4.5	10	10	9.53	472.32
	E.A. entre T.R. y T.P.	230.0	29.00	4.5	10	10	9.53	164.00
	en la barrena	230.0	---	---	10	10	9.53	-----
	T o t a l							
300-1000.0	Conex. Superf.	276.0	3.826	0	13	10	9.53	340.14
	Int. de T.P.	276.0	3.826	0	13	10	9.53	2837.2
	Int. de D.C.	276.0	2.75	0	13	10	9.53	442.8
	E.A. entre Ag. y D.C.	276.0	12.25	8	13	10	9.53	442.8
	E.A. entre Ag. y T.P.	276.0	12.25	4.5	13	10	9.53	1853.2
	E.A. entre T.R. y T.P.	276.0	19.00	4.5	13	10	9.53	984.0
	en la barrena	276.0	---	---	13	10	9.53	-----
	T o t a l							

D A T O S

Intervalo	Intervalo de Análisis.	Gasto de Bomba (gal/min)	D (pg)	d (pg)	P (cps)	Pc (lb/100p ²)	(lb/gal)	Longitud (pies)
1000-2000m	Conex.Superf.	299.0	3.826	0	13	10	9.53	340.14
	Int.de T.P.	299.0	3.826	0	13	10	9.53	6117.20
	Int.de D.C.	299.0	2.75	0	13	10	9.53	442.8
	E.A. entre Ag. y D.C.	299.0	12.25	8	13	10	9.53	442.8
	E.A.entre Ag. y T.P.	299.0	12.25	4.5	13	10	9.53	2837.2
	E.A. entre T.R. y T.P.	299.0	12.415	4.5	13	10	9.53	3280.0
	en la barrena	299.0	---	---	13	10	9.53	---
	T o t a l							

2000-2400m	Conex.Superf.	299.0	3.826	0	14	12	9.53	340.14
	Int. de T.P.	299.0	3.826	0	14	12	9.53	7429.20
	Int. de D.C.	299.0	2.25	0	14	12	9.53	442.80
	E.A.entre Ag. y D.C.	299.0	8.50	6.5	14	12	9.53	442.80
	E.A.entre Ag. y T.P.	299.0	8.50	4.5	14	12	9.53	869.20
	E.A.entre T.R. y T.P.	299.0	8.681	4.5	14	12	9.53	6560.00
	en la barrena	299.0	---	---	14	12	9.53	----
	T o t a l							

Vel.Real (pies/seg)	Vel.Crítica (pies/seg)	NR.Adimensional.	Adimensional.	(lb/pg ²)	HHPb (hp)	HHPj (hp)	Fuerza Imp.lbs.	Pres.C. f.lb/pg ²	Int.Eq. C.lb/gal.
5.58	2.85	17903	0.00682	6.62					
10.81	2.99	24908	0.00629	15.33					
0.95	2.48	---	---	0.74					
0.04	2.21	---	---	0.01					
	----	---	---	100.60					
			Total =	123.30	14.39	11.74	104.33	77.00	9.11

6.42	4.18	21717.80	0.00651	8.80					
6.42	4.18	21717.80	0.00651	16.47					
12.42	4.31	30215.38	0.00599	43.19					
1.09	3.63	---	---	4.30					
0.72	3.51	---	---	3.10					
0.11	3.40	---	---	0.34					
	----	---	---	140.27					

Total = 216.47

7.70	4.28	20047.20	0.00664	12.93	36.79	18.82	145.48	487.63	9.68
7.70	4.28	20047.20	0.00664	107.88					
14.91	4.45	27891.12	0.00611	80.81					
1.31	3.72	---	---	5.63					
0.87	3.55	---	---	12.30					
0.33	3.46	---	---	3.41					

201.99

Total = 223.33 35.96 32.53 209.49 1625.43 9.66

Vel.Real (pies/seg)	Vel.Crítica (pies/seg)	NR.Adimen sional.	Adimen sional.	(lb/pg ²)	HHPb (hp)	HHPj (hp)	Fuerza Imp.lb.	P.C.f. lb/pg ²	Densidad Eq. circ. lb/gal.
8.34	4.28	21717.80	0.00651	14.88					
8.34	4.28	21717.80	0.00651	267.58					
16.15	4.45	30215.38	0.00599	29.96					
1.42	3.72	---	---	5.66					
0.94	3.55	---	---	18.88					
0.91	3.55	---	---	21.34					
	---	---	---	237.06					

Total = 595.36 103.85 41.35 245.86 3250.87 9.66

8.34	4.68	20166.53	0.00663	15.16
8.34	4.68	20166.53	0.00663	331.04
24.13	5.01	34292.06	0.00580	245.65
4.07	4.55	---	---	19.59
2.35	4.10	---	---	14.82
2.21	4.08	---	---	105.78
	---	---	---	237.06

Total = 969.10 309.24 41.35 245.86 3901.0 9.87

A CONTINUACION SE PRESENTA LA HIDRAULICA DE UN POZO EXPLORATORIO EN TODOS SUS INTERVALOS DE PERFORACION.

