

TESIS DE GRADO

-PRESENTADA POR ÉL EX-ALUMNO

ENRIQUE CHIPOCO O.

PARA OPTAR EL TITULO DE

INGENIERO DE MINAS

PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

SELECCION DEL EQUIPO DE PERFORACION

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

El petróleo como el gas natural, constituyen una de las mayores fuentes de energía comercialmente utilizables de los tiempos modernos. Su existencia en un campo dado, puede quedar probada únicamente por la perforación de un pozo que ponga de manifiesto su presencia y extracción comercial a la superficie. Un pozo productivo es de consiguiente, una de las más importantes y definidas indicaciones de petróleo.

La maquinaria de perforación hoy en uso, posee adelantos técnicos que han permitido alcanzar profundidades jamás antes logradas. La capacidad de realizar estas perforaciones ha permitido el acceso a zonas productivas cada vez más profundas creando nuevos y mayores problemas que han sido necesario resolver. Como consecuencia de estos adelantos, los costos de las obras de perforación han aumentado considerablemente a pesar de la tendencia general de utilizar equipos unificados de más fácil transporte, de disponer de una planta de energía de mayor potencia y de tener una mejor distribución de la misma.

El presente estudio ha sido hecho con el objeto de dar una concepción del trabajo de exploración de un campo que vá a llevarse a cabo por medio de la perforación de varios pozos a una profundidad media de 10,000 pies, en una localidad situada en la Costa del Perú donde el acceso al lugar de exploración ha sido ya definido por la construcción de un camino y donde existen facilidades de agua y transporte de suministros.

Los estudios geológicos de superficie así como un estudio geofísico regional han determinado la ubicación del sitio donde ha de conducirse la perforación del pozo materia de este tema.

Dichos estudios han dado lugar al desarrollo del siguiente programa de trabajo:

Programa de entubado y de brocas - Con el fin de atravesar un estrato superficial de areniscas deleznable, de aproximadamente 500 pies de espesor, será necesario abrir un hoyo de 17-1/2 pulgadas de diámetro. Se procederá en seguida a cubrir el pozo de superficie con un revestimiento de acero de 13-3/8", J-55, de 54.5 Lbs. por pie que irá cementado hasta la superficie.

La perforación se continuará con un hoyo de 9-7/8 de pulgada para lo cual se necesitará instalar un control impide-reventones de 13-3/8 de pulgada para una presión de trabajo de 3000 libras por pulgada cuadrada. El hoyo de 9-7/8 deberá llegar a los 6000 pies de profundidad, punto en el cual vá a ser necesario cementar nuevamente otro revestimiento de acero con el fin de proteger una arena petrolífera que se espera encontrar entre 5400 y 5700 pies y también para evitar las dificultades que originará la contaminación del lodo con una formación de anhidrita que se estima atravesar entre 5700 y 5900 pies de profundidad.

El hoyo de 9-7/8 de pulgada deberá ensancharse a uno de 11 pulgadas de diámetro hasta los 6000 pies, se procederá en seguida a cubrir el pozo con un revestimiento de 8-5/8", N-80, XL, de 36 libras por pie que deberá cementarse a la profundidad alcanzada.

Se continuará la perforación abriendo un hoyo de 7-7/8 de pulgada de diámetro con el cual se espera alcanzar la profundidad final. Un revestimiento de acero de 5-1/2", N-80, XL, de 20 libras por pie deberá correrse a la profundidad final y cementarse en forma de cubrir dos arenas petrolíferas, la superior entre 7800 y 8400 pies y la inferior entre 9600 y 9880 pies aproximadamente, tal como puede observarse en la

Fig. 1, adjunta.

Muestreo de las formaciones.- Se deberán sacar núcleos de muestra durante la perforación de las formaciones de arenisca comprendidas entre 5400 y 5700', así como también de las formaciones que van de 7800 a 8400' y de 9600 á 9880'.

Prueba de las formaciones.- Se harán pruebas de formación de todos los horizontes favorables atravesados durante la perforación del pozo.

Registros eléctricos.- Se tomarán registros eléctricos: 1° antes de cada una de las pruebas de la formación, 2° antes de correr el revestimiento protector a 6000 pies de profundidad y 3° a la profundidad final.

Como servicios especiales, se deberán tomar registros de calibración antes de correr los revestimientos protector y de producción y se tomarán registros de temperatura a fin de determinar el tope del cemento después de la cementación de los revestimientos protector y de producción.

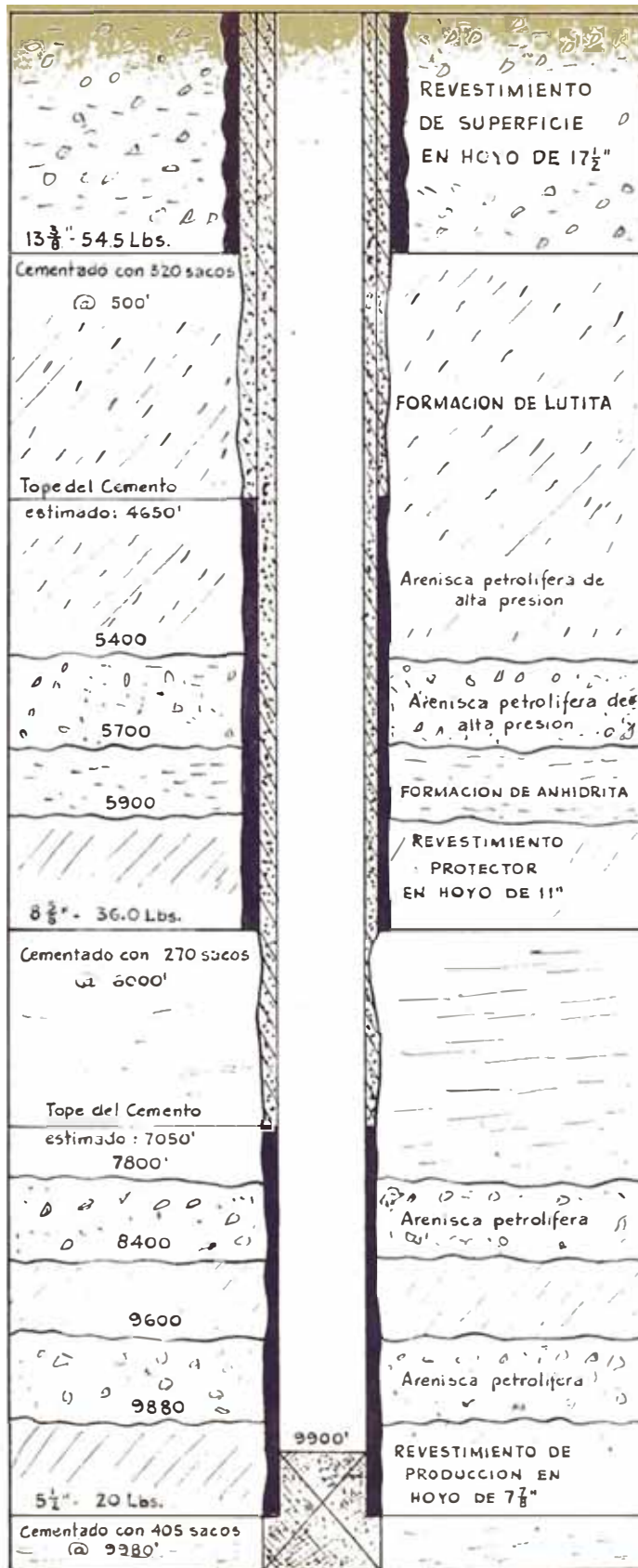
Programa del fluido de perforación.- El lodo de perforación deberá acondicionarse antes de romper el cemento que quedará dentro del revestimiento de superficie. Para ésto, se le transformará en lodo a base de cal y se usará un peso no mayor de 10 libras por galón hasta los 4500 pies. Luego, se elevará el peso a 12,0 libras por galón para atravesar la arenisca comprendida entre 5400 y 5700'. En caso de que las condiciones así lo requieran, este peso podrá elevarse a un valor mayor, el necesario para controlar una presión anormal de la formación.

Para la perforación del pozo por debajo de los 6000 pies deberá emplearse un lodo a base de cal de menor peso, se calcula que 10,5 libras por galón serán suficientes para controlar las formaciones encontradas. Sin embargo, deberá mantenerse un regular stock de baritina en caso de

hallarse presiones más altas. Es recomendable tener un buen stock de carbonato de bario para atravesar la formación de anhidrita.

Durante toda la perforación del pozo deberá usarse un lodo con las mejores características de filtración, viscosidad y gelatinización a fin de hacer posible la mayor recuperación de los revestimientos protector y de producción, ésto en el caso de que el pozo tenga que ser abandonado como improductivo.

Equipo empleado.- Deberá utilizarse un equipo de perforación acondicionado para alcanzar la profundidad final recomendada de 10,000 pies.



PROFUNDIDAD FINAL 10,000'

FIG.

PROGRAMA DE ENTUBADO, MOSTRANDO LAS FORMACIONES PRINCIPALES QUE DEBERAN ATRAVESARSE

EQUIPO DE PERFORACION

Fuerza Motriz.-

Para el accionamiento del equipo de perforación se han escogido los motores de combustión interna desde que ofrecen gran economía de operación en lo que se refiere al consumo de agua y combustible y además porque presentan gran portabilidad si se les compara con los equipos accionados por máquinas a vapor. Las desventajas que resultan de las características inherentes a las máquinas de combustión interna, han sido subsanadas en su mayor parte por el empleo conveniente de mecanismos de transmisión de fuerza a las diferentes partes del equipo.

Para la determinación de la potencia total que tiene que desarrollar la planta de fuerza, se deben tener en cuenta las dos funciones principales que la maquinaria de perforación debe realizar. La primera consiste en perforar y comprende dos operaciones: rotación de la cañería vástago y circulación del fluido. La segunda es la de izar ó bajar la cañería, según el caso.

La circulación del lodo constituye la principal tarea que debe realizar el equipo de perforación rotaria pues consume del 70 al 85 por ciento de los caballos de fuerza empleados en la perforación de un pozo promedio. La clave de la eficiencia en la perforación radica principalmente en la determinación del volumen por minuto del fluido circulante que se necesita para mantener la velocidad debida de la corriente de lodo. A su vez, ésto determina la pérdida por fricción y la fuerza necesaria para la circulación del lodo.

Debido al inconveniente de los motores de combustión interna de descomponerse en momentos de mayor urgencia, se ha subsanado esta dificultad escogiendo un total de tres motores Diesel, dispuestos en forma de

poder operar en compound durante los momentos de una mayor carga de potencia. Además, dos bombas de lodo estarán conectadas al mecanismo de transmisión de fuerza de estos motores de tal modo que puedan ser operadas por uno ó más motores según las necesidades.

EL SISTEMA HIDRAULICO

Selección de las bombas.-

El diseño y la selección correcta del sistema de bombeo es uno de los factores que determinan la profundidad económica que puede alcanzar un equipo de perforación.

El sistema de bombeo consiste de las cuatro partes siguientes:

1°) sistema de superficie que comprende las tuberías situadas a la descarga de la bomba, la manguera y el Kelly, 2°) la sarta ó cañería de perforación y las botellas, 3°) la broca y 4°) el regreso en el espacio anular.

Se estima que el sistema de superficie toma de 50 á 75 HP continuos, para forzar el fluido hasta el extremo final del Kelly y que existe una caída de presión de 100 a 150 libras por pulgada cuadrada cuando se bombea un volumen normal de lodo a través del extremo abierto del Kelly y se establece circulación en la parte más alta del pozo.

Para la determinación de la caída de presión dentro de la cañería de perforación y botellas se han usado las curvas de la Figura 2 y 3 que indican respectivamente la caída de presión dentro de la cañería a varias razones de circulación del lodo y la caída de presión en la cañería equipada con uniones del tipo F.H. (full-hole).

Para la selección del tamaño de la cañería de perforación se debe tener en cuenta que a fin de obtener una buena relación entre éste tamaño y la velocidad anular, es necesario que la razón del diámetro exter-

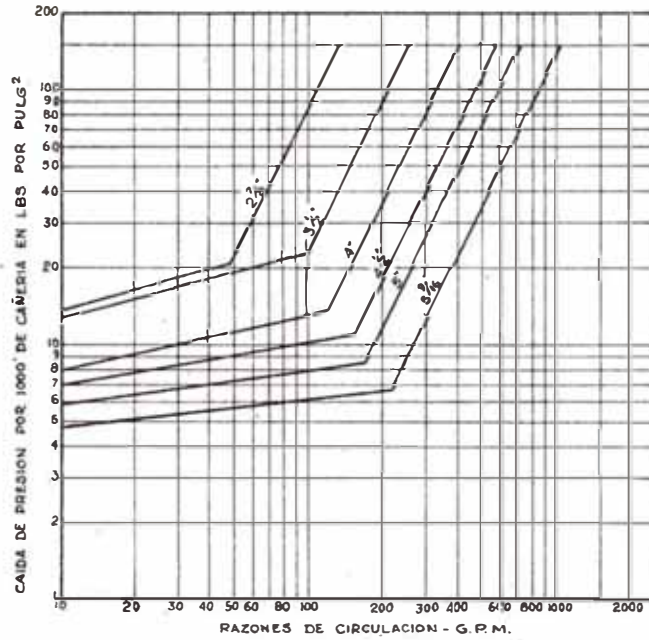


FIG. 2 - CAIDA DE PRESION DE LA CAÑERIA DE PERFORACION A VARIAS RAZONES DE CIRCULACION DEL LODO.

