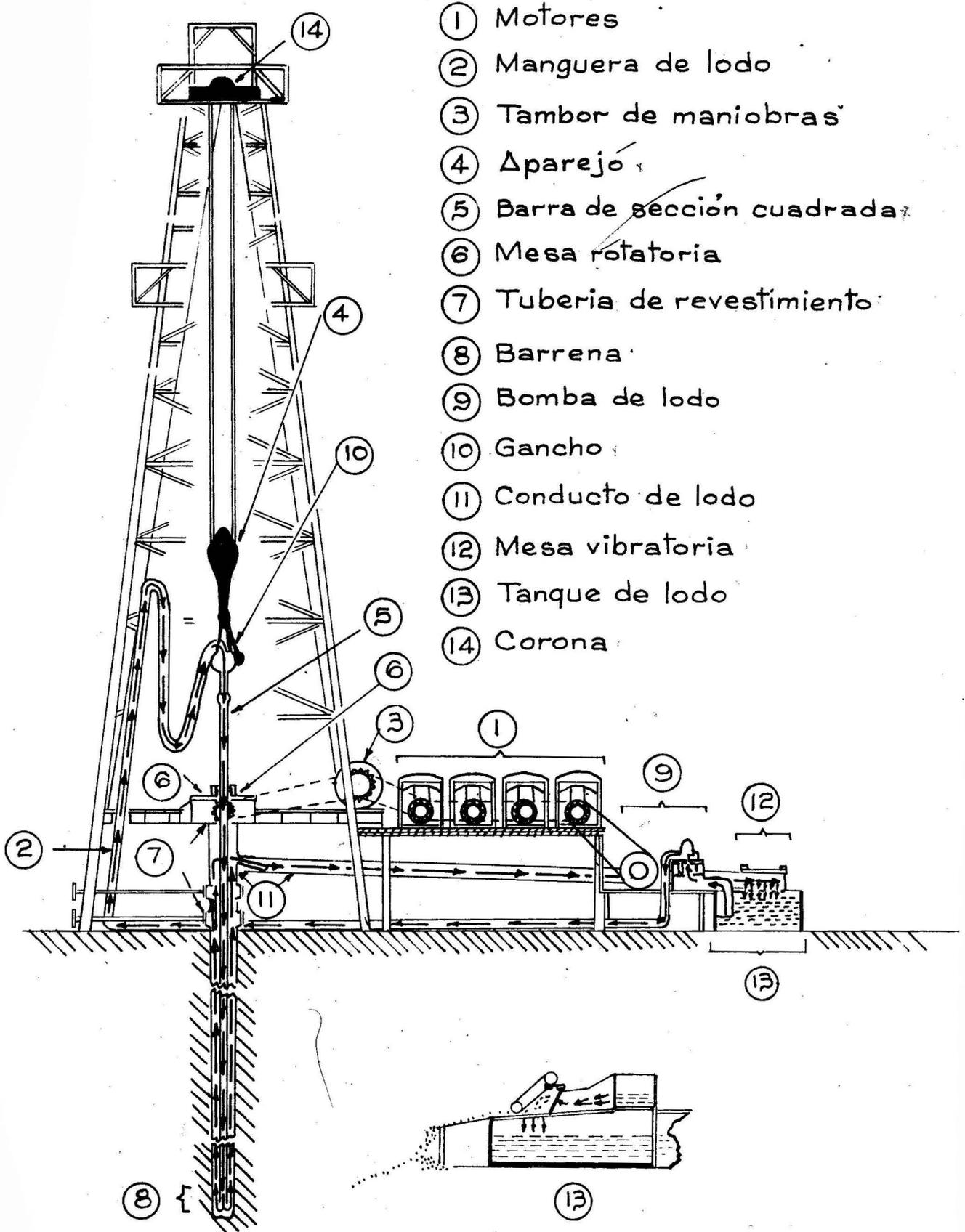


EQUIPO ROTATORIO



"ESTUDIO SOBRE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO"

Trabajo de Grado en opción al Título de Ingeniero
Mecánico presentado por:

Manuel Alberto González Salmon.

Santiago de Cuba, Noviembre de 1959

INDICE

- I) ESTUDIO GENERAL DE LOS YACIMIENTOS DE PETROLEO.
- II) EQUIPOS Y METODOS DE PERFORACION.
- III) BARROS O LODOS DE PERFORACION.
- IV) TUBERIAS DE REVESTIMIENTO. DISEÑO DE TUBERIAS. CALCULOS.
- V) CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.
- VI) PERFILAJES. DISTINTOS TIPOS.
- VII) COMPLETACION DE POZOS. CANONEO DE LAS TUBERIAS.
- VIII) CALCULOS DE RESERVAS DE PETROLEO.

1) ESTUDIO GENERAL DE LOS YACIMIENTOS DE PETROLEO.

- 1) Yacimiento. Definición.
- 2) Origen y acumulación del petróleo.
- 3) Caracter litológico de las rocas petrolíferas.
- 4) Tipos de yacimientos favorables a la acumulación de petróleo.
- 5) Edad geológica de los depósitos petrolíferos.
- 6) Indicaciones superficiales de la existencia de petróleo.

1) Yacimiento. Definición.

Un yacimiento de petróleo o gas es aquel conjunto de rocas porosas y permeables que contienen petróleo o gas, a través de las cuales estos fluidos se mueven debido a las presiones existentes o presiones que pueden ser aplicadas para así lograr su extracción por los pozos previamente perforados.

Todo espacio poroso dentro de la formación productora es considerado parte del yacimiento, el cual puede tener muchos estratos y rocas diferentes.

2) Origen y acumulación del petróleo.

Por muchos años, la forma en que el petróleo se ha formado ha sido asunto de grandes controversias científicas. Muchas teorías han sido presentadas y confirmadas parcialmente por experimentos realizados en el campo y en laboratorios. Todas estas teorías pueden ser clasificadas en dos grupos:

a) Teorías Inorgánicas.

b) Teorías Orgánicas.

Según las teorías inorgánicas el petróleo tuvo su origen en reacciones geo-químicas ocurridas entre el agua y bioxido de carbono con varias sustancias inorgánicas tales como carburos y carbonatos.

A favor de esta teoría han sido presentadas muchas pruebas de laboratorio pero los materiales y condiciones necesarias para las reacciones no son las mismas que aparecen donde el petróleo es encontrado.

Es posible que algunas acumulaciones de

petroleo tienen procedencia inorgánica pero parece improbable que los grandes embalses mundiales de petroleo tengan esta procedencia.

Las teorías orgánicas asumen que el petroleo provienen de la descomposición de organismos vegetales o animales que vivian en determinados periodos geológicos.

Estas teorías cuentan en su apoyo con abundantes evidencias tanto en la naturaleza como en los trabajos de laboratorio realizados que han demostrado que la mayoría de las acumulaciones de petroleo provienen de materias orgánicas como son: semillas marinas, diatomáceas, foraminíferos, algas, peces y otros organismos marinos.

Las pruebas encontradas demuestran que los restos de vida marina, tanto animal como vegetal, acumulados a lo largo de costas oceánicas o en lagunas de poca profundidad fueron cubiertos por la acumulación de sedimentos y sujetos a descomposición debido a bacterias anaeróbicas, resultando en la formación de partículas diseminadas llamadas "protopetroleum". Este producto intermedio fué despues gradualmente convertido en hidrocarburos líquidos y gaseosos debido a procesos catalíticos y despues acumulados formando los yacimientos de petroleo y gas que actualmente son explotados.