D A T O S

Intervalo	Intervalo de Análisis	Gasto de bomba gal/min.	D (pg)	d (pg)	(cps)	Pc lb/100p ²	(lb/gal)	Long. (pies)	Vel.real (pies/seg)
0-100 m	Conex.Sup.	200.10	3.826	0	10	4	8.86	340.14	5.58
	Int. D.C.	200.10	2.75	0	10	4	8.86	328.00	10.81
	E.A. entre Ag.y D.C.	200.10	12.25	8	10	4	8.86	306.20	0.95
	E.A.entre cond.y D.C.	200.10	48.00	8	10	4	8.86	21.80	0.04
	en la bna.	200.10	---	---	10	4	8.86	----	
	T o t a l								
100-1000m	Conex. Sup.	230.0	3.826	0	10	10	9.36	340.14	6.42
	Int.T.P.	230.0	3.826	0	10	10	9.36	2837.20	6.42
	Int.D.C.	230.0	2.75	0	10	10	9.36	442.80	12.42
	E.A.entre Ag. y D.C.	230.0	12.25	8	10	10	9.36	442.80	1.09
	E.A.entre Ag. y T.P.	230.0	12.25	4.5	10	10	9.36	2509.20	0.72
	E.A.entre T.R. y T.P.	230.0	19.00	4.5	10	10	9.36	328.00	0.27
	en la bna.	230.0	---	---	10	10	9.36	----	
	T o t a l								

1000-2000	Conex. Sup.	276.0	3.826	0	13	10	9.53	340.14	7.70
	Int. T.P.	276.0	3.826	0	13	10	9.53	6117.20	7.70
	Int. D.C.	276.0	2.75	0	13	10	9.53	442.80	14.91
	E.A. entre Ag. y D.C.	276.0	12.25	8	13	10	9.53	442.80	1.31
	E.A. entre Ag. y T.P.	276.0	12.25	4.5	13	10	9.53	2837.20	0.87
	E.A. entre T.R. y T.P.	276.0	12.415	4.5	13	10	9.53	3280.00	0.84
	en la bna.	276.0	---	4.5	13	10	9.53	---	0.84
	T o t a l								
	Conex. Sup.	299.0	3.826	0	14	12	9.53	340.14	8.34
	Int. T.P.	299.0	3.826	0	14	12	9.53	9298.80	8.34
2000-3000	Int. D.C.	299.0	2.25	0	14	12	9.53	541.20	24.13
	E.A. entre Ag. y D.C.	299.0	8.50	6.50	14	12	9.53	541.20	4.07
	E.A. entre Ag. y T.P.	299.0	8.50	4.50	14	12	9.53	2738.80	2.35
	E.A. entre T.P. y T.P.	299.0	8.681	4.50	14	12	9.53	6560.00	2.22
	en la bna.	299.0	---	---	14	12	9.53	6560.00	2.22
	T o t a l								
	Conex. Sup.	299.0	3.826	0	14	12	9.70	340.14	8.34
	Int. T.P.	299.0	2.764	0	14	12	9.70	10938.80	15.98
	Int. D.C.	299.0	2.25	0	14	12	9.70	541.20	24.13
	E.A. entre Ag. y D.C.	299.0	6.00	4.75	14	12	9.70	541.20	9.09
3000-3500	E.A. entre Ag. y T.P.	299.0	6.00	3.50	14	12	9.70	1098.80	5.14
	E.A. entre T.R. y T.P.	299.0	6.184	3.50	14	12	9.70	3444.00	4.70
	E.A. entre T.R. y T.P.	299.0	8.621	3.50	14	12	9.70	6396.00	1.93
	en la bna.	299.0	---	---	14	12			
	T o t a l								
	Conex. Sup.	299.0	3.826	0	14	12	9.70	340.14	8.34
	Int. T.P.	299.0	2.764	0	14	12	9.70	10938.80	15.98
	Int. D.C.	299.0	2.25	0	14	12	9.70	541.20	24.13
	E.A. entre Ag. y D.C.	299.0	6.00	4.75	14	12	9.70	541.20	9.09
	E.A. entre Ag. y T.P.	299.0	6.00	3.50	14	12	9.70	1098.80	5.14

Vel. Crítica (pies/seg)	NR. Adimen sional.	Adimen sional.	(lb/pg ²)	HHPb (hP)	HHPj (hp)	Fuerza Imp. lbs.	Pres. C. f. lb/pg ²	Int. Eq. C. lb/gal.
2.88	17566	0.00686	6.53					
3.03	24439	0.00631	30.23					
2.51	---	---	1.60					
2.23	---	---	0.10					
---	---	---	98.71					
			137.17	16.42	11.52	102.37	151.11	8.96
4.22	21330	0.00653	8.68					
4.22	21330	0.00653	72.45					
4.35	29676	0.00602	54.27					
3.67	---	---	5.48					
3.54	---	---	16.49					
3.47	---	---	1.14					
---	---	---	137.77					
			296.29	39.76	18.49	142.89	159.44	9.49
4.28	20047	0.00664	12.93					
4.28	20047	0.00664	232.60					
4.45	27891	0.00611	80.81					