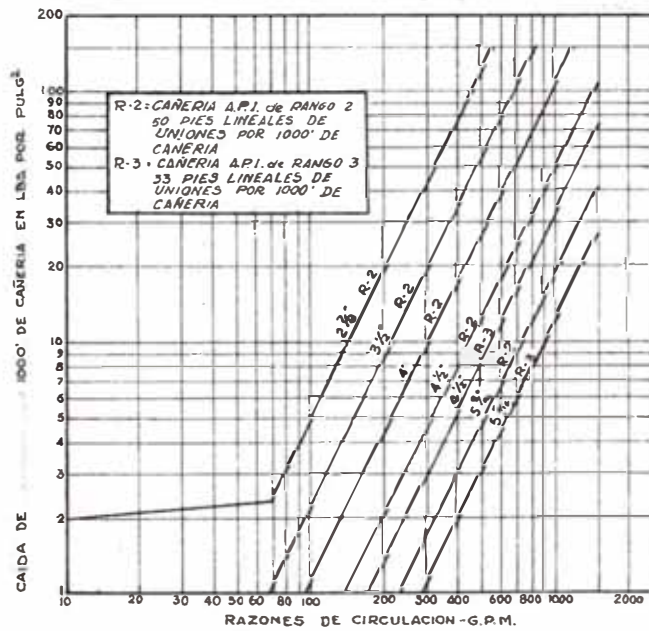


FIG. 3 - CAIDA DE PRESION DE LA CAÑERIA DE PERFORACION EQUIPADAS CON UNIONES DEL TIPO F. H.

no de la cañería al diámetro del hoyo varíe de 0.45 á 0.65. Por el empleo de esta relación empírica, llegamos a la selección de una cañería de 4-1/2 F.H. que es la que vamos a adoptar para la perforación del hoyo de 9-7/8 y de 7-7/8 de pulgada.

La determinación de la caída de presión producida en los orificios de la broca, se ha hecho empleando la fórmula sugerida por Nolley, Cannon y Ragland, que se dá a continuación:

$$P = \frac{Q^2 S}{7606 A^2}$$

donde,

P = Caída de presión en libras por pulg.²

Q = Razón de circulación en Galones por minuto.

A = Area total de las boquillas, en pulg.²

S = Peso del lodo en libras por galón.

Para el cálculo de la caída de presión producida en el espacio anular se ha empleado la curva correspondiente en la Fig. 4, que dá los valores de pérdida de presión a distintos valores de circulación y para diferentes relaciones entre el diámetro del hoyo y tamaño de la cañería de perforación.

Otro factor que entra en juego en la determinación del tamaño de la bomba que ha de emplearse para circular el fluido hasta la parte más profunda del pozo, es la velocidad de regreso en el espacio anular. Empíricamente se estima que esa velocidad de regreso debe variar entre 180 á 240 pies por minuto; requiérense las más altas velocidades en aquellas áreas donde las formaciones son blandas y se necesita tener un mayor arrastre del material cortado. Las mayores velocidades anulares pueden causar flujo turbulento del lodo, por lo que tal vez requieran

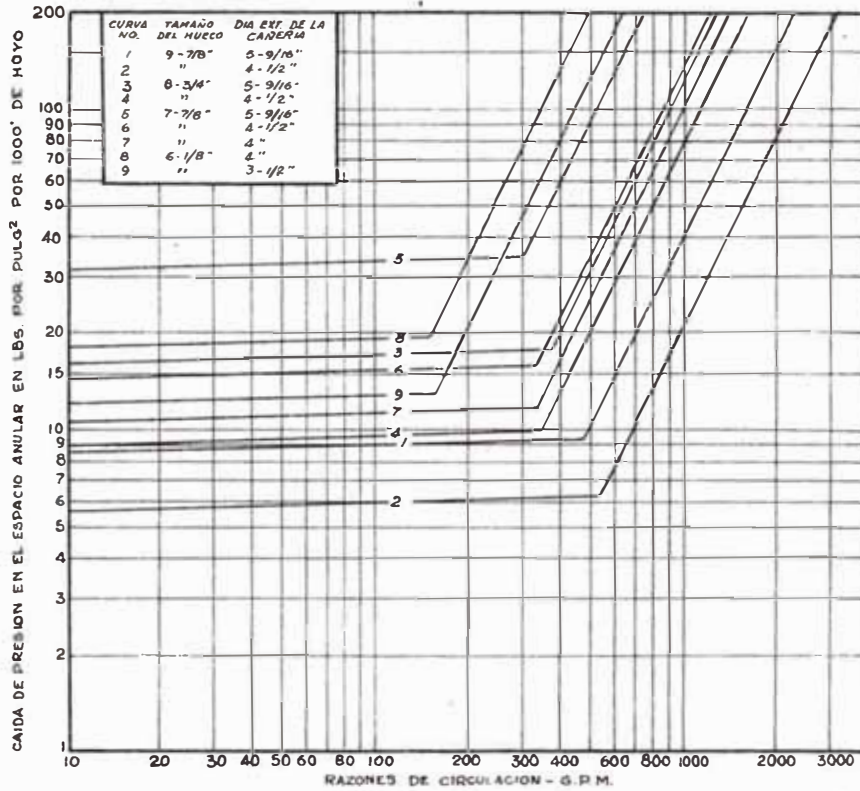


FIG. 4 - CAIDA DE PRESION EN VARIOS ESPACIOS ANULARES

CAIDA DE PRESION EN FLUJO TURBULENTO, $P = \frac{0.000027}{M} F L D V^3$ (PIGGOTT)

CAIDA DE PRESION EN FLUJO VISCOSO, $P = \frac{0.000432}{M^2} N L V$

P = CAIDA EN LBS. POR PULG²

F = FACTOR DE FRICCION (0.023 EN ESTAS CURVAS)

L = LONGITUD DEL CONDUCTOR, PIES

V = VELOCIDAD DEL FLUIDO, PIES POR SEGUNDO

D = DENSIDAD DEL LODD LBS POR PIE³ (75 LBS. POR PIE³ EN ESTAS CURVAS)

M = RADIO HIDRAULICO MEDIO, PIES $\left(= \frac{\text{AREA PIES}^2}{\text{PERIMETRO TOTAL, PIES}} \right)$

N = VISCOSIDAD APARENTE, UNIDADES EN PIES POR SEGUNDO

(= CENTIPOISES X 0.000672), 0.069 EN ESTOS EJEMPLOS.

NO SE DA TOLERANCIA POR TURBULENCIA ORIGINADA POR LAS UNIONES.

mayor presión hidráulica. Además, pueden imponer mayores presiones sobre la formación, con la consiguiente pérdida de lodo en los estratos durante la circulación, lo que expone al pozo a un reventón al momento de cesar la circulación del lodo.

Dentro de la cañería vástago, la velocidad del fluido se mantiene en la zona de turbulencia, por lo cual la escala de velocidad dentro de esa tubería, no debe ser mayor que la de 8 á 11 pies por segundo, a fin de mantener al mínimo el descenso de la presión.

Para la selección de la bomba misma es necesario tener en cuenta que para atravesar una formación determinada usando una broca nueva, una velocidad de la mesa dada y un cierto peso sobre la broca, existe un volumen óptimo del fluido que dará el enfriamiento conveniente de la broca y la limpieza y remoción de los cortes. Esta cantidad del fluido expresada en galones por minuto está directamente relacionada con la mayor duración de la broca y con el mayor número de pies que puedan perforarse. Por debajo de este volumen se disminuye la eficiencia de la perforación, por encima del mismo se está consumiendo un esfuerzo mayor del requerido.

A fin de obtener una duración eficiente de la broca se estima que son necesarios 40 galones por minuto por pulgada de diámetro de la broca lo cual en el caso de la perforación del hoyo de 9-7/8 de pulgada determinaría una razón de circulación mínima de 400 galones por minuto. Sin embargo, esta proporción no es lo suficientemente grande como para producir una velocidad de regreso en el espacio anular que se halle entre los límites recomendables de 180 a 240 pies por minuto. Sería necesaria por lo menos una razón de circulación de 550 a 600 GPM. Con esta circulación del fluido se puede seguidamente determinar la caída de

presión en el sistema para alcanzar una profundidad de 6000 pies en la siguiente forma:

1) Caída de presión en el sistema de superficie (Valor estimado) 100 Lbs/pulg.²

2) Caída de presión en la cañería de perforación

A) A 600 G.P.M., ver Fig. 2, caída de presión en los tubos 160 x 6 = 960

B) A 600 G.P.M., ver Fig. 3, caída de presión en las uniones, (se ha considerado el rango 2 para la cañería de 4-1/2 API) 17 x 6 = 102

Caída de presión en la cañería de perforación 1,062 Lbs/pulg.²

3) Caída de presión en la broca, considerando un lodo de densidad de 10 Lbs/gal y una broca de piñas marca Hughes, Modelo OWS para formaciones semi-duras á duras no abrasivas con un área total de boquilla de 2.356 de pulgada cuadrada, tendremos:

$$P = \frac{Q^2 S}{7606 \times A^2}$$

donde,

$$Q = 600 \text{ G.P.M.}$$

$$S = 10 \text{ Libras por galón.}$$

$$A = 2.356 \text{ pulg.}^2$$

$$P = \frac{(600)^2 \times 10}{7606 \times (2.356)^2} = 85 \text{ Lbs/pulg.}^2$$

4) Caída de presión en el espacio anular, de la Fig. 4, se obtiene 7.6 x 6 = 46 Lbs/pulg.²

CAIDA DE PRESION TOTAL

1,293 Lbs/pulg.

Para la perforación del pozo en la parte comprendida entre 6000 y 10,000 pies de profundidad que vá a llevarse a cabo con broca de 7-7/8 de pulgada, será necesaria por lo menos una razón de circulación de 320 G.P.M. En este caso, debido al menor diámetro del hoyo para un mismo tamaño de la cañería de perforación como es el de 4-1/2 de pulgada, la velocidad de regreso en el espacio anular cae dentro de los límites recomendables y por consiguiente se puede asumir que esta razón de circulación es la correcta.

Calculando en igual forma que la anterior, la caída de presión en todo el sistema, sería:

- | | | |
|--|--------------------|----------------------------|
| 1) Caída de presión en el sistema de superficie
(Valor estimado) | | 100 Lbs/pulg. ² |
| 2) Caída de presión en la cañería de perforación | | |
| A) A 320 G.P.M., ver Fig. 2, caída de presión en los tubos | 46 x 10 = 460 | |
| B) A 320 G.P.M., ver Fig. 3, caída de presión en las uniones | 5 x 10 = <u>50</u> | |
| Caída de presión en la cañería de perforación | | 510 Lbs/pulg. ² |
| 3) Caída de presión en la broca, considerando el mismo lodo y una broca Hughes OWS con área total de boquilla de 1,803 de pulgada cuadrada | | |

$$P = \frac{Q^2 S}{7606 \times A^2}$$

donde,

$$Q = 320 \text{ G.P.M.}$$

$$S = 10 \text{ Libras por galón}$$

$$A = 1,803 \text{ pulg.}^2$$

$$P = \frac{(320)^2 \times 10}{7606 \times (1.803)^2} = 41 \text{ Lbs/pulg.}^2$$

4) Caída de presión en el espacio anular, de la Fig. 4, se obtiene $16 \times 10 = 160 \text{ Lbs/pulg.}^2$

CAIDA DE PRESION TOTAL 811 Lbs/pulg.^2

Procederemos enseguida a determinar las velocidades de regreso en los espacios anulares con las razones de circulación que hemos considerado líneas arriba.

Empleando la fórmula:

$$V = \frac{25 \times Q}{D^2 - d^2}$$

V = Velocidad ascendente del lodo en pies por minuto.

Q = Razón de circulación en galones por minuto.

D = Diámetro del hoyo en pulgadas.

d = Diámetro exterior de la cañería en pulgadas.

se obtienen los siguientes resultados:

1) Velocidad en el hoyo de 9-7/8 de pulgada:

$$V = \frac{25 \times 600}{(9.875)^2 - (4.5)^2} = 194 \text{ pies por minuto.}$$

2) Velocidad en el hoyo de 7-7/8 de pulgada:

$$V = \frac{25 \times 320}{(7.875)^2 - (4.5)^2} = 192 \text{ pies por minuto.}$$

Esta misma determinación puede hacerse empleando los Abacos Nos. 1 y 2

de la Fig. 5. Desde que estas velocidades de regreso en el espacio anular están dentro de los límites recomendables, se puede considerar que los volúmenes de circulación en las dos condiciones dadas son los correctos. Conociendo estos volúmenes y las presiones máximas que vá a encontrar la bomba durante la perforación se procede enseguida a seleccionar su tamaño.

Si el volumen del fluido que debe entregarse a la broca es de 600 G.P.M. a una presión máxima de trabajo de 1293 lbs. por pulgada cuadrada, la bomba Oil Well de 8 x 20 pulgadas Modelo No. 220-P Duplex, será la indicada. Como puede verse en la Tabla I de especificaciones adjunta, esta bomba se halla capacitada para desplazar 635 G.P.M. a una presión de trabajo de 1370 lbs. por pulgada cuadrada cuando opera con camisas de 6-1/2 pulgadas y a una velocidad de 60 R.P.M. La potencia al freno requerida es de 600 HP constantes.

La segunda condición que se tiene para alcanzar una profundidad de 10,000 pies es fácilmente satisfecha por la bomba Oil Well No. 220-P desde que tanto la presión como el volumen requeridos son menores.

Sin embargo, con el objeto de tener disponible una segunda bomba que pueda ser usada en casos de descompostura de la primera y también con el fin de poder mezclar el fluido en el sistema de superficie, se sugiere el empleo de la bomba Oil Well de 7-1/4 x 18 pulgadas Modelo No. 218-P Duplex. La potencia requerida por esta bomba así como sus características pueden verse en la Tabla II de especificaciones adjunta.