Estudios realizados en laboratorios han demostrado que ciertos tipos de bacterias anaeróbicas son capaces de descomponer las grasas, ácidos grasos, proteínas, celulosas y otras materias orgánicas formando metano y otros hidrocarburos de elevado peso molecular.

El mecanismo exacto por medio del cual las materias orgánicas son transformadas en petroleo no ha sido completamente explicado, pero estudios realizados han

demostrado que las condiciones esenciales para su formación son:

- a) Acumulación de materias orgánicas a lo largo de las costas oceánicas y bancos continentales en aguas del mar o aguas salobres.
- b) Cubrimiento de las materias orgánicas con sedimentos acumulados que constituyeron rocas porosas a través de las cuales el petróleo emigró hacia las formaciones donde actualmente es encontrado.
- c) Condiciones como presiones, temperaturas, presencia de bacterias, reacciones químicas y otras fuerzas naturales que causaron la descomposición de estas materias y la combinación del carbono e hidrógeno para formar la mezcla de hidrocarburos que constituye el petróleo.
- d) Existencia de una estructura o trampa que forme un receptáculo donde el petróleo es detenido y almacenado formando los yacimientos actuales.

Los hidrocarburos se han formado en la mayoría de los casos en rocas sedimentarias cercanas a las rocas del yacimiento donde en la actualidad se encuentran.

Un tipo de roca en la que en la actualidad se encuentra el petróleo son aquellas formadas por granos de arena mezclados con pizarra o arcilla (sandstone)

Rocas calizas y dolomitas porosas son otros tipos de rocas sedimentarias en las cuales se encuentra el petróleo. Por los poros o espacios formados entre las partículas que constituyen estas rocas fluye el petróleo y gas que se mueve del lugar donde se originó; a su vez en estos poros se almacena el petróleo y constituyen los receptáculos o yacimientos cuando debido a la disposición de las rocas en el subsuelo el movimiento del pe-

troleo es detenido.

El movimiento del petroleo desde su lugar de origen hacia las trampas donde actualmente es encontrado se realiza hacia arriba. Este movimiento se debe a la tendencia del petroleo y gas de subir atraves del agua salobre que llenaba los poros de las formaciones sedimentarias donde se originó.

3) Caracter litológico de las rocas petrolíferas.

El petroleo y gas se mueven desde las zonas donde las materias orgánicas que los originaron se depositaron hacia otras formaciones donde se acumulan y almacenan al ser detenido su movimiento por capas de rocas impermeables. La condición esencial para la acumulación del petroleo es la existencia de estratos porosos, con fracturas o cavernas que permitan la acumulación del petroleo y que estos estratos están rodeados por capas de rocas impermeables que detengan el movimiento de los fluidos.

Las rocas de un yacimiento están generalmente constituidas semiconsolidadas, rocas calizas o dolomitas las cuales tienen suficientes espacios huecos o poros que ocupan un volumen de un 10% o mas del volumen total de las rocas, donde el petroleo se puede almacenar y atraves de las cuales se puede mover hacia los lugares de bajas presiones para aquí lograr su obtención. Las pizarras y arcillas pueden contener volúmenes importantes de petroleo pero sus poros son generalmente muy pequeños para permitir la obtención del petroleo en cantidades comerciales.

Las propiedades litológicas de las ro-

cas de un yacimiento son importantes para determinar la cantidad de petróleo almacenado, la resistencia que ofrecen las rocas al movimiento del petróleo, la velocidad a que llegará el petróleo al pozo debido a las fuerzas que sobre él actúan y la cantidad de petróleo que quedará en las rocas del yacimiento sin poder ser extraído. Factores de gran importancia son el tamaño y forma de los espacios huecos de las formaciones y el volumen que ocupan en relación con el volumen total del yacimiento.

Los espacios huecos en las rocas pueden ser clasificados en dos grupos (1) Originales y (2) Inducidos o Creados. Al primer grupo pertenecen los espacios constituidos por los poros entre los granos de las rocas, las cavidades de la corteza terrestre y aquellas cavidades originadas debido a reacciones químicas.

Al segundo grupo pertenecen las fisuras formadas por ajustes de las capas terrestres a lo largo de las juntas o planos de distintas capas, o las cavidades formadas por la acción de los agentes atmosféricos.

Cualquier tipo de espacio hueco, cavidad o fisura puede servir para almacenar el petróleo.

Caracter litológico de las areniscas (Sandstone).

Las areniscas petrolíferas son formadas por procesos de sedimentación en los cuales los fragmentos minerales de diferentes tamaños y formas se unen gradualmente y compactan por el peso de los estratos superiores. Los granos pequeños son depositados entre los granos mayores aumentando la densidad de las rocas y disminuyendo la porosidad.

Los granos de los minerales de que están formadas las arenas petrolíferas tienen distintas formas

y su tamaño varía desde las partículas finas de polvo hasta los guijarros ó piedrecitas. Son fragmentos de rocas que han sido suficientemente duros para resistir la abrasión y desintegración a que son sometidos al ser transportados desde el lugar en que se encontraban al lugar donde son depositados, que en muchos casos es de varios kilómetros.

Su forma y textura dependen del mineral del cual están formados y de la abrasión que hayan sufrido. Algunos minerales tales como la mica, tienen forma laminar fina, presentando caras pulidas y cantos afilados; otros granos tales como la calcita, tienen caras angulares con cantos bien definidos; otros como los cuarzos y feldespatos tienen superficies lisas, algunas veces bien pulidas. Los granos de arena son generalmente de forma angular pero sus cantos son redondeados al ser transportados de lugar.

La porosidad de las rocas (sandstone) constituidas por la acumulación de estos granos varía desde un 40% hasta cero, habiéndose comprobado que arenas comercialmente productivas tienen una porosidad desde 10 hasta 25%, siendo improductivas aquellas arenas que tengan menos del 10% de porosidad aunque se encuentren completamente saturadas de petróleo.

Existen 2 tipos de porosidad: "Absoluta" que es el espacio vacío total donde se puede acumular el petróleo, y la porosidad "Efectiva", formada por los espacios o poros que se encuentren interconectados, por donde se puede mover el petróleo hacia el pozo que ha sido perforado para así lograr su extracción.

Caracter litológico de las rocas calizas.

En muchos campos petroleros este tipo de rocas es el principal productor de petróleo. Se diferencia de las areniscas principalmente en el carácter de los espacios vacíos para el almacenaje del petróleo y gas, y en la influencia que ejerce en la eficiencia del drenaje del petróleo.

Los poros en las rocas calizas son menos uniformes en forma y tamaño que en las areniscas, habiéndose clasificado su porosidad en varios grupos:

- 1) Porosidad Primaria
- 2) Porosidad Secundaria
- 3) Rocas calizas fracturadas

Las rocas calizas que tienen porosidad primaria son: el yeso, las rocas calizas oolíticas, los arrecifes coralinos, Las rocas calizas de porosidad secundaria son aquellas formadas por procesos erosivos, y aquellas cuya porosidad se originó debido a cambios mineralógicos. Al tercer grupo pertenecen aquellas rocas calizas cuyos espacios han sido creados por fracturas como resultado de deformaciones estructurales.

Muchas autoridades en esta materia consideran que los yacimientos constituidos por rocas calizas son de porosidad secundaria, aumentada debido al desgaste y alteraciones que han sufrido por la acción de los agentes atmosféricos.