3.72	---	---	5.63					
3.55	---	---	18.83					
3.55	---	---	21.29					
---	---	---	201.99					
			574.08	138.19	32.53	209.49	32.50	9.66
4.68	20166	0.00663	15.16					
4.68	20166	0.00663	414.35					
5.01	34292	0.00580	300.24					
4.55	---	---	23.95					
4.10	---	---	46.71					
4.08	---	---	105.78					
---	---	---	237.06					
			1143.25	199.43	41.35	245.86	4876.31	9.87
4.64	20526	0.00660	15.36					
4.81	28413	0.00608	2314.22					
4.96	34904	0.00578	304.25					
5.10	7305	0.00854	114.92					
4.32	8266	0.00829	36.21					
4.27	8109	0.00832	88.68					
3.96	---	---	80.52					
			241.29					
			3195.45	577.43	42.09	250.25	5790.51	10.24

TABLA NO. 3 ECUACIONES DE FLUJO PARA FLUIDOS PLASTICO DE BINGHAM Y NEWTONIANO

Fluido	Flujo en la Tubería	Flujo Anular
Velocidad Promedio v		
Todos los flúidos	Para ecuaciones en anular use $d = 0$	$v = \frac{17.16 (q, \text{bbl/min})}{(d_o^2 - d_i^2)}$
		$v = \frac{3.056 (q, \text{ft}^3/\text{min})}{(d_o^2 - d_i^2)}$
		$v = \frac{(q, \text{gpm})}{2.448 (d_o^2 - d_i^2)}$
Velocidad Crítica v_c		
Plástico de Bingham	$v_c = \frac{1.078\mu_p + 1.078 \mu_p^2 + 12.34 d^2 Pc \rho}{\rho d}$	$v_{ca} = \frac{1.078\mu_p + 1.078 \mu_p^2 + 9.256(d_o - d_i)^2 Pc \rho}{\rho (d_o - d_i)}$
Newtoniano	Colocar $Pc = 0$ y $\mu_p = \mu$	Colocar $Pc = 0$ y $\mu_p = \mu$
Flujo Laminar, $v \leq v_c$		
Plástico de Bingham	$P_f = \frac{\mu_p L v}{1500 d^2} + \frac{f_y L}{225 d}$	$P_f = \frac{\mu_p L v}{1000 (d_o - d_i)^2} + \frac{P_c L}{200 (d_o - d_i)}$
Newtoniano	Colocar $Pc = 0$ y $\mu_p = \mu$	Colocar $Pc = 0$ y $\mu_p = \mu$
Flujo Turbulento, $v > v_c$		
Plástico de Bingham	$P_f = \frac{f L \rho v^2}{25.80 d}$	$P_f = \frac{f L \rho v^2}{25.80 (d_o - d_i)}$
	$N_R = 928 \frac{d v \rho}{\mu_p}$	$N_{Ra} = 928 \frac{(d_o - d_i) v \rho}{\mu_p}$
	$f = \phi(N_R, e/d)$	$f = \phi(N_{Ra}, e/d)$
Newtoniano	Colocar $\mu_p = \mu$	Colocar $\mu_p = \mu$ y $(d_o - d_i)$

DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACION EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