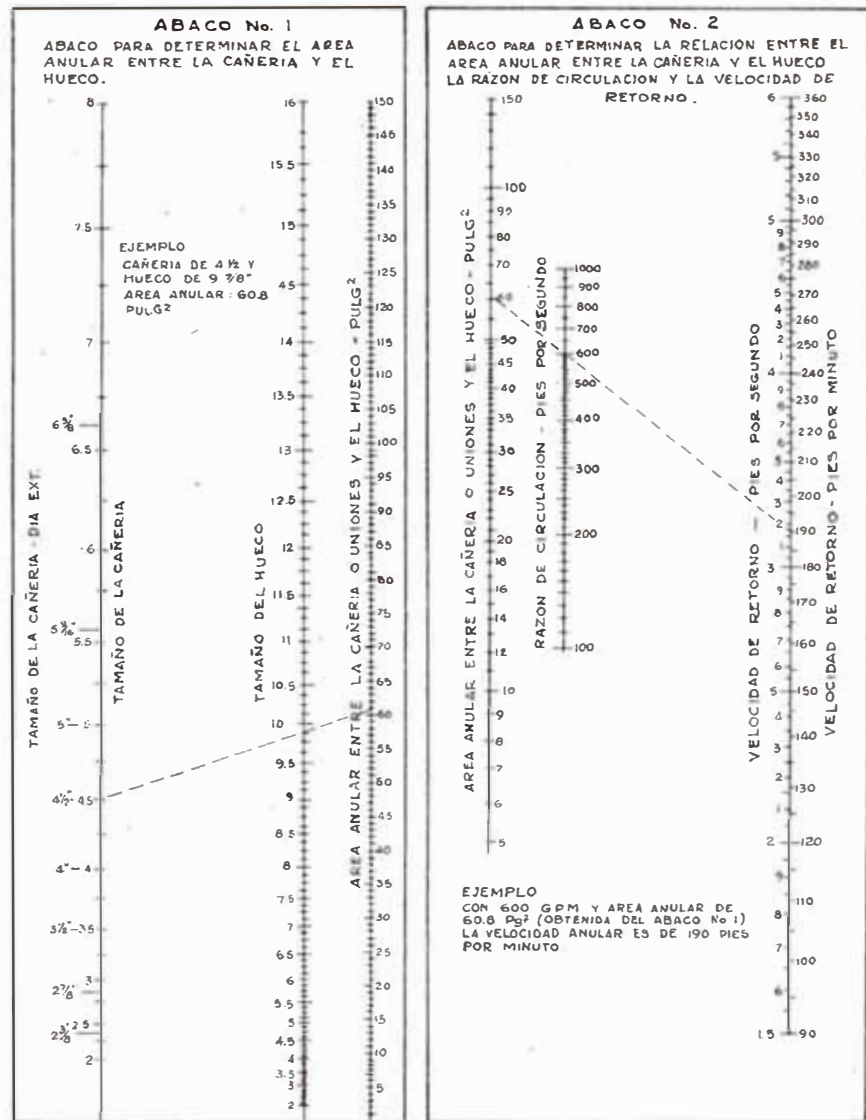


FIG. 5 - ABACOS PARA LA DETERMINACION DE LAS VELOCIDADES ANULARES DEL LODO .

TABLA I

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA OIL WELL NO. 220-P

Tamaño de la Bomba (Dia. Max. de Camiseta x Carrera)	Pulg.	8 x 20
Tamaños Standard de las camisetas		5, 6, 6-1/2, 6-3/4, 7, 7-1/4, 7-3/8, 8.
Presión Hidrostática de Prueba en la Cámara de fluido: Descarga	Lbs/pulg. ²	7,000
Succión	Lbs/pulg. ²	4,000
Presión de Trabajo en la Cámara de fluido: Descarga	Lbs/pulg. ²	4,000
Succión	Lbs/pulg. ²	3,000
Velocidad de Trabajo con camisetas de mayor tamaño	R.P.M.	60
Potencia al freno requerida a la veloci- dad del trabajo	B.H.P.	600
Presión Máxima de Trabajo con camisetas de mayor tamaño	Lbs/pulg. ²	880
Diámetro de la tubería de succión	Pulg.	10
Diámetro de la tubería de descarga	Pulg.	
Peso del equipo Standard	Lbs.	44,450

CAPACIDAD TEORICA Y POTENCIA REQUERIDA

Tamaño del Pistón, Pulgadas	Presión Máxima de Trabajo Lbs/Pulg. ²	D E S P L A Z A M I E N T O					
		Galones Por Rev.	Galones por Minuto a las Velocidades (RPM) de				
			20	30	40	50	60
5	2,450	5.95	120	180	240	300	355
6	1,625	8.93	180	270	355	445	535
6-1/2	1,370	10.62	210	320	425	530	635
6-3/4	1,260	11.55	230	345	460	575	695
7	1,165	12.48	250	375	500	625	750
7-1/4	1,080	13.44	270	405	540	670	810
7-3/4	940	15.45	310	465	615	770	930
8	880	16.58	330	495	665	830	990
Para el Desplazamiento Actual = Deducir			5%	5%	10%	10%	10%
Potencia al Freno Requerida			200	300	400	500	600

TABLA II

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA OIL WELL NO. 218-P

Tamaño de la Bomba (Dia. Max. de Camisetas x Carrera)	Pulg.	7-1/4 x 18
Tamaño Standard de las camisetas	Pulg.	5, 6, 6-1/2, 6-3/4, 7, 7-1/4
Presión Hidrostática de Prueba en la Cámara de fluido: Descarga	Lbs/Pulg. ²	6,000
Succión	Lbs/Pulg. ²	3,000
Presión de Trabajo en la Cámara de fluido: Descarga	Lbs/Pulg. ²	3,000
Succión	Lbs/Pulg. ²	2,000
Velocidad de Trabajo con camisetas de mayor tamaño	R.P.M.	60
Potencia al freno requerida a la velocidad de trabajo	B.H.P.	450
Presión Máxima de Trabajo con camisetas de mayor tamaño	Lbs/Pulg. ²	895
Diámetro de la tubería de succión	Pulg.	10
Diámetro de la tubería de descarga	Pulg.	
Peso del equipo Standard	Lbs.	31,800

CAPACIDAD TEORICA Y POTENCIA REQUERIDA

Tamaño del Pistón Pulgadas	Presión Máxima de Trabajo Lbs/Pulg. ²	D E S P L A Z A M I E N T O					
		Galones Por Rev.	Galones por Minuto a las Velocidades (RPM) de				
			20	30	40	50	60
5	1,980	5.50	110	165	220	275	330
6	1,330	8.19	165	245	330	410	490
6-1/2	1,120	9.73	195	290	390	485	585
6-3/4	1,035	10.52	210	315	420	525	630
7	960	11.34	225	340	455	565	680
7-1/4	890	12.24	245	365	490	610	735
Para el Desplazamiento Actual - Deducir			5%	5%	10%	10%	10%
Potencia al Freno Requerida			150	225	300	375	450

EL SISTEMA DE IZAJE

El equipo de perforación debe realizar además de la función misma de perforar, otra operación quizás tan importante como la primera y es la de bajar ó izar del fondo del pozo la cañería vástago de perforación. Esta función la lleva a cabo por medio del sistema de izaje que consiste esencialmente del malacate (draw-works) y del mecanismo de potencia.

Conforme ha sido indicado antes, en el presente estudio el mecanismo de potencia está representado por motores de combustión interna, a fin de satisfacer las condiciones iniciales del problema.

Potencia requerida.

Al estimar la potencia que se requiere para adecuadas velocidades de izaje, debe considerarse que las velocidades empleadas por la máquina deben ser tales que la potencia ejercida por el mecanismo de fuerza sea convenientemente utilizada.

La Fig. 6 muestra aproximadamente las potencias en el gancho que se requieren para izar desde el fondo del pozo diferentes tipos de cañería a una velocidad de izaje de 100 pies por minuto que es la velocidad más comúnmente empleada. De esta figura se puede deducir que la potencia en el gancho requerida para izar 10,000 pies de cañería de 4-1/2 de pulgada es de 517 HP y la potencia del motor considerando una eficiencia de 0,75 será de 690 HP.

Conociendo este valor de la potencia que el motor requiere, estamos en condiciones de seleccionar el tamaño del malacate que tendrá que utilizarse. El Modelo No. 76 "Oil Well", cuyas características

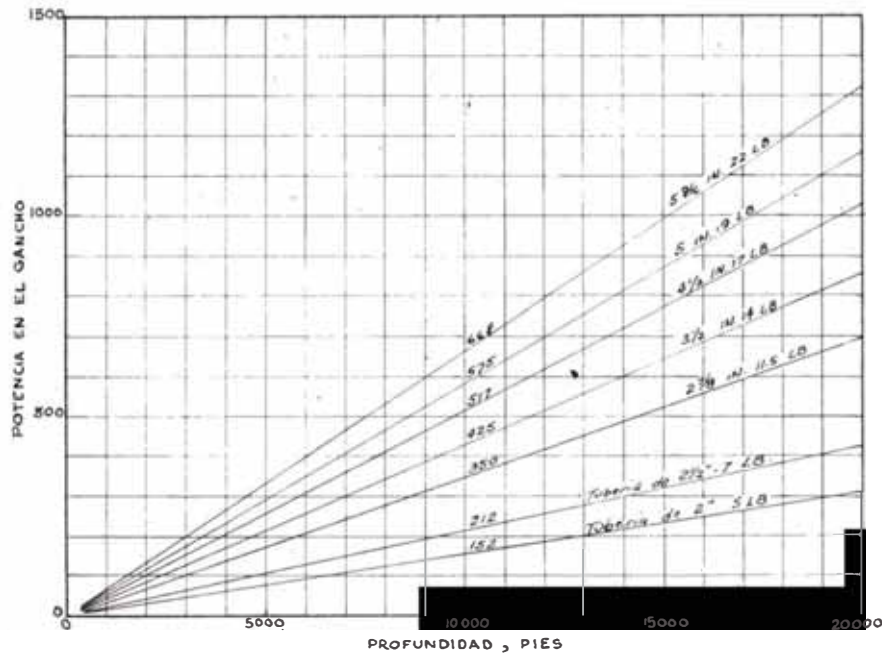


FIG. 6. — PÖTENCIAS EN EL GANCHO APROXIMADAS, QUE SE REQUIEREN PARA ALCANZAR UNA VELOCIDAD DE IZAJE DE 100 PIES POR MINUTO.

NOTA : - SE HA DESPRECIADO LA FLOTABILIDAD DE LA CANERIA, ASUMIENDOSE QUE ESTA ES IGUAL A LA FRICCION CON LAS PAREDES DEL POZO

$$\text{POTENCIA REQUERIDA POR LA MAQUINARIA} = \frac{\text{POTENCIA EN EL GANCHO}}{\text{EFICIENCIA}(E) \text{ DE LA MAQUINARIA AL GANCHO}}$$

E = EFICIENCIA ESTIMADA EN 75 %

pueden verse en la Tabla III adjunta, es el equipo que mayormente satisface las condiciones del problema. Este malacate está diseñado para trabajar a una profundidad recomendada máxima de 10,000 pies empleando cañería de perforación de 4-1/2 API. La velocidad del cable con transmisión standard es de 3000 pies por minuto empleando el embrague de baja velocidad. Esto requeriría el uso de 3 motores con un total de 700 HP á 900 RPM y que puede satisfacerse utilizando el grupo "Oil Well" No. 700.

En las Figuras No. 7 y 8 adjuntas, puede verse la disposición del equipo. Consta éste de las siguientes partes: del malacate "Oil Well" No. 76, de tres motores Wankesha Diesel Mod 6-LRDU acondicionados en forma tal de poder trabajar en compound con una producción total de potencia de 700 HP a una velocidad de 1100 á 1400 RPM., de dos bombas "Oil Well", la primera Mod. No. 220-P, dispuesta para ser accionada por un contra-eje situado delante del motor No. 3, y la segunda Mod. No. 218-A, accionada por una polea de transmisión situada en el lado opuesto al eje del motor No. 2 y por último de la mesa rotaria "Oil Well" Mod. 22GT-20 que puede ser accionada independientemente por el motor General Motors Mod. 6-71 Twin de 264 HP á 1650 RPM.

El grupo "Oil Well" No. 700 ha sido seleccionado porque posee una gran flexibilidad al intercambiar los motores con el fin de suministrar la potencia más económica y eficiente durante el amplio margen de trabajo comprendido en la perforación del pozo entre los 6000 y 10,000 pies de profundidad. Por otra parte, tanto el grupo No. 700 como el malacate No. 76 están contruidos en tal forma, que pueden ser transportados en una sola unidad cuando las condiciones así lo requieran, o bien en forma independiente cada uno de los motores y el malacate mismo. En

TABLA III

MALACATE OIL WELL NO. 76

PROFUNDIDAD RECOMENDADA MAXIMA (con 6 líneas) Cañería vástago de perforación de 4-1/2 de pulgada API.	Pies	10,000
VELOCIDAD DEL CABLE CON TRANSMISION STANDARD (máxima en H1-H1)	Pies/min.	3,000
TRACCION EN EL CABLE EN LO-LO CON TRANSMISION STD. (3 motores de 700 HP á 900 RPM)	Lbs.	71,500
NUMERO DE VELOCIDADES:		
EQUIPO DE IZAJE: Adelante Marcha atrás		
EQUIPO ROTARIO: Adelante Marcha atrás		
TAMBOR: Diámetro x Longitud	Pulg.	24 x 36
ARO DEL FRENO: Diámetro x Ancho	Pulg.	46 x 10
EJE DEL TAMBOR: Diámetro Máximo	Pulg.	7
Distancia entre centros de cojinetes	Pulg.	
CAPACIDAD DEL CARRETTEL ADICIONAL		8,700 de Cable de 8-5/8 pulg.
DIMENSIONES: Longitud total		13'0"
Altura, sin el carretel adicional		6'7"
Altura, con el carretel adicional		8'6-1/2"
Ancho, completo con frenos hidráulicos		15'0"
MOTORES CON TRANSMISION EN COMPOUND	No.	700
NUMERO DE MOTORES		3
POTENCIA TOTAL DE LOS MOTORES	HP.	700
PESO: Del malacate completo, sin el carretel adicional, sin frenos hidráulicos ni mecanismo de transmisión	Lbs.	39,935