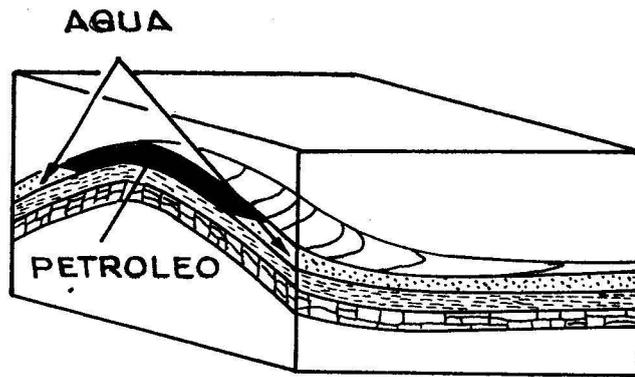


Fig 1- Muestra la forma en que el petróleo se acumula en una estructura en forma de domo.

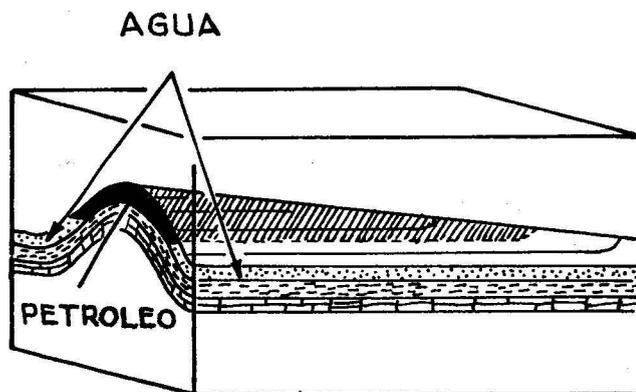


Fig 2- Tipo de plegamiento estructural en forma de anticlinal. Son mas largos y estrechos que los dómicos

4) Tipos de yacimiento favorables a la acumulación de petróleo.

Al emigrar el petróleo de los lugares donde se originó, tiende a acumularse junto con el gas en la parte superior de los plegamientos creados en las formaciones porosas, particularmente en las crestas de los anticlinales.

Esta es la razón, por la cual, en los trabajos exploratorios siempre se busca indicaciones de la existencia de anticlinales en cualquiera de sus formas: simétrica, asimétrica ó monoclinal. También se buscan estructuras con formas de domos, fallas, y toda clase de discordancia de las estructuras que puedan influir en la acumulación del petróleo.

Formaciones porosas de forma lenticular asociadas con pizarras ofrecen condiciones favorables para la acumulación del petróleo. Grandes masas de sal no porosas han formado trampas con forma de domos, debido, a la flexibilidad de los estratos en que se introducen.

Es imposible enumerar todos los tipos de trampas ó yacimientos que forman receptáculos donde el petróleo se puede acumular, y la forma mas fácil de clasificarlos es agrupandolos de acuerdo con las condiciones que los originaron:

(1) Domos y Anticlinales.

Los yacimientos ó trampas formadas por el plegamiento de las capas de rocas ó estratos generalmente tienen la forma de domos ó anticlinales, según se muestra en la figura #1 y #2, diferenciandose en que el anticlinal es estrecho y de mayor longitud que el domo. Estas trampas se llenaron al moverse el petróleo

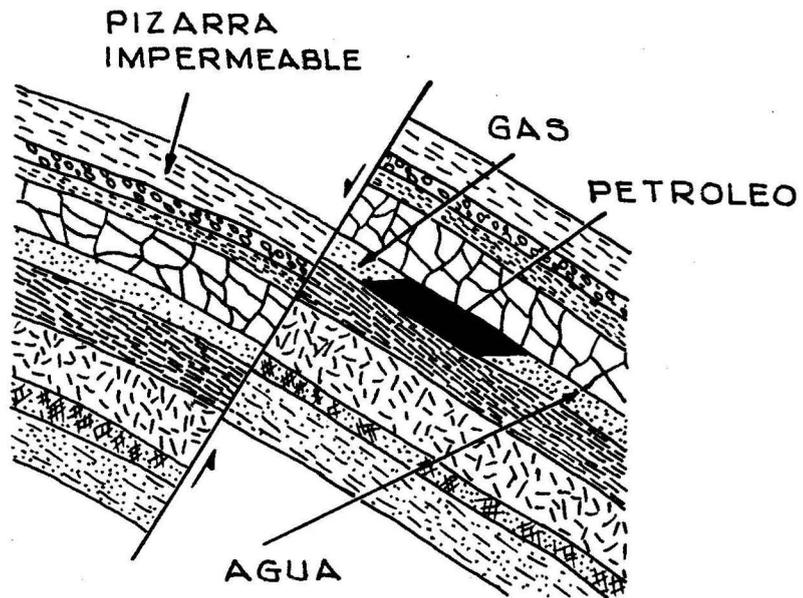


Fig 3- Esta trampa está formada por una falla. El bloque de la izquierda se ha movido hacia arriba con respecto al de la izquierda.

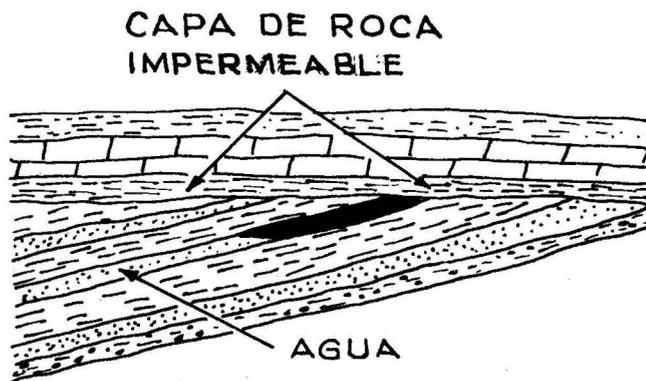


Fig 4- Trampa formada por discordancia de los estratos..

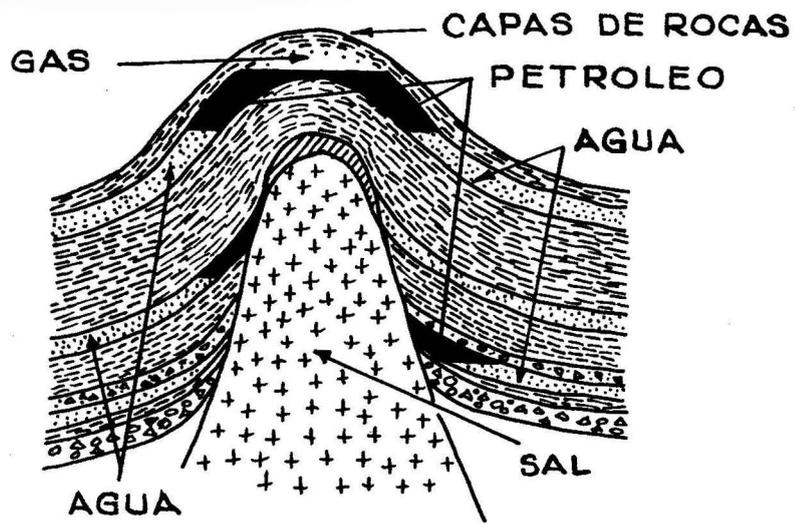


Fig 5- Trampa formada al deformed un domo de sal las capas de rocas que lo cubren.