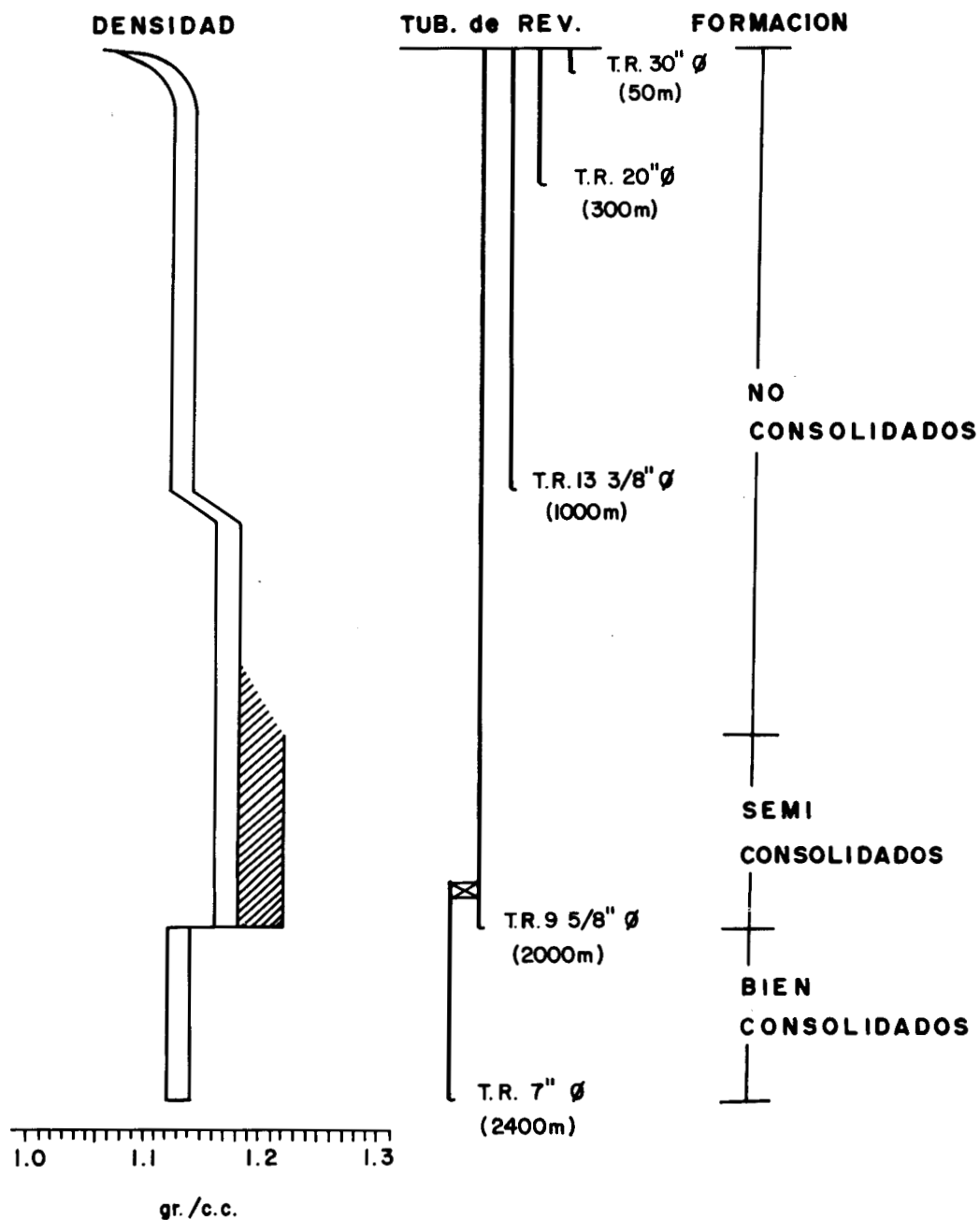


FIG. N° 1