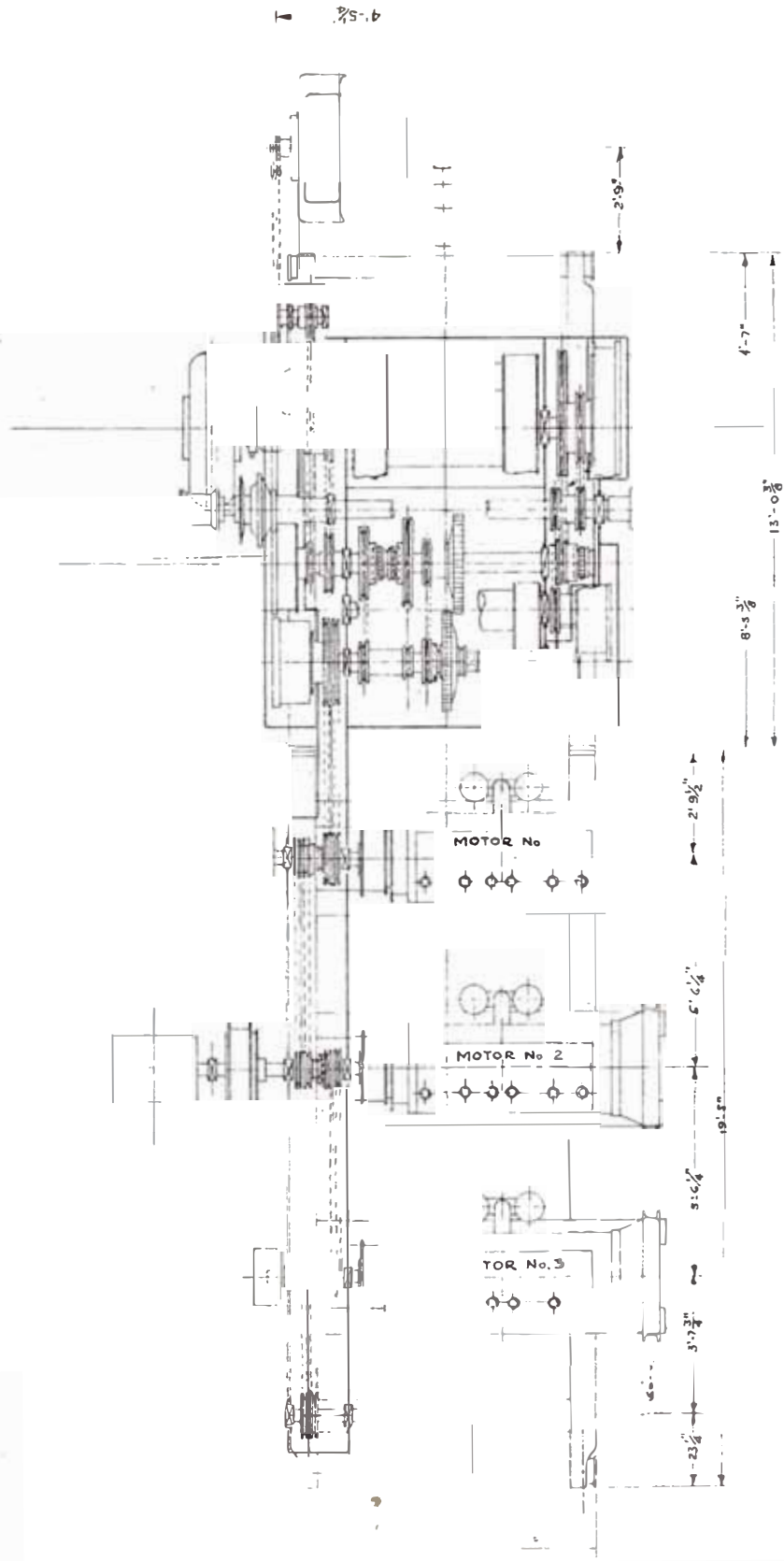


FIG. 7

MALACATE OIL WELL No. 76 CON GRUPO DE POTENCIA No. 700 DE
TRES MOTORES

DIAGRAMA ESQUEMATICO

la Tabla IV adjunta, pueden verse las especificaciones del grupo "Oil Well" No. 700 de tres motores.

EL SISTEMA DE LA MESA ROTARIA

El mecanismo necesario para rotar la cañería de perforación debe satisfacer dos condiciones fundamentales, una de resistencia para poder soportar el peso de la cañería en la mayor profundidad del pozo y otra de velocidad para satisfacer las condiciones del trabajo.

Al examinar los factores de velocidad, torque y potencia requeridas, se encuentra que para trabajos delicados de pesca es necesaria una velocidad de la mesa de 5 á 10 R.P.M., mientras que para el trabajo normal de perforación se requiere una velocidad hasta de 300 R.P.M. Por otro lado, la potencia puede variar desde 5 HP en trabajos lentos de pesca hasta 300 HP en los momentos de mayor carga. Así mismo, el torque puede ser muy pequeño en determinados trabajos y alcanzar un valor muy alto y necesitar gran sensibilidad y control en trabajos delicados de pesca. Durante la perforación misma, es deseable limitar el torque a una cifra razonable por debajo de la capacidad de ruptura por cizallamiento de la cañería vástago de perforación.

Es fácil comprender que las condiciones arriba citadas son bastante difíciles de satisfacer con simplicidad por una sola máquina. En equipos de perforación accionados por motores a combustión interna es práctica corriente el empleo de mesas rotarias que puedan funcionar con tres velocidades del mecanismo de potencia. Esto puede obtenerse utilizando la potencia que suministra un motor separado de aquellos que accionan el sistema de izaje, y así se evita complicar innecesariamente dicho sistema.

TABLA IV

GRUPO OIL WELL NO. 700 DE TRES MOTORES

VELOCIDAD DE LOS MOTORES	R.P.M.	1100 - 1400
POTENCIA TOTAL DE LOS MOTORES WAUKESHA MOD. 6-LRDU	H.P.	700
NUMERO DE DIENTES DEL ENGRANAJE DE TRANSMISION DEL MALACATE		27
TAMAÑO DE LA CADENA DE TRANSMISION DEL MALACATE	Paso	1-1/4"
NUMERO DE DIENTES DEL ENGRANAJE DE LA TRANSMISION COMPOUND		28
TAMAÑO DE LA CADENA DE TRANSMISION COMPOUND	Paso	1-1/4"
DIAMETRO DE LA POLEA DE TRANSMISION A LA BOMBA	Pulg.	21
NUMERO Y SECCION DE LAS FAJAS EN "V" DE TRANSMISION A CADA BOMBA		18-D
DIMENSIONES:		
DE LOS MOTORES CON TRANSMISION COMPOUND (Sin el mecanismo de transmisión a la segunda bomba)		
Longitud		19'-5"
Ancho		9'-1-1/2"
Alto		7'-2"
PESO DEL MECANISMO DE TRANSMISION COMPOUND (Sin motores)		
De exportación	Lbs.	24,400

Para la selección de la mesa rotaria en el presente estudio, se ha tenido en consideración los factores arriba citados así como también el mayor diámetro de broca que desea emplearse para la perforación del hoyo de superficie. Una mesa rotaria de 20-1/2 de pulgada de abertura satisface ampliamente las condiciones del problema ya que el mayor diámetro de broca que se espera usar es solo de 17-1/2 de pulgada. Por otra parte, a fin de llenar otras consideraciones relativas al tamaño del equipo, se llega a la selección de una mesa rotaria "Oil Well" Mod. 22GT-20 que puede ser accionada por un motor General Motors Mod. 6-71 Twin de 264 HP á 1650 R.P.M. Las especificaciones de esta mesa están dadas en la Tabla V adjunta, otras características pueden verse en la Figura No. 9.

TABLA V

EQUIPO DE LA MESA ROTARIA

UNIDAD ROTARIA MODELO		22GT-20
ABERTURA DE LA MESA	Pulg.	20-1/2
CAPACIDAD DE CARGA MUERTA	Tons.	250
PROFUNDIDAD DE PERFORACION MAXIMA	Pies	10,000
REVOLUCIONES DE LA MESA:		
EN ALTA VELOCIDAD	R.P.M.	337-102
EN BAJA VELOCIDAD		151-46
EN MARCHA ATRAS		223-67
MOTOR REQUERIDO:		GENERAL MOTORS
MODELO		6-71 Twin
POTENCIA	H.P.	264
VELOCIDAD	R.P.M.	1,650
DIMENSIONES:		
LONGITUD TOTAL (MESA Y MOTOR)		24'3"
ANCHO		5'1"
ALTURA		5'11"
PESO TOTAL (MESA Y MOTOR)		
De exportación	Lbs.	28,030

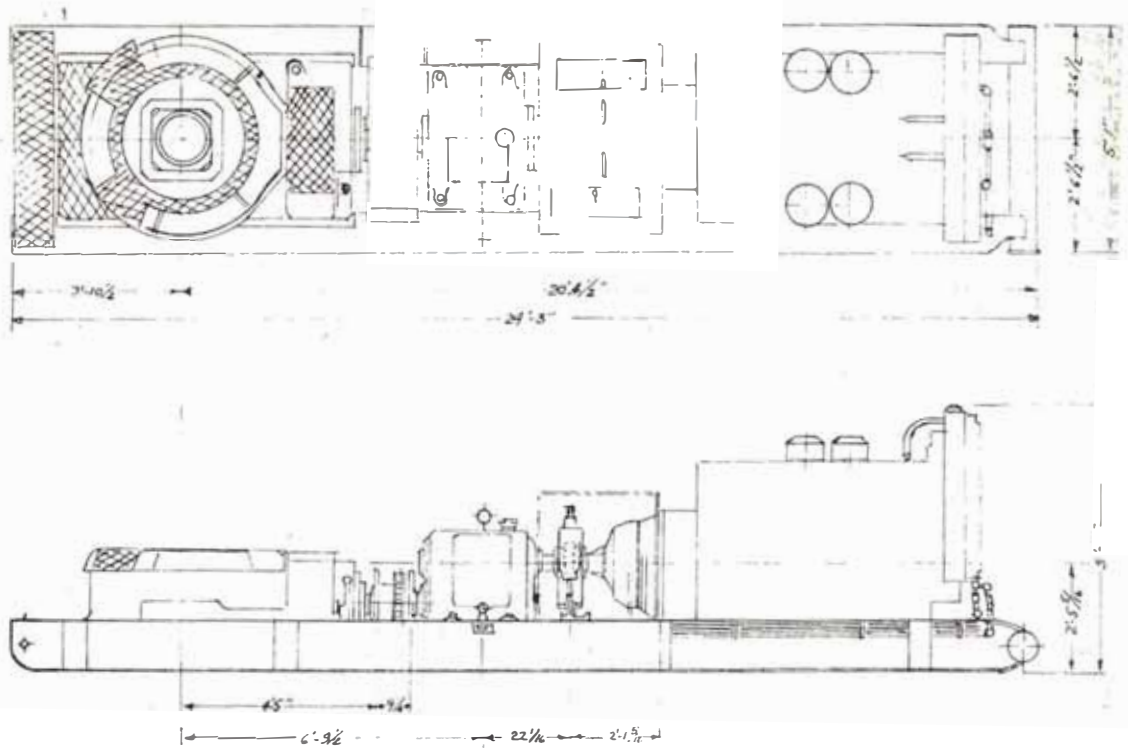


FIG. 9

MESA ROTARIA OIL WELL MOD. 22GT-20
 ACCIONADA POR MOTOR G.M. MOD. 6-71 TWIN

ABERTURA $20\frac{1}{2}$ PULG.

CAPACIDAD DE CARGA 250 TONS.

PROF. DE PERFORACION MAX. 10,000 PIES

EL CASTILLO DE PERFORACION Y LA SUB-ESTRUCTURA

El castillo de perforación ha sido seleccionado teniendo en consideración una serie de factores tales como la profundidad total que deberá alcanzarse, el mayor peso y resistencia de los revestimientos de acero que será necesario correr en el hoyo y la velocidad del viento en la zona de trabajo.

Desde que el mayor esfuerzo que debería soportar el castillo en un caso dado, sucedería al tratar de desatracar el revestimiento de acero de mayor resistencia que vá a emplearse, el cálculo de la carga estática ó capacidad del castillo tendrá necesariamente que basarse en esta condición. Así, el revestimiento de 8-5/8 de pulgada, XL, de 36 libras por pie, tiene un esfuerzo máximo de ruptura a la tracción de 733,000 libras. Si se tiene en cuenta que el malacate "Oil Well" No. 76 no puede halar con mayor tensión de 71,500 libras y por otro lado, que se están empleando 12 líneas arrolladas en el motón, el esfuerzo de tensión en el cable que produciría la ruptura del revestimiento de acero sería de $733,000/12$ ó 61,083 libras. Este, produciría en el puente del castillo una carga equivalente a 733,000 más $2 \times 61,083$ ó sea 855,166 libras. Conociendo este valor, se ha seleccionado el castillo Lee C. Moore API "KAY" de acero al silicio, de 136 pies de altura, por 30 pies de lado en la base, y por 5 pies 6 pulgadas de lado en el puente. Este castillo está diseñado para soportar una carga estática de 800,000 libras, capacidad que puede ser aumentada á 1,132,700 libras con el empleo de tubos de refuerzo de 5 pulgadas de 13.9 libras por pie, en las piernas del castillo.

La sub-estructura es del tipo "B", de 30 pies de lado en la base

por 9 pies 3 pulgadas de alto, ésto daría una altura al piso del castillo de 10 pies 4 pulgadas cuando se le coloca encima de vigas. La capacidad de la sub-estructura es de 1,000,000 de libras.

EQUIPOS DIVERSOS

Otras piezas del equipo de perforación que han sido seleccionadas como complemento a las unidades fundamentales arriba citadas (ver Figura 10), son las siguientes:

La unión giratoria "Oil Well" No. S6-300, con una capacidad de carga de 300 toneladas que puede trabajar hasta 12,200 pies, con cañería vástago de perforación de 4-1/2 pulgadas a una velocidad de 200 R.P.M. A profundidades menores puede alcanzar una velocidad máxima recomendada de 400 R.P.M.

El motor ó aparejo de poleas viajeras "Oil Well" de 80 pulgadas, con una capacidad de carga de 350 toneladas. En número de poleas dispuestas es de cinco.

El aparejo de poleas fijas "Oil Well" No. 350, con una capacidad de carga de 350 toneladas. El número de poleas dispuestas es de seis.

El equipo de control ó impide-reventones de la Cameron Iron Works, Inc. consistente en un arreglo doble del control Mod. QRC de 12 pulgadas, Serie 900 API y la válvula de compuerta Mod. HCR operadas a presión, tal como puede observarse en A, Figura 10. Este equipo está acondicionado para trabajar acoplado al revestimiento de 13-3/8 de pulgada, puede operar a 3000 libras por pulgada cuadrada de presión de trabajo y está probado a 6000 libras por pulgada cuadrada.

El Kelly "Oil Well" de sección hexagonal, de 45 pies de longitud, las botellas de 5-9/16 y 7-1/4 de pulgada de diámetro, la cañería vástago de perforación de 4-1/2 pulgadas FH, E.U. de 18.15 libras por pie, la man- guera de 4-1/2 pulgadas de diámetro y otras piezas suplementarias.

Por último, como equipos de servicio se ha seleccionado un grupo electrógeno Caterpillar Mod. D-315 para suministrar 27 K.W. a 1200 R.P.M., corriente trifásica de 220 voltios, 60 ciclos. Además, una compresora Westinghouse Mod. 3-YCH para 250 libras por pulgada cuadrada de presión, acondicionada con una válvula de control para arrancar a 155 libras y de- tenerse cuando la presión alcance 250 libras por pulgada cuadrada.