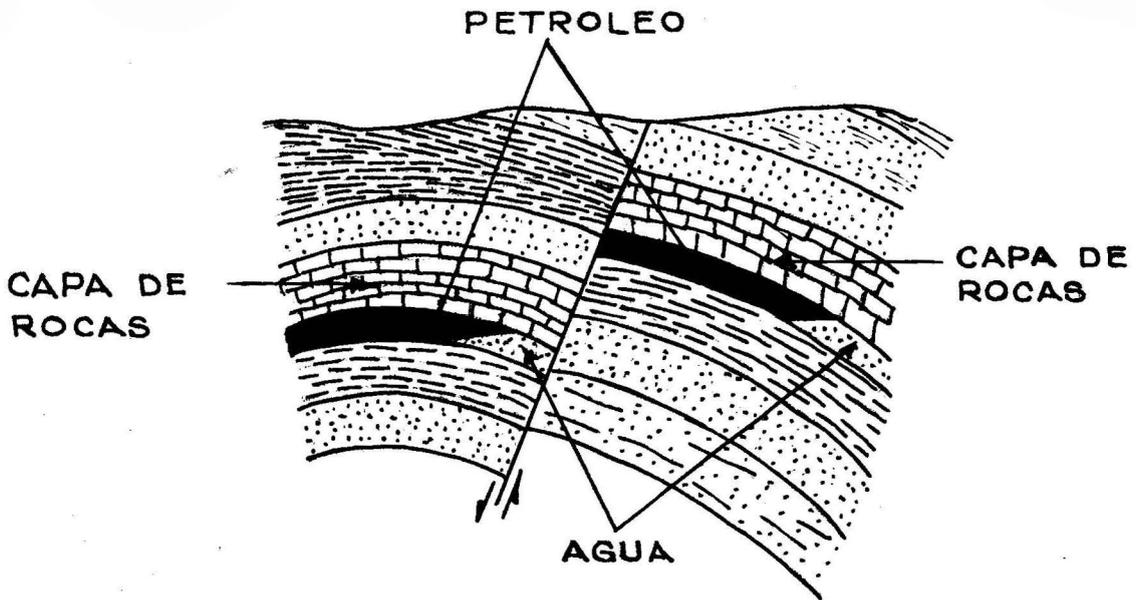


Fig 6- Trampa monoclinal que ha sido dividida por una falla.

y gas a través de las capas porosas hacia el lugar donde se encontraba la trampa, donde fueron detenidos por una capa de rocas impermeables que cubre la formación que constituye el receptáculo.

Es común encontrar trampas las cuales contienen menos petróleo que la cantidad que debían almacenar realmente, encontrándose parcialmente llenos de agua, según muestran las figuras # 1, 2, 3, 4, y 5. Ejemplo de yacimiento formado por estructuras con forma de domo es el campo petrolero Conroe en el estado de Texas, y un ejemplo de trampa anticlinal es el campo Ventura en el estado de California.

(2) Fallas.

Las fallas son el resultado de la acción de las fuerzas que crean los plegamientos en los estratos, y deben ser consideradas como un factor importante en la acumulación del petróleo. Una falla al intersectar un depósito de petróleo desplaza una porción de este, con respecto a la otra porción, formando dos trampas como se muestra en la fig. # 6, donde la trampa ha dividido una trampa monoclinal en dos trampas.

La salida del petróleo es interferida por una capa de rocas no porosas e impermeables que se han movido y se oponen a la formación porosa que contiene el petróleo. (Ver fig. #3)

(3) Trampas formadas por discordancia de los estratos.

Estas trampas se formaron cuando entre dos periodos de sedimentación los materiales acumulados fueron sometidos a la acción de la erosión y de fuerzas que causaron plegamientos de las capas terrestres, trayendo como consecuencia la formación de trampas, debido a la discordancia creada entre las superficies de contacto de los diferentes estratos

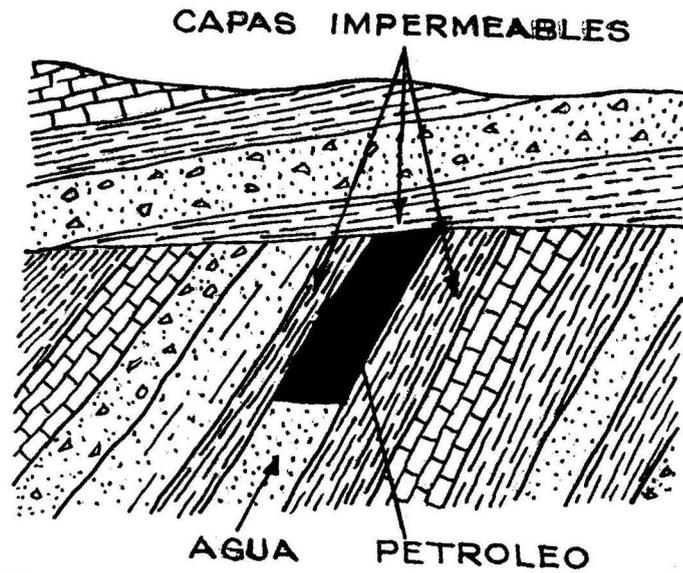


Fig 7- Acumulación de petróleo
debida a discordancia de los es-
tratos.

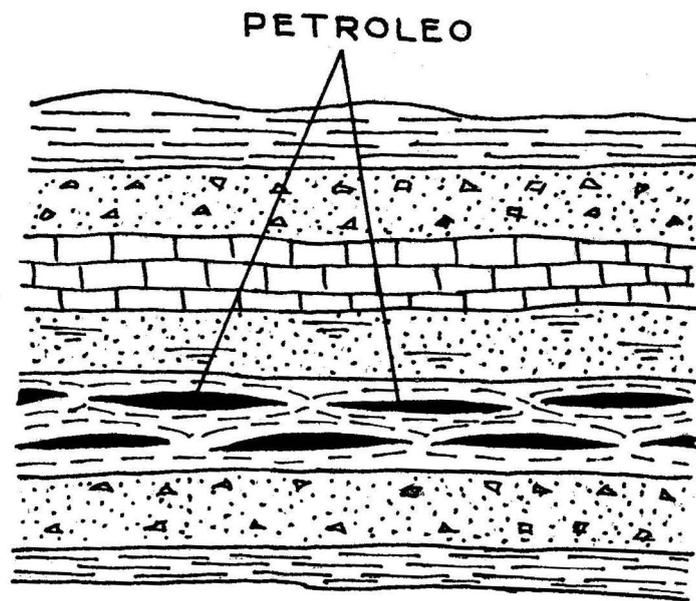


Fig 8 - Acumulación de petróleo
en areniscas lenticulares.

según se muestra en la fig. #7

(4) Trampas lenticulares.

Estas trampas se crearon al depositarse arenas y pizarras en forma irregular, que al sedimentarse, originaron las formaciones actuales, que son una sucesión de arenas porosas de forma lenticular, rodeadas por rocas no porosas e impermeables, según se muestra en la fig. # 8.

La materia orgánica de la cual se formó el petróleo, se depositó en aguas poco profundas a lo largo de línea de las costas y lagunas por lo tanto estas trampas o yacimientos que se formaron en épocas pasadas deben estar aproximadamente paralelas a las líneas de las costas, que en aquel tiempo existieron, cuya localización actualmente será de gran ayuda en los estudios y exploraciones que se han de realizar.

(5) Trampas formadas por domos de sal.

En regiones de los Estados Unidos, en las costas del Golfo de México, en Alemania y en otros países productores, el petróleo es encontrado asociado con depósitos de sal, según muestra la fig. # 5.

Estos depósitos de sal fueron sometidos a presiones que actuando hacia arriba, levantaron las capas de rocas sedimentarias que los cubrían, lo cual trajo como consecuencia la concentración del petróleo, que originalmente estaba diseminado, en las formaciones alrededor de los depósitos de sal, acumulándose en los lados y parte superior del domo.

(5) Edad geológica de los depósitos petrolíferos.