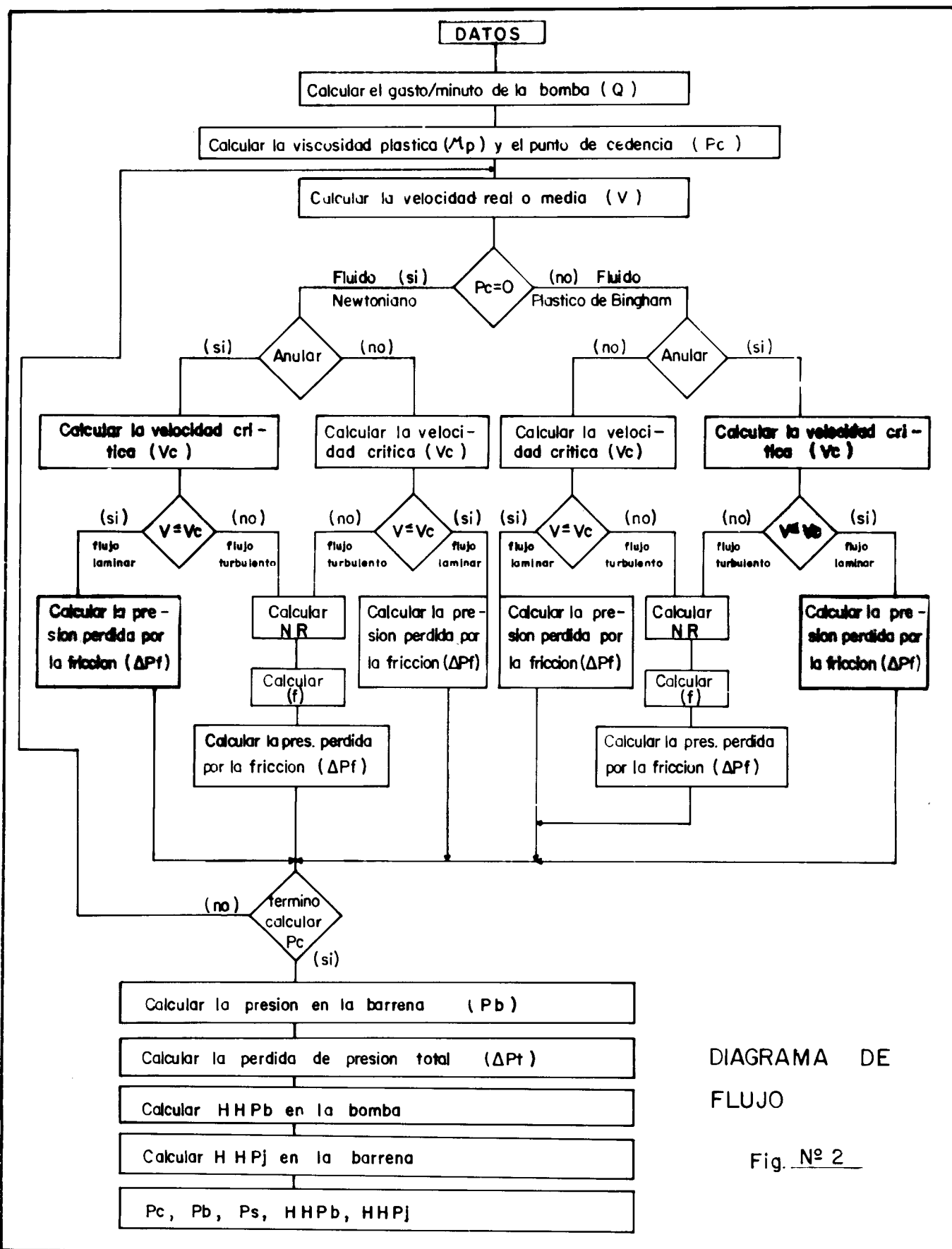
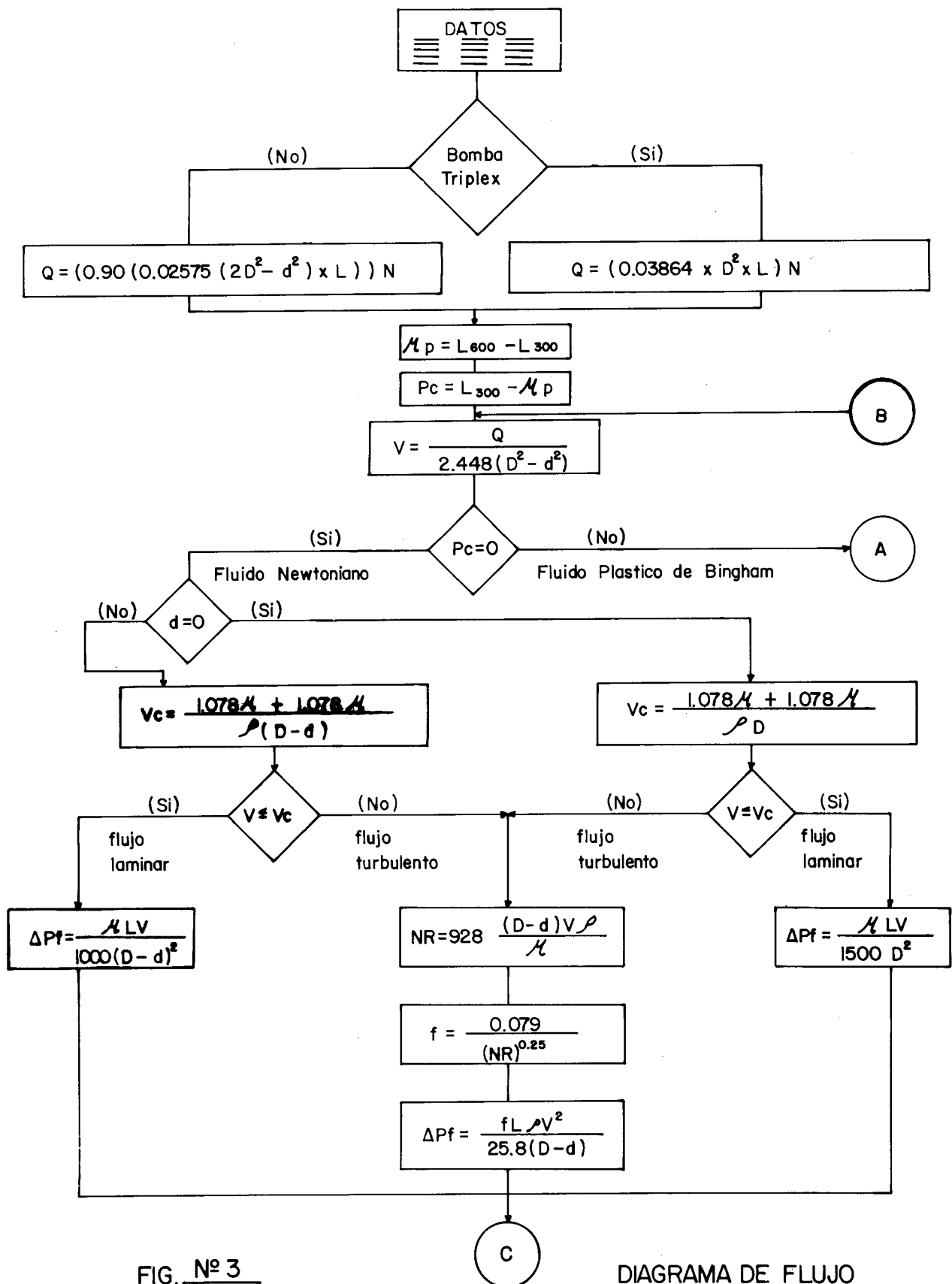