TABLA VI
COSTO DEL EQUIPO DE PERFORACION

SECCION I	MALACATE OIL WELL NO. 76 Completo con los siguientes accesorios: Freno Hidromático, Mecanismo de Alimentación Hidráulico Brantly, Carretel Adicional y Mecanismo de Medición del Cable. Peso Aproximado: 70,000 Lbs.	US \$ 71,400.00
SECCION II	GRUPO OIL WELL NO. 700 DE TRES MOTORES Comprendiendo el Mecanismo de Transmisión Compound, Poleas para la Transmisión a las Bombas, Embragues Airflex y Tres Motores Waukesha Diesel Mod. 6-LRDU. Peso Aproximado: 58,000 Lbs.	US \$ 80,500.00
SECCION III	BOMBAS OIL WELL DUPLEX Comprendiendo el Mod. 220-P y el Mod. 218-P, completos. Peso Aproximado: 76,300 Lbs.	US \$ 62,400.00
SECCION IV	MESA ROTARIA OIL WELL MOD. 22GT-20 Comprendiendo la Unidad Motriz General Motors 6-71 Twin. Peso Aproximado: 28,030 Lbs.	US \$ 22,000.00
SECCION V	CASTILLO DE PERFORACION Y SUB-ESTRUCTURA Comprendiendo dos Castillos Lee C. Moore API "KAY" de 136' x 30' x 5'-6" y dos Sub-estructuras del tipo "B" de 30' x 9'-3", completos. Peso Aproximado: 80,000 Lbs.	US \$ 65,800.00
SECCION VI	EQUIPOS DIVERSOS Comprendiendo un Swivel Oil Well No. S6-300, un Motón Oil Well de 80 pulgadas y un Aparato de Poleas fijas Oil Well No. 350, un equipo de Control doble Cameron Mod. QRC y válvula de compuerta Mod. HCR, dos Kellys Oil Well de sección hexagonal, 12,000 pies de cañería de 4-1/2 F.H., E.U., 6 botellas de 7-1/4 y 15 de 5-9/16 de pulgada. Otros equipos, incluyendo repuestos para un año de servicio.	US \$ 85,100.00
	Total	US \$ 387,200.00

P A R T E II

OPERACIONES DE PERFORACION

OPERACIONES DE PERFORACION

Una vez seleccionado el equipo de perforación, se procedió al traslado y erección de la maquinaria al lugar donde iba a llevarse a cabo la perforación del pozo, desarrollándose el trabajo en las operaciones siguientes:

Perforación del hoyo de superficie.-

La perforación se inició empleando una broca de pifias Hughes, Mod. OSC-3, de 9-7/8 de pulgada atornillada a una sarta compuesta por tres botellas ó collares de perforación de 7-1/4 de pulgada y suficiente cañería vástago de 4-1/2 pulgadas como para alcanzar la profundidad deseada.

El fluido circulante era una suspensión de arcilla bentonítica en agua, sin tratamiento químico previo, con una densidad de 9.0 á 9.5 libras por galón y viscosidad Marsh de 40 á 45 segundos.

A la profundidad de 230 pies se hizo una prueba de desviación del hoyo con el instrumento Totco, encontrándose 3/4 de grado de la vertical.

Las bombas de lodo estaban acondicionadas para funcionar en esta forma, la de 20 pulgadas con camisas de 8 pulgadas de diámetro y la de 18 con camisas de 7-1/4 de pulgada. La presión máxima alcanzada fué de 350 libras por pulgada cuadrada cuando la bomba de 18 operaba a 35 revoluciones del pistón por minuto.

Después que se alcanzó la profundidad de 500 pies, se extrajo la sarta de perforación y se ensanchó el hoyo a 17-1/2 pulgadas empleando primero, una broca de pifias Hughes Mod. OSC-2 y después una broca

de 2 puntas con la que se llegó a la profundidad anterior.

Cementación del revestimiento de superficie.-

Se corrió ~~revestimiento~~ de acero de 13-3/8 de pulgada, J-55 de 54.5 Libras por pie, el que fué cementado a 500 pies de profundidad con 320 sacos de cemento. Esta cantidad de cemento estaba calculada para llenar hasta la superficie el espacio anular comprendido entre el revestimiento y el hoyo de 17-1/2 pulgadas.

El tiempo de fraguado fué de 24 horas, durante el cual se procedió a la instalación del equipo de control y al acondicionamiento del lodo en las cantinas. Para ésto, el fluido fué pre-tratado con tanato de sodio y soda cáustica y posteriormente acondicionado con cal y Driscose. Las propiedades de filtración del lodo fueron determinadas, se obtuvo 10.0 cc. de pérdida de agua para 30 minutos de prueba en el filtro prensa Baroid, el espesor de la costra variaba de 2/32 a 3/32 de pulgada y el pH se mantuvo por encima de 11.0.

Perforación del hoyo intermedio.-

Con el fin de romper el cemento que había quedado dentro del revestimiento de acero de 13-3/8 de pulgada, se utilizó una broca Hughes Mod. OSC-3 de 12 pulgadas, con la que se perforó hasta 502 pies. Luego, se acondicionó el lodo hasta obtener un filtrado menor de 8 cc con una costra de 3/32 de pulgada, un pH por encima de 11.0 y una densidad no mayor de 10 Lbs/gal.

La broca fué cambiada por una de 9-7/8 de pulgada, atornillada a una sarta compuesta por 9 betallas de 6-5/8 de pulgada y suficiente cantidad de tubos de 4-1/2, desarrollándose la perforación de acuerdo a las condiciones mostradas en la Tabla VII adjunta. En ésta, se dá en forma

tabulada las variables que afectaron la perforación del pozo, tales como el tamaño del hoyo, características de las botellas y de las bombas de lodo, desviación del pozo, peso sobre la broca, velocidad de la mesa y características del fluido de perforación.

Presencia de una alta presión de gas.-

A la profundidad de 4500 pies y como medida precautoria, se comenzó a subir el peso del lodo de 10.5 á 12.0 Lbs./gal utilizando suficiente cantidad de baritina. Con este peso, se pudo continuar perforando hasta 5450 pies, punto en el cual se notó gran cantidad de gas que salía con el lodo del retorno a la superficie. La densidad del fluido de perforación bajó considerablemente por lo que fué necesario detener las operaciones normales de perforación y tratar de acondicionar el lodo a un peso suficiente como para controlar la alta presión del gas. A pesar de la celeridad con que se procedió para elevar el peso del lodo y de las magníficas condiciones iniciales del fluido, no fué posible evitar que gran parte del volumen de lodo contenido en el hoyo, fuera despedido a la superficie. Se procedió entonces a cerrar el control impide-reventones Cameron "QRC" alrededor de la cañería wástage de perforación y se detuvo en forma temporal el escape de gas. Lecturas tomadas de las presiones en la cañería de perforación y en el espacio anular, indicaron 1100 y 600 Lbs/pulg.² respectivamente.

Se preparó suficiente volumen de lodo de densidad de 17.3 Lbs/gal. y viscosidad Marsh de 48 segundos y se comenzó a matar el pozo estableciendo circulación por debajo del control a través de la válvula lateral de compuerta Cameron "HCR", como puede observarse en (A), Fig. 10. Gran parte del fluido bombeado dentro del pozo fué despedido a través de esta

válvula pero una vez que se logró llenar el hoyo, se obtuvieron retomos del fluido en forma cada vez más satisfactorios.

Pérdida de circulación del fluido de inyección.-

Como una consecuencia de la alta densidad del fluido, la carga hidrostática impuesta a las formaciones adyacentes a la arenisca petrolífera, fué también muy grande.

En el caso que nos ocupa, el lodo de 17.0 Lbs/gal originó una presión de 4770 Lbs/pulg.² á 5400 pies de profundidad. Esta presión hidrostática tan grande, produjo la separación de las formaciones de lutita en sus planos de clivage creándose una pérdida de circulación del fluido.

Para controlar esta pérdida, fué necesario reducir el peso del lodo á 15.0 Lbs/gal. a la vez que se agregaba una cantidad suficiente de materiales de enlucido tales como la mica, el celofán ó la semilla de algodón. Por otro lado, a fin de mantener en suspensión dichos materiales, fué necesario desconectar el cedazo vibratorio y continuar así la perforación normal del pozo.

Trabajo de pesca.-

Los dos problemas de la perforación que acaban de mencionarse, dieron lugar a que las paredes del hoyo en un principio firmes, se derrumbaran motivando el atascamiento de la cañería vástago de perforación.

El trabajo que se hizo con el fin de desatracar la cañería originó una tediosa labor de pesca. Primero, fué necesario desenroscar la cañería para lo cual se empleó una carga de Prim Cord de 36 pies de longitud dispuesta a lo largo de la cañería en la parte comprendida entre 5036 y 5000 pies. Después que hizo explosión esta carga, se procedió a desenroscar la cañería lográndose con éxito la recuperación de 5000 pies de ella. Se

traté luego de bajar una sarta de lavado de 8-5/8 de pulgada pero debido a la gran cantidad de derrumbes, se le tuvo que extraer nuevamente del hoyo.

Fué necesario ensanchar el pozo a uno de 11 pulgadas de diámetro hasta 5000 pies. Durante esta operación el peso del lodo se mantuvo entre 15.0 y 15.5 libras por galón, con las mejores características de filtración, viscosidad y gelatinización.

Con el hoyo ensanchado a 11 pulgadas, fué posible bajar la sarta de lavado de 8-5/8 de pulgada hasta cubrir una conveniente altura alrededor de la cañería. Se bajó luego una herramienta de corte y pesca con la que se recuperó la parte de la cañería de 4-1/2 que acababa de ser limpiada por la sarta de lavado. Se procedió en igual forma hasta la recuperación total de las herramientas que habían quedado en el hoyo.

La perforación continuó hasta 6000 pies abriéndose un hoyo de 9-7/8 de pulgada y más tarde ensanchándose a 11 pulgadas. Al atravesar el intervalo comprendido entre 5700 y 5900 pies no fué notoria la contaminación del fluido con anhidrita debido al empleo durante toda la perforación de un lodo a base de cal.

Cementación del revestimiento protector.-

Una vez alcanzada la profundidad de 6000 pies, se extrajo la cañería de perforación, se tomó primero un registro de calibración del pozo y luego un registro eléctrico de las formaciones ya perforadas. Por el registro eléctrico obtenido se determinó el tope de la arenisca petrolífera a 5400 pies, y el fondo a 5700 pies, procediéndose luego a correr un revestimiento protector de 8-5/8 de pulgada, N-80, de 36 libras por pie hasta 6000 pies.

A este revestimiento se le habían soldado 7 centralizadores y 12 raspadores Halliburton del tipo rotatorio, dispuestos al primer centralizador debajo del collar flotador que iba a 5960 pies y el resto en la zona correspondiente a la arenisca petrolífera, a una distancia de 80 pies uno de otro. Los raspadores se soldaron tres en cada uno de los cuatro tubos que daban frente a la parte más alta de la arena productiva. La cementación se llevó a cabo con 270 sacos de cemento más 5% bentonita. La altura del cemento estimada fué de 4600 pies ó sea 800 pies por encima del tope de la arena.

Perforación del hoyo final.-

La perforación se inició con broca de 7-7/8 de pulgada siguiendo el mismo procedimiento empleado después de la cementación del revestimiento de superficie. El acondicionamiento del lodo se llevó a cabo en igual forma, excepto que la densidad del fluido fué mantenida en 12.5 libras por galón. Otras variables encontradas durante la perforación pueden verse en la Tabla VII adjunta.

Al llegar a 7400 pies de profundidad fué necesario extraer la cañería vástago y cambiar la broca que se había estado utilizando por una broca sacanúcleos. Se perforó con ella de 7400 á 7414 pies recuperándose solamente 9 pies de núcleo. La perforación se continuó con otras brocas sacanúcleos hasta 7460 pies y luego se extrajo la cañería vástago para llevar a cabo una prueba de formación.

Prueba de la formación.-

Antes de la prueba de formación se tomó un registro eléctrico para determinar exactamente el tope de la arena. Del estudio que se llevó a cabo del registro y de los núcleos obtenidos, se pudo determinar el

tope de la arena a 7400 pies de profundidad. Se bajó entonces un probador "Howco" de 8-1/2 pulgadas y se puso en prueba el intervalo comprendido entre 7425 y 7460. La herramienta se mantuvo abierta durante 30 minutos y cerrada durante 20 a fin de determinar la presión de la formación. Los resultados obtenidos fueron los siguientes: primero se recibió un regular soplo de gas que se mantuvo constante durante el tiempo que duró la prueba, se recuperó al sacar el probador 5 barras (una barra es la combinación de tres tubos con un total de 90 pies de largo) con lodo cortado con gas y 8 barras de petróleo y lodo (41.0% de petróleo). La presión de fondo fué de 3950 Lbs/Pulg.². La prueba fué satisfactoria y el intervalo se consideró productivo.

La perforación se continuó en forma normal con broca de 7-7/8 de pulgada hasta 9600 pies donde fué necesario nuevamente extraer otros núcleos de muestra y poner en prueba los intervalos favorables. La perforación se consideró completada al localizar por medio el registro eléctrico una gruesa formación de lutita situada debajo de la última arena petrolífera.

Cementación del revestimiento final.-

El hoyo fué cubierto hasta una profundidad de 9980 pies con un revestimiento de acero de 5-1/2 de pulgada, N-80, XL de 20 libras por pie, al que se le habían colocado previamente 13 centralizadores y 18 raspadores Halliburton del tipo rotatorio, dispuestos el primer centralizador debajo del collar flotador que iba a 9900 pies y el resto en la zona de la arenisca petrolífera a una distancia de 80 pies uno de otro. Los raspadores se soldaron tres en cada uno de los tres tubos que daban frente a la parte más alta de la arenisca productiva. La cementación se

llevó a cabo con 405 sacos de cemento más 5% de arcilla bentonítica. La altura del cemento estimada fué de 7050 pies ó sea 800 pies por encima del tope de la arena. El pozo en esta forma quedó listo para la perforación selectiva a balas.

Distribución del Tiempo de la Perforación.-

La siguiente es la distribución del tiempo empleado en la perforación del pozo exploratorio a 10,000 pies de profundidad.