TABLA # 1 CRONOLOGIA GEOLOGICA

ERA	PERIODO	
Cuaternaria	Reciente	Capa superior de la corteza terrestre; no contiene petróleo salvo en raras excepciones
	Pleistoceno	
Terciaria ó Cenozoica	Plioceno	Generalmente petróleos asfálticos. Las formaciones Terciarias producen mas de la mitad del petróleo del mundo.
	Mioceno	
	Oligoceno	
	Eoceno	
	Paleoceno	
Mesozoica--	Cretaceo	Generalmente improductivo.
	Jurásico	
	Triásico	
Paleozoica	Pérmico	Casi toda la producción de la mediterranea de los Estados Unidos proviene de esta serie de rocas. Generalmente son petróleos parafínicos.
	Carbónico	
	Devónico	
	Silúrico	
	Cámbrico	
Eozoica	Precámbrico	Improductivo
Arcaica		

Las acumulaciones petrolíferas no se encuentran en periodo geológico determinado y su existencia varía desde rocas pertenecientes al periodo Cámbrico hasta el periodo Reciente, según se muestra en la tabla # 1, encontrándose yacimientos en todos los periodos excepto el Precámbrico.

Aunque el petróleo está ampliamente distribuido en distintos periodos geológicos las mayores acumulaciones se encuentran en periodos correspondientes a la era Terciaria o Cenozoica y a los periodos Cretaceos y Carboníferos. Formaciones menos productivas son encontradas en los periodos Jurásicos, Devónico y Silúrico. Se ha encontrado petróleo en muy pequeña cantidad en los periodos correspondientes a la era Cuaternaria, y tambien en los periodos Triásico y Cámbrico.

El lugar donde actualmente se encuentran las acumulaciones petrolíferas no depende tanto del periodo

geológico en que el petróleo se originó como de la naturaleza e historia geológica de los sedimentos.

(6) Indicaciones superficiales de presencia de petróleo.

Las indicaciones superficiales han servido en muchos casos para el descubrimiento y localización de yacimientos petrolíferos. Estos datos é indicaciones incluyen, escapes de petróleo, emanaciones de gases, afloramientos bituminosos, y depósitos de asfalto y ceras parafínicas. Además hay otros datos que no son necesariamente indicaciones de la presencia de petróleo pero están asociados íntimamente con los depósitos de petróleo como son: la presencia de sal, azufre, agua y gases sulfurosos, y pizarras calcinadas,

Escapes de petróleo.

Esta es la evidencia más directa de la presencia de petróleo. En lugares donde las rocas que contienen el petróleo afloran a la superficie, o donde las capas de rocas que cubren el yacimiento han sido fracturadas, el petróleo sube a la superficie y se acumula en las inconformidades del terreno. El flujo de petróleo en estos casos no es abundante debido a la tendencia del petróleo a sellar las salidas, acumulándose en ellas hidrocarburos sólidos.

El petróleo que escapa en esta forma aunque en pequeñas cantidades siempre se podrá reconocer pues forma una película iridiscente al unirse con el agua en la superficie de la cual tiende a dispersarse.

Emanaciones de gases.

Debido a la íntima asociación del petróleo con hidrocarburos gaseosos, estos nos indicarán en muchos casos la existencia del primero.

Las capas de rocas impermeables que cubren las rocas porosas donde se ha acumulado el petroleo, facilmente evitan que los hidrocarbonos liquidos lleguen a la superficie pasando a traves de ellas, pero los gases si pueden pasar por las pequenas hendiduras, grietas ó juntas de fallas y salir a la superficie donde puede ser identificado por su olor característico. Arde rapidamente y son explosivos cuando están mezclados con la debida cantidad ó proporción de aire.

El olor a petroleo de los hidrocarbonos gaseosos debido a su intima asociación con el primero, es frecuentemente disimulado por el olor del ácido sulfhídrico y anhídrido sulfuroso, con los cuales están combinados algunas veces.

La combinación de los gases sulfurosos con el agua forma azufre por sublimación al salir por las aberturas a traves de las cuales los gases escapan al exterior. El ácido sulfúrico es formado en una forma similar y dá al agua cierto grado de acidez.

Al escapar a traves de rocas arcillosas hacia la superficie, los gases forman ciertos montículos ó promontorios en la salida, en forma de conos cuyo tamaño varia grandemente conociendoseles con el nombre de volcanes de barro ó de lodo, los cuales en muchas oportunidades marcan la posición de salida de los gases en algunos campos petrolíferos.

Afloramientos bituminosos.

Quando los hidrocarbonos liquidos están en contacto con el aire, los constituyentes mas livianos se evaporan, dejando un residuo sólido de asfalto ó parafina. Las rocas donde estos hidrocarbonos sólidos se depositaron se vuelve dura y resistente a la acción de los

agentes atmosféricos y a la desintegración, formando afloramientos bituminosos en aquellos lugares donde las rocas salen a la superficie. Estos depósitos bituminosos han servido en muchos casos para hallar el yacimiento, encontrado a varios cientos de pies de profundidad por debajo del afloramiento.

Si los materiales bituminosos han estado sometidos durante mucho tiempo a la acción de los agentes atmosféricos entonces desaparecerán casi totalmente los indicios de la presencia de petróleo, por lo que será necesario acudir a pruebas especiales para determinar su presencia. La prueba se realiza tomando una muestra del material seco y pulverizado, se calienta en el extremo cerrado de un tubo de vidrio dando vapores de petróleo de color amarillento que son condensados en forma de pequeñas gotas.

El óxido de manganeso frecuentemente mancha las arenas petrolíferas, por lo que estos parecen contener residuos de carbono lo cual es comprobado por medio de la prueba explicada anteriormente. También las aguas carbonatadas que contengan en suspensión residuos orgánicos de origen vegetal dan a las arenas una apariencia general semejante a cuando estas contienen petróleo sin tener ninguna de sus propiedades específicas.

Ceras minerales.

Las ceras minerales son derivados del petróleo líquido después de segregar los constituyentes más livianos. Comúnmente son encontradas en las fisuras por donde el petróleo fluye. Estos depósitos de ceras están algunas veces conectados con depósitos de petróleo líquido y en cualquier caso son evidencias del carácter petrolífero de las rocas en las cuales se encuentra. El afloramiento de estas ó los fragmentos de ceras minerales resultante de la

erosión que ha actuado sobre estos depósitos, son por lo tanto indicaciones de gran interés para la localización de los yacimientos de petróleo.

II) EQUIPOS Y METODOS DE PERFORACION.

- 1) Desarrollo histórico de la perforación de pozos.
- 2) Clasificación de los métodos de perforación.
 - a) Metodo de perforación con cables o por percusión
 - b) Metodo rotativo de perforación
- 3) Ventajas y desventajas de los métodos de percusión y el rotativo.

1) Desarrollo histórico de la perforación de pozos.

En la actualidad no se conoce el lugar y fecha en que el primer pozo fué perforado, pero se sabe que fueron los chinos los que primero perforaron pozos por métodos mecánicos 256 años antes de Cristo para obtener sal. Los métodos empleados en aquella época aunque han sido variados actualmente constituyen la base de las técnicas de la perforación de pozos en todo el mundo.