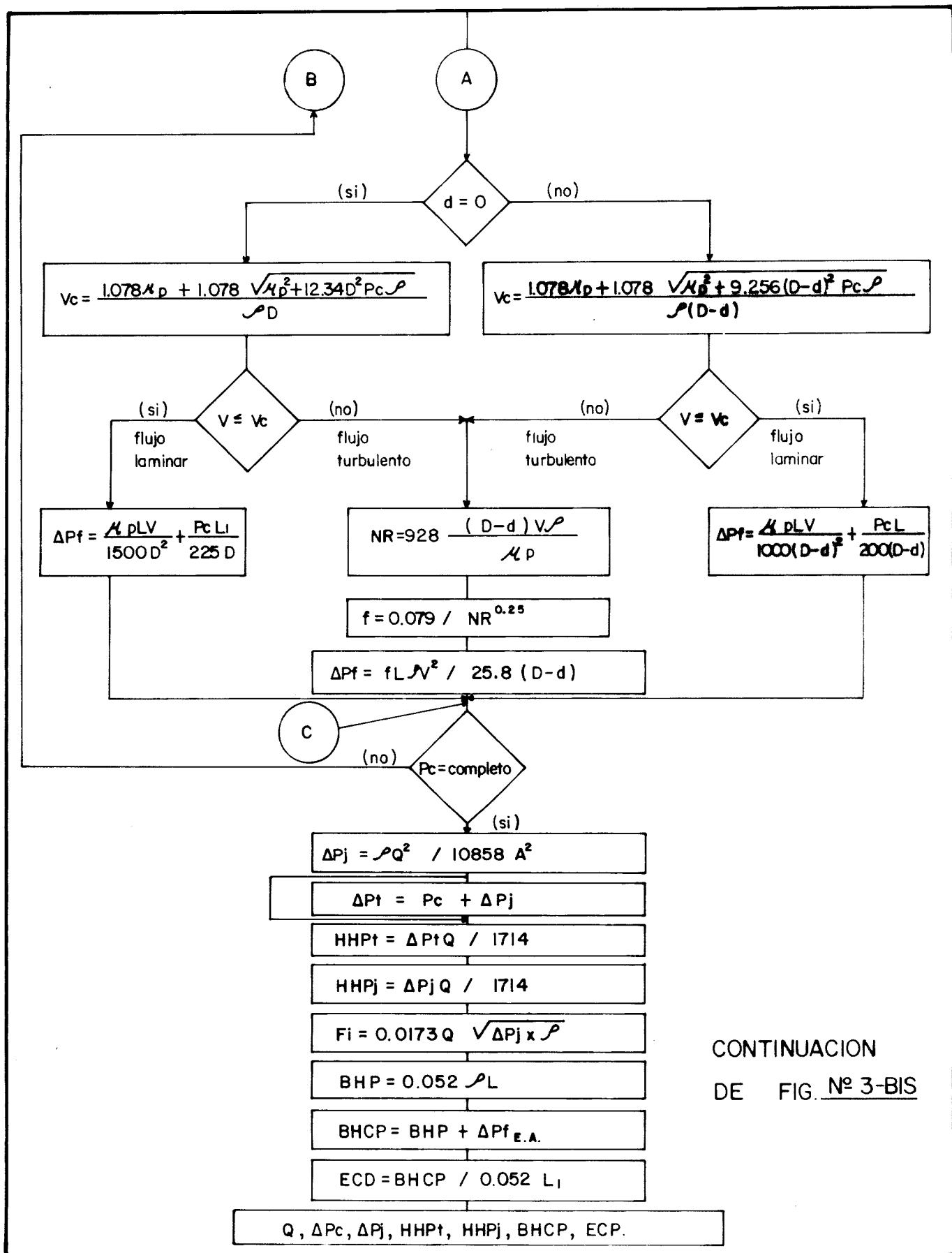