<u>Operación</u>	<u>Horas</u>	<u>%</u>
Perforando al fondo	2,149	47.2
Viaje de la cañería vástago	695	15.2
Ensanchando el hoyo	125	2.7
Corriendo revestimiento y cementado	158	3.5
Sacando núcleos	109	2.4
Pescando	520	11.4
Reparando equipo	329	7.2
Completando el pozo	104	2.3
Control del lodo	160	3.5
Transporte ó instalación del equipo	52	1.1
Esperando	29	0.6
Varios	130	2.9
<u>TOTAL DE HORAS</u>	<u>4,560</u>	<u>100.0</u>

Coste de la Perforación del pozo exploratorio á 10,000 pies.-

El costo calculado para la perforación del pozo en referencia ha sido de 2,675,600 soles, como puede verse en la Tabla IIX adjunta.

T A B L A V I I

PROFUNDIDAD DEL POZO	TAMANO DE LA BROCA		BOMBAS DE 20"			BOMBA DE 18"			DESVIACION DEL POZO (INSTRUMENTO TOTOCO) GRADOS	PESO SOBRE LA BROCA LIBRAS	VELOCIDAD DE LA MESA RPM	P R U E B A D E L L O D O				
	PULGADAS	NO.	TAMANO CAMP. SETAS PULG.	VELOCIDAD RPM	PRESION LBS/PULG. 2	TAMANO CAMB. SETAS PULG.	VELOCIDAD RPM	PRESION LBS/PULG. 2				PESO LBS/GAL	VISC. SEG.	FILTR. 30 MIN. CC	COSTRA 1/32"	PH
0-500	9-7/8	3	7-1/4	8	-	7-1/4	35	350	3/4	1,000	100	9.0	40	15.0	4	9.0
500-1,000	9-7/8	9	6-5/8	8	-	7-1/4	45	300	3/4	4,000	100	10.0	45	8.4	3	11.0
1000-1,500	9-7/8	9	6-5/8	8	45	7-1/4	48	300	1-1/4	4,000	100	10.1	43	8.0	3	11.5
1500-2,000	9-7/8	9	6-5/8	8	47	7-1/4	52	450	2-1/4	4,000	100	10.1	48	7.8	3	11.0
2000-2,500	9-7/8	9	6-5/8	8	48	7-1/4	48	450	2-1/4	4,000	100	10.2	43	7.5	3	11.5
2500-3,000	9-7/8	9	6-5/8	8	48	7-1/4	52	600	2-1/4	8,000	100	10.2	48	7.8	3	11.0
3000-3,500	9-7/8	9	6-5/8	8	46	7-1/4	55	600	3	4,000	100	10.1	42	8.0	3	11.0
3500-4,000	9-7/8	9	6-5/8	8	47	7-1/4	52	600	3	4,000	100	9.8	43	8.3	3	11.0
4000-4,500	9-7/8	9	6-5/8	8	48	7-1/4	52	650	2-3/4	4,000	100	10.2	45	8.0	3	11.0
4500-5,000	9-7/8	9	6-5/8	7-3/4	45	7-1/4	53	650	2-1/2	6,000	100	12.0	48	7.2	3	11.5
5000-5,500	9-7/8	9	6-5/8	7	48	6-3/4	52	950	2	8,000	100	15.0	46	7.1	3	11.5
5500-6,000	9-7/8	9	6-5/8	7	47	6-3/4	55	950	2-1/4	8,000	400	15.5	48	7.0	3	11.5
6000-6,500	7-7/8	9	5-9/16	7	45	6-3/4	50	700	2	8,000	60	12.5	47	7.0	3	11.5
6500-7,000	7-7/8	9	5-9/16	7	46	6-3/4	49	700	2-1/2	8,000	60	12.7	46	6.5	3	11.0
7000-7,500	7-7/8	9	5-9/16	7	43	6-3/4	50	750	1-3/4	10,000	40	12.7	43	6.9	3	11.0
7500-8,000	7-7/8	9	5-9/16	7	43	6-3/4	50	800	1-1/4	16,000	50	12.6	45	6.4	2	11.0
8000-8,500	7-7/8	9	5-9/16	6-3/4	42	6	52	1,100	1-1/4	16,000	50	12.5	47	6.8	2	11.0
8500-9,000	7-7/8	9	5-9/16	6	49	6	51	1,250	1-1/4	12,000	60	12.7	45	6.7	2	11.0
9000-9,500	7-7/8	9	5-9/16	6	47	5	58	1,300	1-1/2	12,000	60	12.5	43	6.2	2	11.0
9500-10,000	7-7/8	9	5-9/16	6	48	5	57	1,350	1-1/4	14,000	60	12.6	45	6.3	2	11.0

TAHLA IX

COSTO DE LA PERFORACION DE UN POZO EXPLORATORIO A 10,000 PIES DE PROFUNDIDAD

	<u>Soles</u>	<u>Soles</u>
A.- <u>Preparación del sitio: Vía de acceso y locación:</u>		
a) Salarios	8,000	
b) Materiales	6,000	
c) Equipo Mecánico	<u>11,000</u>	
		25,000
B.- <u>Maquinaria de Perforación:</u>		
1) <u>Castillo: traslado y montaje en la locación</u>		
a) Salarios	11,000	
b) Materiales	3,900	
c) Equipo mecánico	<u>6,100</u>	
	21,000	
2) <u>Aparejo de Perforación: traslado y montaje</u>	<u>24,000</u>	
		45,000
C.- <u>Operaciones de Perforación:</u>		
1) Salarios	71,400	
2) Transporte	62,700	
3) Brocas	337,000	
4) Suministros	51,300	
5) Reparaciones	<u>45,600</u>	
		568,000
D.- <u>Combustible</u>		51,300
E.- <u>Agua</u>		25,000
F.- <u>Gastos de Lodo</u>		
1) Supervisión	10,000	
2) Transporte	8,500	
3) Bentonita	6,800	
4) Baritina	230,000	
5) Otros aditivos	30,800	
6) Gastos generales	<u>18,900</u>	
		305,000
G.- <u>Cementación: Contrato con la Halliburton Oil Wall Cementing Co.</u>		
1) Cementación revestimiento de superficie	7,600	
2) " " intermedio	11,800	
3) " " final	<u>15,800</u>	
		35,200
H.- <u>Varios</u>		
1) Perfilajes eléctricos	31,500	
2) Perforación a balas	19,400	
3) Pruebas de formación	12,000	
4) Registros de Calibración	8,200	
5) Registros de Temperatura	<u>15,000</u>	
		86,100
I.- <u>Gastos de Supervisión</u>		93,000
J.- <u>Reparaciones Prorratables</u>		144,000
K.- <u>Depreciación de Herramientas y Equipo</u>		302,000
L.- <u>Otros gastos Prorratables (mantenimiento de ca- rreteras, geólogos, etc.)</u>		85,000
M.- <u>Tuberías de revestimiento y producción</u>		<u>911,000</u>
	<u>TOTAL</u>	<u>S/. = 2,675,600</u>

PROCEDIMIENTO DE TERMINACION DEL POZO

A fin de obtener una recuperación máxima del petróleo contenido en el reservorio, es necesario utilizar métodos de terminación bien estudiados desde el comienzo de la vida del yacimiento y modificar dichos métodos de acuerdo con la experiencia y con los estudios realizados.

Mientras se está perforando el primer pozo, se prepara un programa para la estimación de las perspectivas que ofrece el yacimiento el que proveerá la información adecuada para el planeamiento del acabado del pozo. En esta información se incluyen los límites, contenido y características del reservorio y otros datos útiles como son las presiones y temperaturas, índices de productividad y propiedades de los fluidos del yacimiento. El estudio de todos estos datos, conjuntamente con el estudio de la geología de la región, permitirá hacer una estimación razonable del método de producción del yacimiento.

En aquellos yacimientos de empuje hidráulico y con cresta de gas, el principal control sobre la producción del agua y del gas se halla en la determinación del procedimiento conveniente en el acabado del pozo, tanto en la terminación inicial como en los trabajos de reacondicionamiento motivados por la expansión del gas ó por la invasión del agua.

Dos métodos de terminación del pozo pueden seguirse atendiendo a las características del yacimiento:

1) Empleo de un revestimiento de acero cementado a través de la arena productora y posterior perforación selectiva a balas, tal como se ilustra en la Fig. 11.

2) Empleo de un revestimiento de acero cementado arriba de la formación productora y posterior entubamiento de la arena petrolífera con

P A R T E III

TERMINACION DEL POZO

Procedimientos de Terminación del Pozo

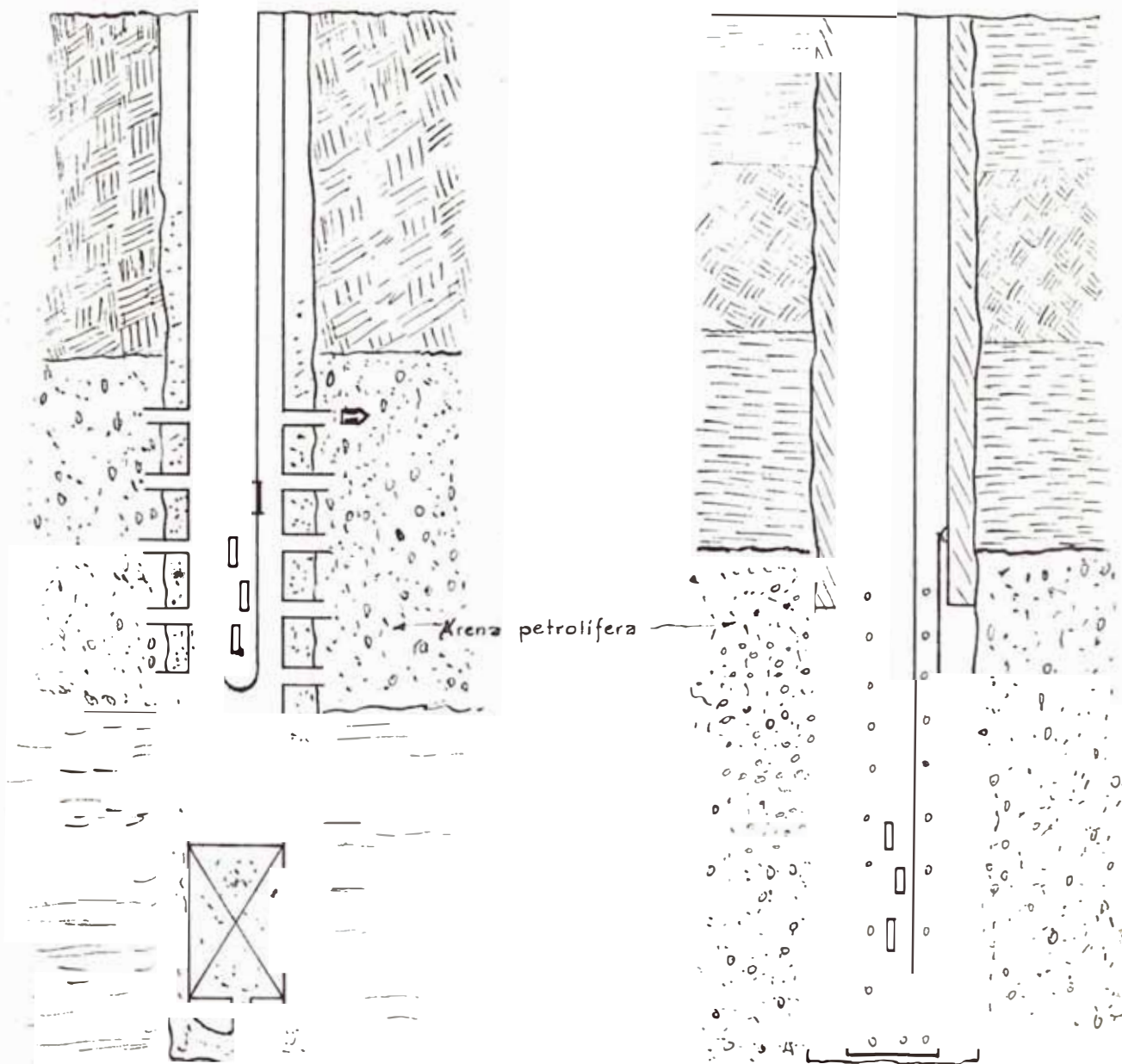


FIG. 11

TERMINACION DE UN POZO POR PERFORACION SELECTIVA A BALAS

FIG. 12

TERMINACION DE UN POZO CON REVESTIMIENTO INTERIOR PREVIAMENTE PERFORADO

un revestimiento perforado previamente, tal como puede verse en la Fig. 12.
TERMINACION DEL POZO PARA PRODUCIR POR PERFORACION SELECTIVA A BALAS.-

El acabado de un pozo por el método de perforación selectiva a balas consiste en la cementación del revestimiento de acero a través de la formación petrolífera y la posterior perforación a balas tanto del revestimiento como de la capa de cemento para que el petróleo de la formación fluya en el pozo. Esta técnica exige que cada estrato petrolífero sea aislado por el cemento para dejarlo protegido de aquellos fluidos que pueden estar presentes arriba ó abajo de la capa productora. Es por consiguiente deseable que el cemento llene completamente el espacio anular entre el revestimiento de acero y la formación productora y por otro lado que sea de un espesor suficiente como para satisfacer las condiciones del pozo.

Es práctica corriente mantener entre el hoyo abierto y el revestimiento de acero un espacio libre que varíe entre 1-7/8 á 3-3/4 de pulgada. Per ejemplo, en un hoyo de 9-5/8 de pulgada deberá cementarse revestimiento de 6-5/8 y no uno de 5-1/2 pulgadas.

En cuanto a la profundidad a que deberá bajarse el revestimiento así como la altura a que deberá llegar el cemento por detrás de la tubería de revestimiento depende esencialmente de las condiciones encontradas. Así por ejemplo, cuando el pozo es llevado por debajo de los 3,500 pies o cuando la presión de la arena petrolífera es superior a lo normal, es práctica corriente llevar el cemento a 700 pies por encima del tope de la arena. Si se desea proteger a la vez una arena superior que no se encuentre distanciada de la zapata del revestimiento en una cantidad mayor de 2500 pies, puede usarse una cementación simple. Si la distancia fuera mayor de 2500 pies, deberá usarse un collar para cementación múltiple que irá instalado en el revesti-

miento a una distancia aproximada de 100 pies por debajo del fondo de la arena superior.

Cuando el pozo no es llevado por debajo de los 3500 pies y la arena petrolífera no tiene una presión anormal, el cemento deberá disponerse hasta 400 pies por encima del tope de la arena.