Se supone que viajeros llegados de Europa y procedentes de la China trajeron informaciones sobre los métodos de perforación a la América, aunque en el continente americano pudo haber individuos que hubiesen desarrollado métodos iguales a los empleados en otros lugares:

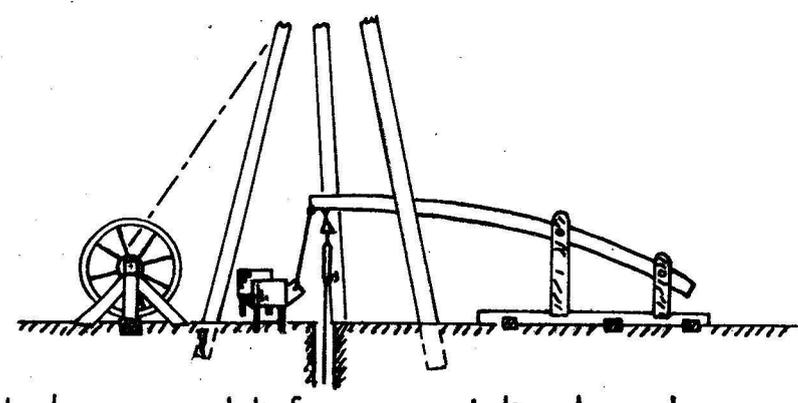
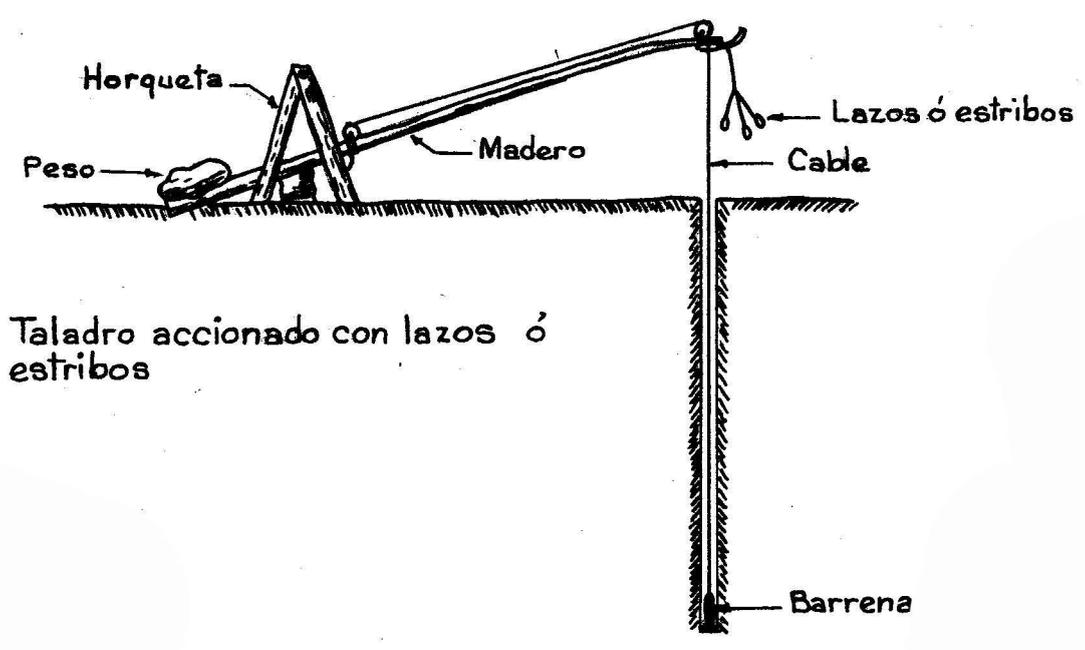
Un viajero describe los métodos empleados en China de la forma siguiente: "El agujero era revestido con tuberías de madera por cuyo interior, suspendido por un cable subía y bajaba una herramienta metálica, la cual llegaba a pesar 300 libras". Alternativamente esta herramienta era subida y dejada caer pudiéndose perforar 2 ó 3 pies por día a través de roca, siendo necesario muchas veces 3 años para completar un pozo.

Otra información dice lo siguiente:

"De vez en cuando varias cubetas de agua son vertidas en el agujero para así aflojar la roca y reducirla a una pulpa"

Mucho antes que se empezara a perforar pozos en la América, los chinos conocían dos usos del lodo de perforación:

- a) Para aflojar las formaciones
- b) Para ayudar a remover los cortes



Taladro con plataforma sujeta al madero

FIGURA 9

Tambien era conocido por los chinos en una forma elemental muchas de las herramientas usadas actualmente en las perforaciones de pozos; construian torres, unian longitudes de tubos, diseñaron varios tipos de brocas, y cementaban las tuberias de revestimiento de sus pozos.

Fué la China el único país con muy pocas excepciones donde se perforó atraves de rocas antes del siglo XIX.

La mayoría de los historiadores concuerdan en que el primer pozo fué perforado en los Estados Unidos en el año 1806 por David y Joseph Ruffner, cerca de la ciudad de Charleston en el estado de West Virginia. 18 meses fueron empleados en la perforación de este pozo, cuyo objetivo era la obtención de sal, desarrollandose métodos y diseñando herramientas según se iba llevando a cabo los trabajos.

El método utilizado en la perforación de este primer pozo en Norteamerica era muy sencillo. Un madero de 40 ó 50 pies de largo era montado sobre una horqueta de madera, y uno de sus extremos anclado a tierra; por el otro extremo del madero pasaba un cable, el cual sujetaba una broca ó barrena de hierro de $2\frac{1}{2}$ plgds. de diametro y sumamente primitiva en su construcción.

Al extremo libre del madero se amarraban sogas muchas veces formando estribos y cuando los perforadores halaban estas, la herramienta de perforación caía en el agujero. Cuando la acción de los perforadores cesaba, el madero volvía a su posición normal y levantaba la barrena (Ver fig. # 9).

Este equipo de perforación fué popular durante 50 años y aunque los principios básicos permanecen iguales muchos cambios han sido hecho en su operación.

Originalmente los trabajadores de los taladros halaban hacia abajo cuerdas sujetas al extremo libre del madero; pero este procedimiento fué variado haciendo lazos en forma de estribos en las cuerdas, por medio de los cuales y haciendo uso de los pies los obreros podían flexionar el madero y de esta forma la barrena era levantada y dejada caer.

Mas tarde fué diseñada una plataforma con uno de sus extremos suspendido por cuerdas sujetas al madero. Al subir o bajar a la plataforma los hombres encargados de la operación, la broca bajaba golpeando el fondo del agujero ó subía a su posición normal.

Los hermanos Ruffner introdujeron alguna técnica en la perforación de los pozos, como fueron el diseño de una broca de acero y el de la primera empaquetadura para evitar la entrada en el pozo de fluidos no deseados.

El siglo XIX fué de expansión comercial en los Estados Unidos de Norteamérica y los metodos desarrollado por los hermanos Ruffner se difundieron por todo el país. Muchos inventos mecánicos se hicieron y la primer patente que se conoce de una herramienta de perforación apareció en 1828 basandose en el taladro formado por un madero que sirve de muelle y que ya ha sido explicado..

El vapor empezó a ser usado en máquinas de perforación en 1829. Las máquinas en que el vapor se utilizaba como energía eran usadas para dar un movimiento reciprocante al cable que sujetaba la broca, dicho movimiento era transmitido por una polea y un eje metálico conectado al extremo de un balancín por medio de un cigueñal y una biela. De esta forma el cable atado al otro extremo del balancín baja y sube en cada revolución que ejecuta la polea

Para sacar la broca del pozo se usaba un trípode formado por tres maderos unidos en sus extremos superiores, donde se ataba una polea hecha de madera ó hierro. El cable de perforación era pasado sobre la polea y la potencia era aplicada en el extremo libre del cable.

Hasta 1829 en los Estados Unidos no habían sido perforados pozos que produjesen petróleo en importancia comercial y a pesar que los pozos perforados para obtener sal producían algún petróleo, no se le puso ninguna atención a este descubrimiento.