DIAGRAMA DE
 FLUJO

Fig. N° 2





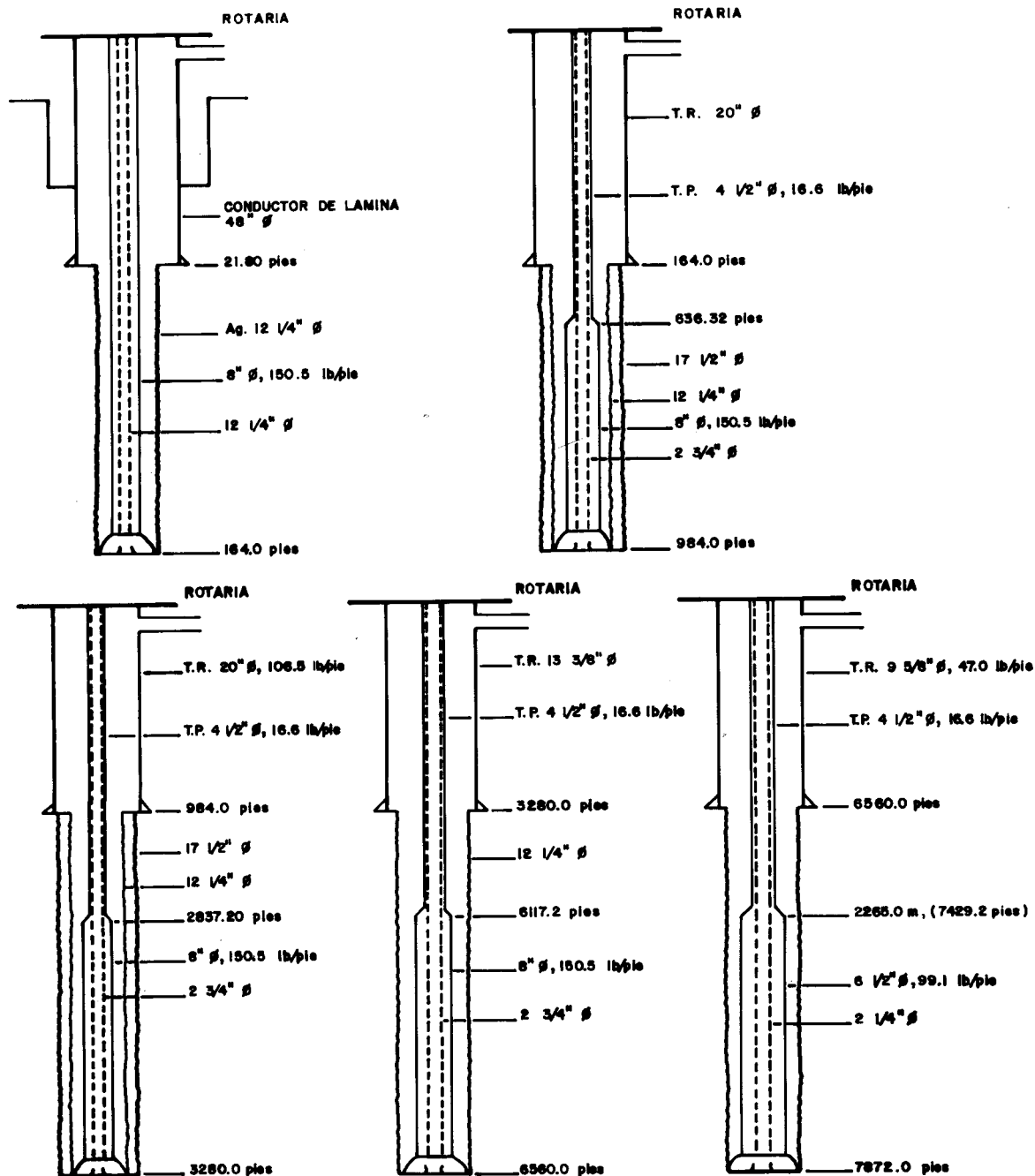


FIG. N^o 4 INTERVALOS DE PERFORACION EN UN POZO DE DESARROLLO EN EL AREA DE CERRO PRIETO.