El uso de centralizadores y de raspadores que van dispuestos en la parte externa del revestimiento de acero, sirve para mejorar la adhesión entre el cemento y la formación. Este procedimiento ha reducido considerablemente el porcentaje de cementaciones defectuosas y ha aumentado al mismo tiempo, las exigencias de capacidad de penetración de los perforadores a bala.

El número de centralizadores que deberá usarse, varía naturalmente con las condiciones del pozo. Sin embargo, puede emplearse con bastante éxito un centralizador en tramos alternados del revestimiento, comenzando desde el extremo inferior de éste hasta aproximadamente 150 pies sobre el tope de la arena productiva.

En cuanto a los raspadores, se construyen de dos tipos, el reciprocante y el tipo rotatorio. El primero se usa disponiendo cada raspador a intervalos de 15 pies en el revestimiento de acero, en la parte que dá frente a la arena petrolífera y procediendo a dar un movimiento reciprocante a la tubería de revestimiento en una distancia que varíe de 20 á 30 pies durante el tiempo de acondicionamiento del lodo, antes de la cementación. Durante ella, esa distancia se reducirá a 17 pies más o menos. El raspador del tipo rotatorio se dispone longitudinalmente en el revestimiento de acero cuidando de que no vaya en aquellos puntos donde vá a procederse posteriormente

a perforar a bala. Durante el tiempo de circulación del lodo antes de la cementación, la tubería deberá rotarse a una velocidad de 20 á 30 revoluciones y durante la cementación misma la velocidad se reducirá de 10 á 20 revoluciones por minuto. En una sección de arena muy gruesa, digamos de 400 á 500 pies, es peligroso el empleo de los raspadores del tipo rotatorio debido al gran número que serían requeridos, en este caso conviene emplearlos solamente en la zona de la cresta de gas y en la zona de emulsión si la hubiera.

Es práctica corriente el empleo de un tipo de cemento modificado de baja resistencia que se prepara con el cemento portland y la adición de 3 á 5% de arcilla bentonítica. Este cemento modificado ofrece una serie de ventajas que lo hacen adaptable tanto a cementaciones nuevas como a trabajos de acondicionamiento, pudiéndose notar la tendencia general hacia el empleo de cementos más livianos.

Perforación a balas.-

La terminación de pozos de petróleo y gas mediante la perforación a balas de la tubería de revestimiento se halla muy difundida en la industria gracias a que proporciona el control de los horizontes productivos. Sin embargo, a menudo se presenta el interrogante de cuantas de tales perforaciones alcanzaron realmente la formación productiva. Estas dificultades en la penetración se han tratado de subsanar con las mejoras introducidas en los nuevos cañones perforadores y con el empleo de cementos modificados cuya resistencia menor por rotura a la tracción permite una penetración de las balas notablemente mayor que la que se obtiene cuando se usa cemento puro común.

Para atravesar revestimientos de acero del tipo J-55 se usan balas

de 8.5 mm. y 12.0 mm. De éstas, se considera que las primeras tienen mayor penetración que las segundas y se usan con un espaciamiento de 6 pulgadas.

Para atravesar revestimientos de acero del tipo N-80, ó para aquellos casos en que se haya tenido que correr un revestimiento de 5-1/2 pulgadas en hoyo de 9-5/8 de pulgada, se está usando perforadores a bala mejorados y perforadores a chorro. Estos nuevos perforadores están actualmente en la etapa de evolución y su uso está recomendado con espaciamiento de 3 pulgadas como máximo.

Las cargas van en un cañón de 6 pies de largo y se disparan todas a la vez. En forma ocasional se usan cargas combinadas de balas del tipo corriente y perforadores a chorro, sobre todo cuando se trata de completar satisfactoriamente el pozo muy cerca a la zona de agua ó a la del gas.

TERMINACION DEL POZO CON REVESTIMIENTO INTERIOR PREVIAMENTE PERFORADO.--

El acabado de un pozo empleando un revestimiento interior previamente perforado se hace en los reservorios donde la producción se obtiene de formaciones de arenisca de baja permeabilidad y en las que no existe gran cantidad de agua en el fondo.

Este procedimiento de terminación se lleva a cabo de la siguiente manera, una vez completada la perforación del pozo hasta su profundidad final, por ejemplo con broca de 9-5/8 de pulgada, se procede a tomar un registro eléctrico que indicará las condiciones de la formación de arena que acaba de atravesarse. Se corre luego un revestimiento de acero que deberá ir cementado al tope de la arena. Es práctica corriente emplear en este caso un revestimiento de 6-5/8 de pulgada. Una vez que el cemento ha fraguado, se baja una broca

de menor diámetro, digamos de 5-5/8 de pulgada para perforar el tapón de cemento y limpiar hasta el fondo del pozo. A continuación se baja un revestimiento interior previamente perforado de 5 pulgadas de diámetro, el que se dejará asentado en el fondo. En la Fig. 12 adjunta, puede notarse la condición final de este método de acabado.

Este procedimiento de terminación tiene la desventaja de no permitir un efectivo control del reservorio, lo que sí se lleva a cabo con el procedimiento de acabado con perforación selectiva a balas. Sin embargo, el método que nos ocupa es muy conveniente cuando se planea llevar a cabo la ruptura de la formación petrolífera empleando cargas de nitro-glicerina. En este caso la mejor práctica consiste en perforar la arena productiva con lodo a base de aceite, cementar el revestimiento superior, correr revestimiento interior previamente perforado y poner el pozo en producción por un tiempo determinado. Más tarde, se deberá extraer el revestimiento interior, poner la carga de nitro-glicerina y después de que ésta explote, correr nuevamente el revestimiento perforado. La extracción de estos revestimientos en pozos que han sido perforados con lodo a base de agua es difícil y costosa, lo que no sucede cuando se ha usado lodos a base de aceite.

PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS.-

Como un complemento a los métodos de terminación del pozo, conviene mencionar a continuación algunos de los procedimientos que se emplean para aumentar su capacidad productiva.

PROCEDIMIENTO HYDRAFRAC

El procedimiento Hydrafrac que se emplea para aumentar la productividad de los pozos que producen petróleo de formaciones de areniscas muy compactas, consiste esencialmente de la inyección en el estrato petrolífero de un fluido altamente viscoso, a elevadas presiones originadas por bombas situadas en la superficie del terreno, con el fin de fracturar y mantener abierta la parte de la formación yacente al hoyo. Una vez aplicada la acción de agrietar y sostener las grietas, el fluido que ha sido utilizado debe volver al estado que permita su retorno al pozo y por éste a la superficie.

El fluido que se utiliza en el procedimiento Hydrafrac, es gasolina convertida en materia gelatinosa por la acción de un jabón. Otros derivados del petróleo, entre ellos el kerosene, pueden también servir para formar gelatina y por consiguiente pueden utilizarse con el fin propuesto. En la prueba que aquí se describe, se ha empleado el Napalm, aditivo empleado durante la guerra para producir gasolina gelatinosa.

Desde que se supone que la fractura creada por la presión muy grande de la bomba, tendería a cerrarse una vez reducida la presión, es necesario agregar arena de un tamaño determinado que deberá quedar en la grieta como material de sostén. La gelatina formada por Napalm - Kerosene se presta bien para la tarea de llevar esta arena al lugar requerido.

Después de la gelatina, se bombea inmediatamente un desgelatinizador. La estabilidad de las gelatinas puede ser controlada en grado sumo por el uso de compuestos químicos. Al agregar una cierta cantidad de agua a la mezcla de Napalm-gasolina, la gelatina volverá al estado líquido en el curso de 8 á 24 horas. El agua salada, las soluciones de gasolina ó de crudo con sulfonatos de petróleo y otras sustancias, contribuyen a la regulación del tiempo de

desgelatinización.

Se vá a describir a continuación, la forma como se aplicó al procedimiento Hydrafrac a un pozo de producción relativamente baja con el objeto de aumentar su productividad.

El pozo fué completado originalmente un mes y medio antes de aplicarle el tratamiento. El registro eléctrico final mostró un desarrollo favorable de la arena principal con una serie de estratos de arenisca interestratificados con lutita. Se corrió un revestimiento de acero de 5-1/2 pulgadas que fué cementado dentro de un hoyo de 8-1/2 pulgadas con 235 sacos de cemento más 5% de arcilla bentonítica a través de la zapata situada a 5,020 pies y 340 sacos de cemento más 5% de arcilla bentonítica a través del collar cementador múltiple situado a 3,700 pies. El objeto de esta segunda cementación fué proteger una formación que posteriormente será perforada en sus estratificaciones más altas.

La arenisca productiva fué abierta en los siguientes intervalos:

<u>Intervalo</u>	<u>Pies</u>	<u>Espaciamiento</u>	<u>No. de Balas</u>	<u>Tamaño</u>
4955 - 4942	13	4 pulg.	40	8.5 mm.
4936 - 4910	26	4 "	<u>79</u>	8.5 mm.
	39		119	

En los dos primeros días de puesto el pozo en producción se obtuvieron 7 y 8 barriles respectivamente por el método de "gas lift". Los intervalos originalmente abiertos fueron reperforados usando balas de mayor poder (shaped charges) para obtener una mayor penetración en la arena, como sigue:

<u>Intervalo</u>	<u>Espaciamiento</u>	<u>No. de Balas</u>
4948 - 4942	3"	
4936 - 4930	3"	
4930 - 4924	3"	24
4924 - 4918	3"	
4918 - 4912	3"	
		120

El promedio de cuatro días de prueba subsiguientes a la perforación a balas de mayor potencia, fué de 10 barriles por día por el método de "gas lift" y el promedio de tres días de prueba con bomba, fué de 11 barriles por día. El pozo tuvo que estar cerrado por un período de cuatro días para alcanzar una presión máxima de 1,450 libras por pulgada cuadrada, poniendo de manifiesto la existencia de una arena muy poco permeable. Dos pozos adyacentes perforados en la misma área habían producido inicialmente 200 y 250 barriles por día, lo cual indicaba la posibilidad de obtener éxito al aplicarle el método Hydrafrac al pozo en cuestión.

Se comenzó por matar el pozo con lodo a base de aceite de 10 libras por galón. Se bajó tubería de producción que llevaba dos obturadores distanciados 44 pies, teniendo la sección de tubería comprendida entre los obturadores, suficientes perforaciones para dejar pasar los fluidos. El obturador inferior se asentó en el revestimiento de acero a 4939 pies, el superior a 4895 pies. Se verificó luego, la ruptura de la formación aplicando presión al petróleo crudo que se había bombeado previamente en el espacio comprendido entre los obturadores y la tubería. Se comenzó a bombear la gelatina preparada a base de Napalm-Kerosene, una cierta cantidad de agua y suficiente cantidad de arena, tal como se indica en A, Figura 13. Después de la gelatina se siguió bombeando la mezcla desgelatinizante a razón de 3 barriles por minuto, ver B, Figura 13, por último se bombeó petróleo crudo en cantidad suficiente para desplazar al fluido desgelatinizante fuera del hoyo. El pozo quedó cerrado durante un período de 24 horas. Posteriormente, se puso el pozo en producción para extraer los fluidos empleados durante el proceso, tal como se ve en C, de la misma figura.

Durante todo el tratamiento se llevó un registro continuo de las presiones de la bomba el que puede notarse en la Figura 14 adjunta.