Para darnos cuenta de la falta de conocimiento que había de las propiedades del petróleo en aquella época, podemos citar el caso de un pozo que fué perforado en el estado de Kentucky en 1829 el cual produjo un flujo continuo de petróleo equivalente a miles de barriles por día hasta el año 1860. Este pozo no fué explotado comercialmente debido a la ignorancia que en aquella época había, y parte de su producción fué embotellada y vendida como "aceite medicinal".

Hasta 1845 no hay noticias de la utilización de lodos en conexión con la técnica de perforación. En este año el ingeniero francés perforó un pozo utilizando un equipo de perforación por medio del cual lanzaba un chorro de agua sobre la formación que se estaba perforando. Esta fué la primera vez que se utilizó la misma técnica que actualmente se emplea en los taladros modernos en lo concerniente al uso de los lodos en la perforación.

En 1859 se perforó bajo la dirección del Coronel E. L. Drake en el estado de Pennsylvania el primer pozo de petróleo explotado comercialmente en América. Se empleó el sistema de percusión usando cables que utilizaron los hermanos Ruffner 50 años antes y al cual se le llamó

"Sistema Americano de perforación" que actualmente es conocido como "Método de perforación por cable o percusión".

En 1894 se encontró petróleo en Corsicana, en el estado de Texas mientras se perforaba buscando agua. Esta fué la primera vez que se encontró petróleo usando un taladro rotativo y utilizando agua en las operaciones de perforación.

Mientras tanto en las cercanías de la ciudad de Beaumont, en el Sur-Este de Texas el capitán Anthony Lucas empezó la perforación de un pozo en busca de petróleo usando un taladro rotativo. Su primer intento no tuvo éxito debido a que la tubería de perforación no soportó la presión del gas encontrado.

Después de este primer fracaso, Lucas estuvo buscando ayuda económica durante 1 año para intentar por segunda vez la perforación de otro pozo.

Finalmente se asoció con varios expertos petroleros y después de conseguir los equipos necesarios empezaron la perforación de un segundo pozo en Octubre de 1900. Se utilizó una broca llamada "cola de pez" (fishtail) y el lodo de circulación se bombeaba de una forma intermitente, obteniendo de esta forma muestras de las rocas perforadas.

En la mañana del 10 de enero de 1901 estando perforando a una profundidad de 1,040 pies se vió que el lodo que salía del pozo estaba hirviendo. Después de esto brotó un tremendo chorro de petróleo que llegó a producir 100,000 bbls./día, colocando a los Estados Unidos en el primer lugar entre las naciones productoras de petróleo del mundo.

Por muchos años después de la perfora-

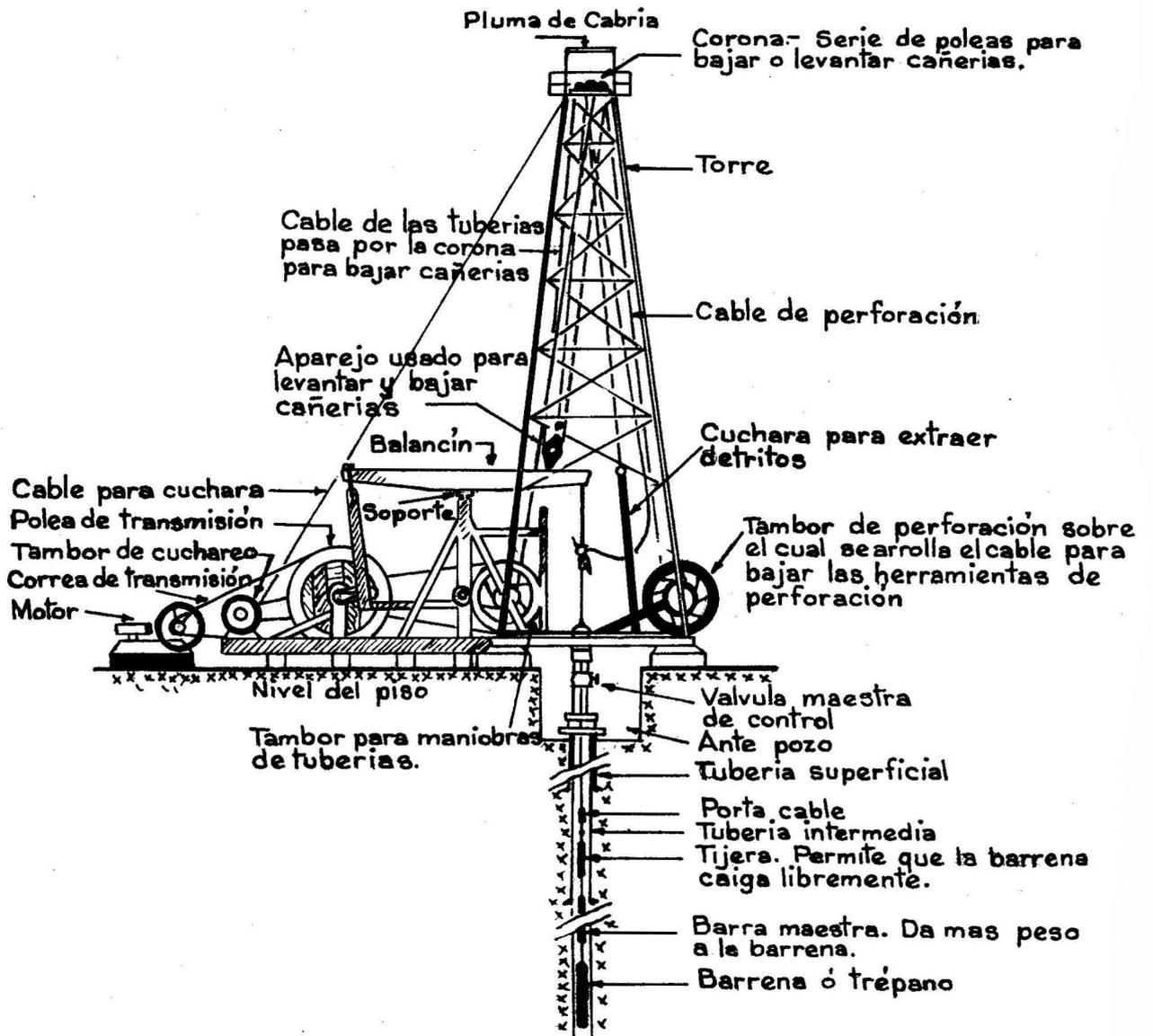


FIG 10- PERFORACION A CABLE O PERCUSION

ción de este pozo el método rotativo solo se usó, en los estados de Louisiana y Texas, continuandose perforando por el método de cables o percusión en todos los demas campos petroleros de los Estados Unidos.

Actualmente el método rotativo es el único que se usa, y años tras años mejoras han sido introducidas en la maquinaria rotatoria, bombas estructuras y en los fluidos empleados en la perforación.

2) Clasificación de los métodos de perforación.

Los métodos usados en la perforación de pozos de petroleo son clasificados en 2 grupos, cada uno utiliza diferentes sistemas en operación y tambien diferentes tipos de equipos. Estos métodos son:

- a) Método de perforación por cable o percusión
- b) Método rotativo de perforación.

a) Método de perforación por cables ó percusión.

Este método emplea el principio de percusión usando un trepano, herramienta de perforar de gran peso y de diametro aproximado al del pozo que se desea perforar. El trepano esta suspendido por un cable de acero que le imprime a la herramienta movimientos de ascensos y descensos que mediante una acción cortante penetra en la tierra.

El taladro utilizado en este método de perforación está soportado por una estructura, la cual consta de dos partes principales según fig.#10:

(1) La torre de taladrar, estructura piramidal cuya altura variable depende principalmente de la profundidad del pozo que se perforará; levantada sobre el sitio seleccionado para perforar el pozo.