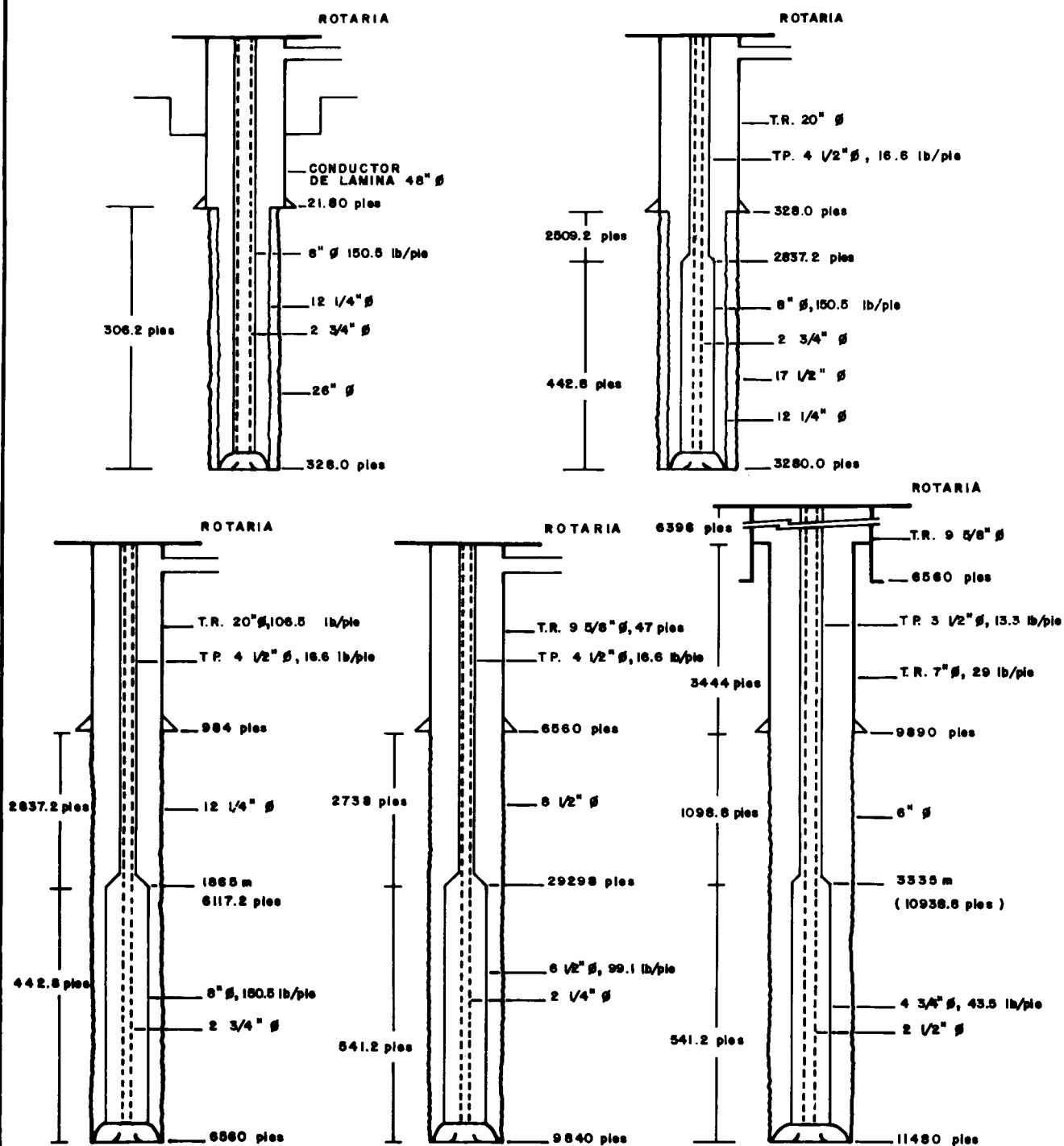
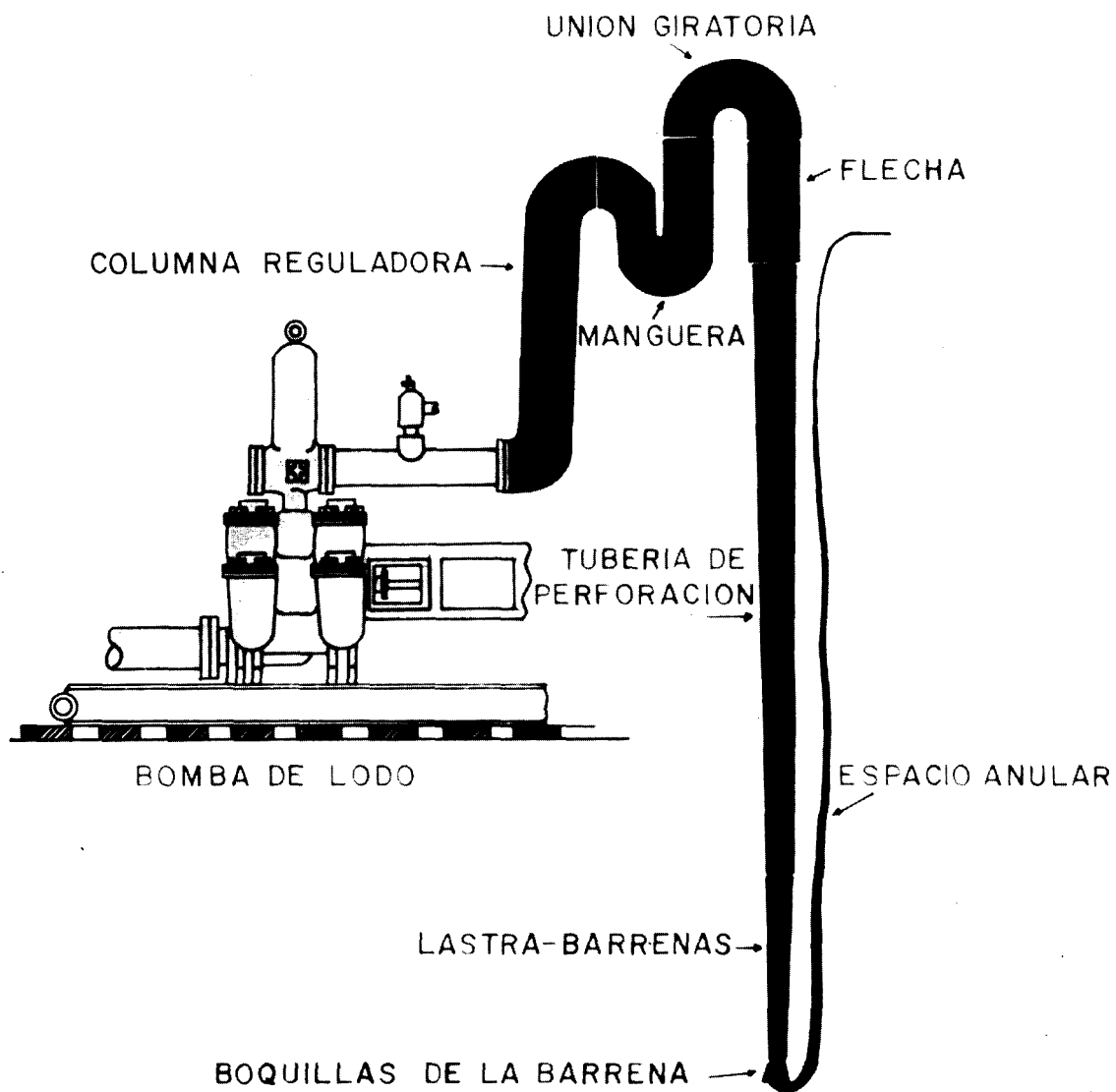


FIG. N^o 5 INTERVALOS DE PERFORACION EN UN POZO DE EXPLORACION EN EL AREA DE CERRO PRIETO.



EN ESTE ESQUEMA SE MUESTRA DONDE SE GASTAN LOS CABALLOS DE FUERZA QUE ENTRAN EN LA BOMBA DEL LODO.
 EL GRUESO DE LA LINEA NEGRA REPRESENTA LA PRESION EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA DEL LODO.

FIG. N° 6