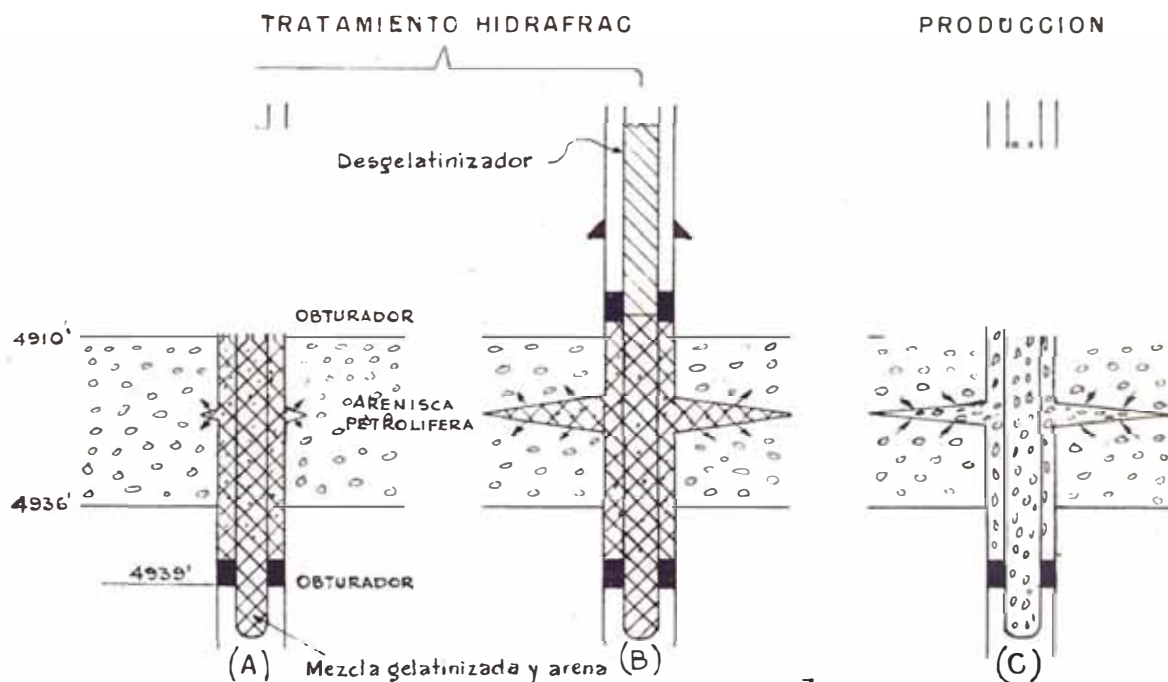


FIG. 13

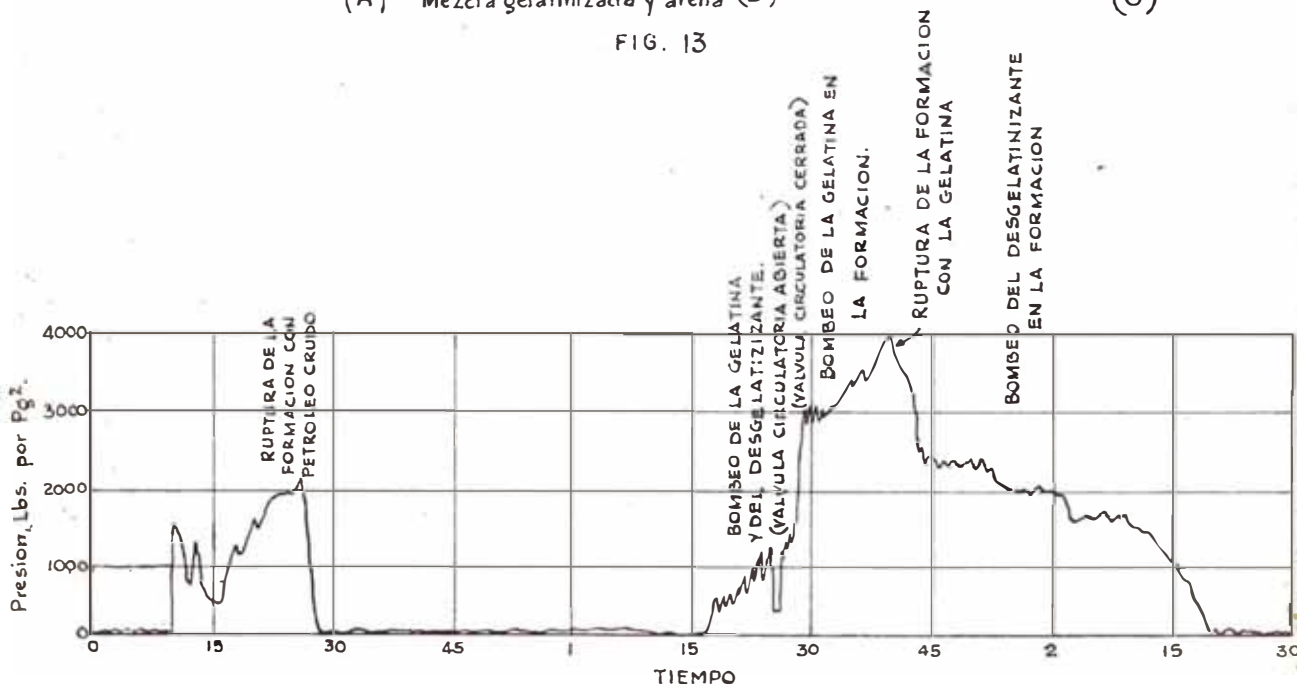


FIG. 14

CURVA DE PRESION DE LA BOMBA, EN LA QUE SE NOTA EL AUMENTO DE DICHA PRESION HASTA EL PUNTO DE RUPTURA DE LA FORMACION Y SU DESCENSO DESPUES DE AGRITADO EL ESTRATO

Después de cinco días de prueba se consideró terminado el trabajo de acondicionamiento asignándose al pozo una producción inicial de 135 barriles diarios, con relación gas-aceite de 800 pies cúbicos por barril a través de una restricción de 1/4 de pulgada.

PROCEDIMIENTO DE ACIDIZACION

Este procedimiento que se aplica a los pozos con el fin de incrementar su producción de petróleo ó gas, consiste en la adición de un ácido a la formación productiva con el fin de producir la disolución de los carbonatos ó elementos solubles que dicha formación contiene y permitir el fácil acceso del petróleo al hoyo y por ende a la superficie.

El proceso en si es bastante sencillo, el ácido es bombeado dentro del revestimiento de acero a una altura conveniente y se le sigue con suficiente petróleo crudo para más tarde extraerlos juntos del pozo. El método ha dado en algunos casos muy buenos resultados, sobre todo tratándose de pozos antiguos, en los pozos recién perforados el método de acidización cobra un diferente aspecto desde que su función no solo consiste en la disolución de los elementos solubles de la formación misma, sino también la disolución de las arcillas que han quedado en el hoyo en forma de costra y como remanentes del fluido de perforación.

El ácido que se emplea en este procedimiento es el clorhídrico con una concentración de 15% al que se le ha agregado un inhibidor con el objeto de reducir la corrosión del revestimiento de acero y de otras piezas del equipo empleado.

El volumen de ácido requerido para un tratamiento depende de las condiciones del pozo; es práctica corriente el empleo de un volumen de

ácido equivalente a tres ó cuatro veces el volumen contenido en el revestimiento de acero en la zona que desea aplicarse el tratamiento. Este valor así determinado servirá de base para la aplicación de tratamientos semejantes en otros pozos del mismo yacimiento y podrá variarse de acuerdo con los resultados obtenidos.

En general, puede comenzarse por usar de 500 á 1000 galones de ácido, dependiendo del tamaño de la formación productiva, si se notan resultados apreciables en la productividad del pozo y se desea aumentar la penetración al doble, se deberán usar 2000 ó 4000 galones en un tratamiento posterior. En caso de no obtenerse resultados favorables, se puede asumir que la productividad del pozo ha alcanzado su máximo y no es conveniente el empleo de mayores cantidades de ácido.

El trabajo que se describe a continuación es un caso típico del procedimiento de acidización aplicado a un pozo en el que se obtuvieron resultados muy apreciables. El pozo había sido completado originalmente a una profundidad de 2400 pies con un revestimiento de acero de 5 pulgadas de diámetro. Las arenas petrolíferas expuestas a producción habían sido perforadas a bala en los intervalos comprendidos entre 2180 á 2160 pies y entre 2150 á 2030 pies con un total de 142 disparos, tal como puede observarse en la Figura 15 adjunta. La producción inicial del pozo había sido 230 barriles de petróleo por día, y con una relación gas-aceite de 360 pies cúbicos por barril a través de una restricción de 1/4 de pulgada.

Después de dos años de puesto el pozo en producción se notó una disminución notable de la presión surgente y el pozo dejó de producir debido a un influjo de agua salada en el fondo. Las muestras de agua extraídas al ser analizadas dieron de 18 á 20 gramos por litro de cloruro de sodio en un volumen de agua equivalente al 55% del total de fluido. Se procedió entonces a

cementar el fondo del pozo tapándose con cemento hasta 2155 pies. Puesto nuevamente el pozo en prueba produjo 140 barriles de petróleo por día a través de una restricción de 1/4 de pulgada.

Después de 8 años de producción casi ininterrumpida, se extrajeron los tubos de producción con el objeto de hacer un trabajo de limpieza y se encontró en ellos una gruesa costra de depósitos calcáreos que podía ser disuelta fácilmente, con ácido clorhídrico. Se limpió el revestimiento de 5 pulgadas con un raspador especial y se puso el pozo a prueba. La producción antes del servicio de limpieza fué de 6 barriles de petróleo diarios, la producción después, fué de 60 barriles de petróleo y 1 barril de agua por el método de bombeo.

El trabajo de acidización se llevó a cabo de la siguiente manera, se comenzó por sacar las varillas del equipo de bombeo y se mató el pozo con petróleo crudo. Se extrajo la tubería de producción y se le bajó nuevamente con un obturador que fué asentado a la profundidad de 2025 pies tal como puede observarse en la Figura 15.

El petróleo fué bombeado dentro de la formación obteniéndose la ruptura de ella a 1100 libras por pulgada cuadrada, se le siguió luego con 600 galones de ácido a 900 libras por pulgada cuadrada de presión y se continuó bombeando el petróleo crudo. Por último, se comenzó a limpiar el pozo con el achicador (swab) y se le puso en producción. Después de varios días de prueba se le pudo asignar una producción inicial de 150 barriles de petróleo por día con una relación gas-aceite de 520 pies cúbicos por barril a través de una restricción de 1/4 de pulgada.

PROCEDIMIENTO DE DISPARO DE LA FORMACION CON EXPLOSIVOS

Otro procedimiento que se emplea con éxito para incrementar la productividad de los pozos petrolíferos, consiste en la explosión dentro

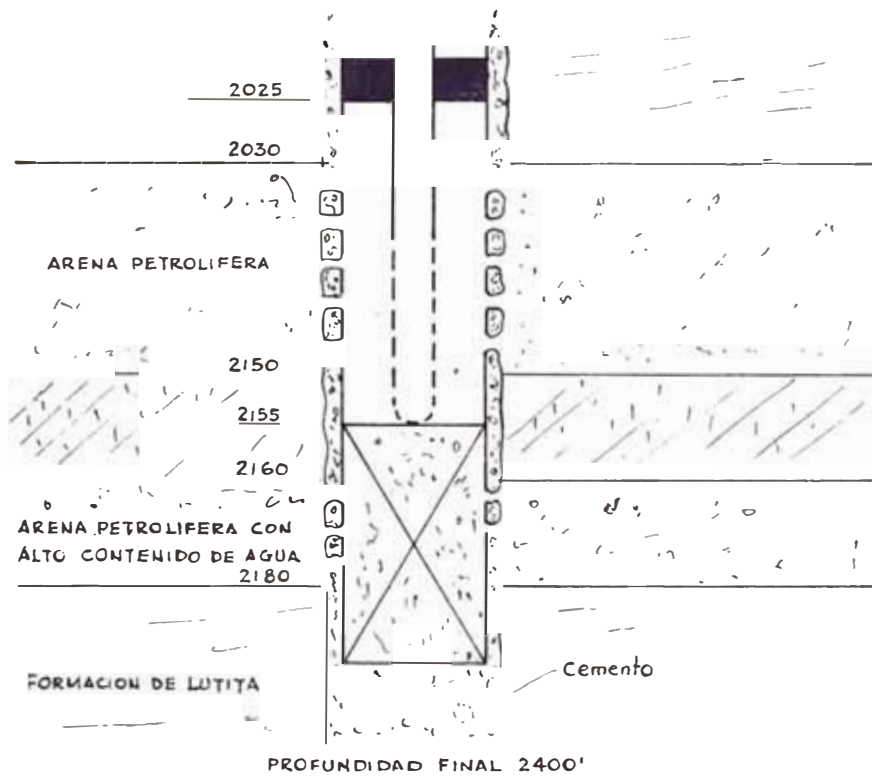


FIG. 15

PROCEDIMIENTO DE ACIDIZACION

de la formación misma de una carga de nitroglicerina que crea nuevas fracturas aumentando el área de drenaje del pozo. Este método se aplica a los reservorios muy compactos tales como calizas ó areniscas bien cementadas y en aquellos pozos que han sido o serán completados con un revestimiento interior previamente perforado.

Se vá a indicar a continuación el procedimiento que fué empleado para aumentar la productividad de un pozo con el empleo de varias cargas de nitroglicerina. Ver Figura 16 adjunta.

El pozo en referencia había sido completado hasta una profundidad final de 1250 pies habiéndose cementado un revestimiento de 6-5/8 de pulgada hasta 604 pies de profundidad. Se comenzó por matar el pozo con petróleo crudo y se extrajo el revestimiento interior perforado. Luego, se bajó una broca de ensanche subterráneo y se agrandó el hoyo a 9-3/4 de pulgada.

Se colocó un tapón de cemento de 1060 a 1010 pies con 25 sacos. Después que el cemento hubo fraguado, se bajó la primera carga de nitroglicerina consistente en 640 libras de gelatina con una bomba de tiempo colocada en el interior de un dispositivo especial (combination cave catcher) como se muestra en la Figura 16. Encima de la carga descrita, se pusieron 10 pies de grava y en el intervalo comprendido entre 960 a 925 pies se puso un tapón de "calseal". Después de una hora, que fué el tiempo necesario para el fraguado del Calseal, fué posible bajar la segunda carga de 1280 libras de nitroglicerina, seguida en forma igual a la anterior, primero por la grava y luego por otro tapón de calseal. La última carga fué de 480 libras, dispuesta en el intervalo comprendido entre 790 y 760 pies. Las tres cargas se hicieron disparar casi simulta-

nesmente, procediéndose más tarde a la limpieza del hoyo con el empleo de un lodo a base de aceite de alta viscosidad. Se corrió luego el revestimiento perforado extraído originalmente del pozo y se le puso en prueba.

La producción del pozo antes del disparo era de 15 barriles por día por el método de bombeo, después del trabajo con la nitroglicerina se le pudo asignar una producción inicial de 60 barriles por día por el mismo método.

I N D I C E

PARTE I

SELECCION DEL EQUIPO DE PERFORACION

	<u>Página</u>
<u>INTRODUCCION</u>	1
<u>EQUIPO DE PERFORACION</u>	5
Fuerza Motriz	5
<u>EL SISTEMA HIDRAULICO</u>	6
Selección de las bombas	6
<u>EL SISTEMA DE IZAJE</u>	15
Potencia requerida	15
<u>EL SISTEMA DE LA MESA ROTATORIA</u>	18
<u>EL CASTILLO DE PERFORACION Y LA SUB-ESTRUCTURA</u>	22
<u>EQUIPOS DIVERSOS</u>	

PARTE II

OPERACIONES DE PERFORACION

Perforación del hoyo de superficie	26
Cementación del revestimiento de superficie	27
Perforación del hoyo intermedio	27
Presencia de una alta presión de gas	28
Pérdida de circulación del fluido de inyección	29
Trabajo de pesca	29
Cementación del revestimiento protector	30
Perforación del hoyo final	31
Prueba de la formación	31
Cementación de revestimiento final	
Distribución del tiempo de la Perforación	33
Costo de la Perforación del pozo exploratorio a 10,000 pies	33

PARTES III

TERMINACION DEL POZO

	<u>Página</u>
<u>PROCEDIMIENTO DE TERMINACION DEL POZO</u>	36
<u>TERMINACION DEL POZO PARA PRODUCIR</u>	
<u>POR PERFORACION SELECTIVA A BALAS</u>	37
<u>TERMINACION DEL POZO CON REVESTIMIENTO</u>	
<u>INTERIOR PREVIAMENTE PERFORADO</u>	
<u>PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA AUMENTAR</u>	
<u>LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS</u>	41
<u>PROCEDIMIENTO HYDRAFRAC</u>	
<u>PROCEDIMIENTO DE ACIDIZACION</u>	
<u>PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE LA FORMACION</u>	
<u>CON EXPLOSIVOS</u>	47

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

Joseph Zaba -- Modern Rotary Drilling.

J. E. Brantly.-- Rotary Drilling Handbook.

W. S. Crake.-- Modern Rotary Drilling Machinery and Practices.

Bowman Thomas.-- Application of Petroleum Engineering to Drilling
and Production Work.

Zaba and Doherty.-- Practical Petroleum Engineers' Handbook.

Lester Charles Uhen.-- Petroleum Production Engineering.

Halliburton Oil Well Cementing Co.-- Handbook.

The Drilling Equipment Directory.-- Cementing Methods.