2) La otra parte es una estructura de poca altura de forma alargada y estrecha donde se colocarán los motores y demás equipos que suministrarán y controlarán la potencia, la cual es transmitida desde la polea movida por el motor a otra polea de madera por medio de una correa. La polea de madera está montada en un eje de acero que descansa sobre dos chumaceras, soportado todo este conjunto por postes.

En uno de los extremos del eje se fija un brazo de cigüeñal por medio de una cuña al eje, el cual a su vez se une por medio de un pasador al extremo inferior de un madero que une el brazo de cigüeñal al extremo de un balancín. La unión al balancín se realiza en uno de sus extremos con una pieza metálica en forma de estribo.

El balancín es una pieza de madera alargada (ver fig. 10) que descansa sobre un eje en su punto medio, lo cual permite que oscile según el brazo del cigüeñal gira. El otro extremo del balancín es colocado sobre el lugar donde el pozo se perforará y a él se fijará, por medio de un tornillo graduador, el cable que sujeta la barrena.

De esta forma la barrena es bajada y subida una distancia controlada por medio del pasador del brazo del cigüeñal. 6 agujeros son hechos en el brazo del cigüeñal, cada uno a diferentes distancias del centro de rotación de la polea de madera con lo cual se consigue que el recorrido del balancín varíe desde 24 hasta 74 plgds., cada agujero aumenta ó disminuye en 10 plgds. el recorrido del balancín.

En la polea de madera, en el extremo opuesto a donde está el brazo del cigüeñal se ha colocado una corona dentada que sujeta una cadena sinfín que mueve otra polea o tambor en cuyo eje se enrolla un cable de acero

el cual sube a lo largo de la torre hasta su parte superior donde es enrollado varias veces en 4 poleas acanaladas fijas que constituyen el bloque de coronas y 3 poleas viajeras que constituyen el aparejo donde se amarra el extremo del cable usado para bajar e izar las tuberías, el cual tiene un gancho y una mordaza especial que hacen posible realizar las operaciones necesarias con las tuberías.

Un freno colocado en la corona del tambor donde se enrolla el cable que controla el descenso de la tubería.

La cuchara utilizada para extraer los detritos es suspendida de un cable ligero de acero que pasa por sobre una polea acanalada en la corona de la torre y finalmente es enrollado en un pequeño tambor de metal el cual tiene una polea unida a su eje que se apoya contra la correa que une el motor con la polea de madera, haciendo rotar al tambor metálico, que al tirar del cable izará la cuchara.

En el mismo eje en que está montada la polea de transmisión se ha colocado otra polea que por medio de una correa mueve el tambor de perforación (ver fig. 10) en el cual el cable utilizado para perforar es enrollado y el otro extremo es pasado sobre una polea acanalada en la corona y bajado verticalmente en el pozo sosteniendo las herramientas que se utilizarán en la perforación.

Podemos observar que los mecanismos descritos anteriormente sirven para realizar 4 funciones primordiales:

- (1) Subir y bajar las herramientas utilizadas en las operaciones de perforación.
- (2) Enrollar y desenrollar el cable de perforación en el tambor de perforación.
- (3) Izar bajar y soportar las tuberías con la ayuda

CALDERA TIPO LOCOMOTORA

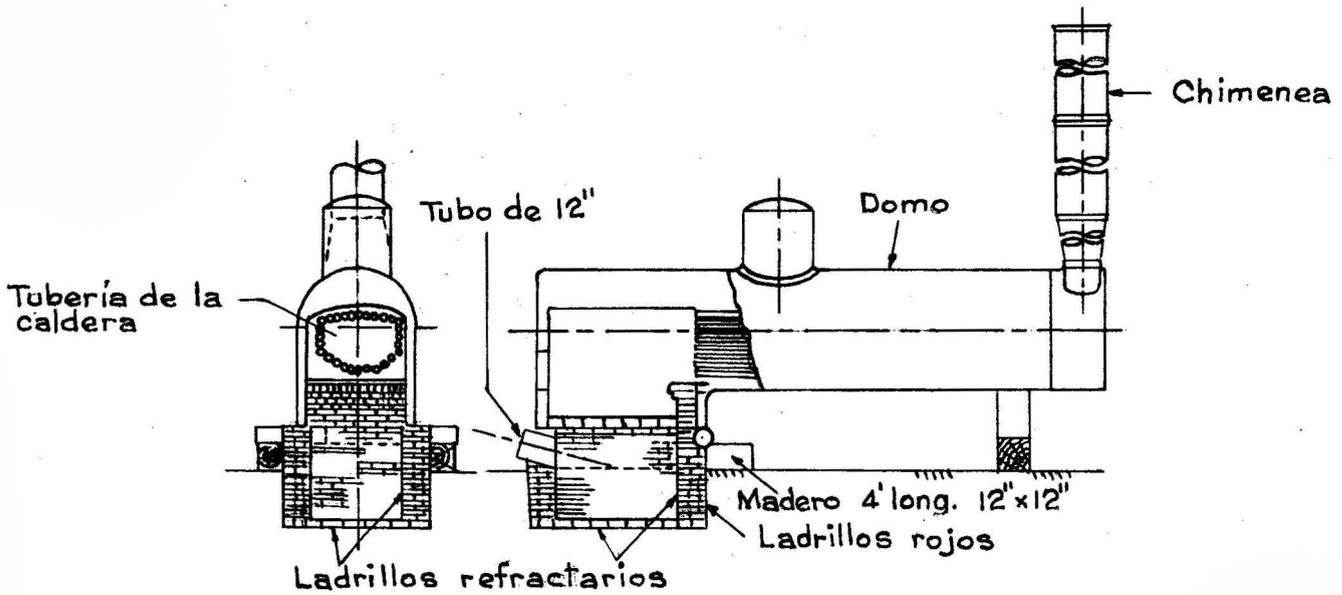


FIGURA 11

CALDERA HORIZONTAL DE TUBOS DE FUEGO

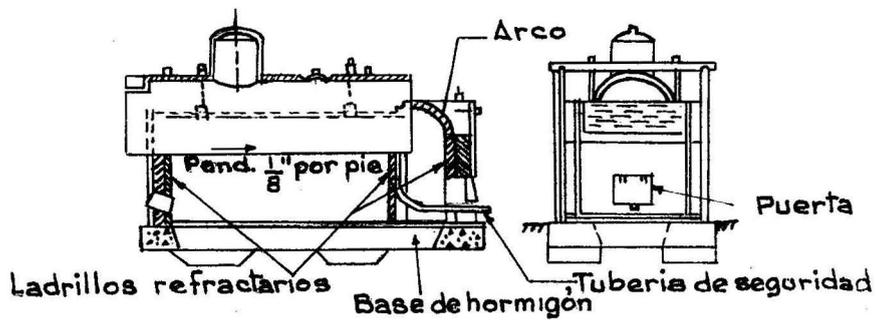


FIGURA 12

de la polea para este fin y el cable enrollado a esta polea

- (4) Levantar y bajar la cuchara de extraer detritos por medio del tambor de cuchareo y el cable para cuchara.

Obtención de potencia en equipos de percusión.

Para suministrarle la potencia a los taladros de percusión es preferible en muchos casos el uso de maquinarias de vapor debido principalmente a su flexibilidad en el trabajo. En la mayoría de los campos petroleros hay abundancia de combustible en forma de gas natural ó petróleo por lo que la potencia puede ser obtenida a muy bajo costo. Las calderas son colocadas cerca del pozo estando bajo el control del perforador ó su ayudante en todo momento.

Para perforar con el taladro del sistema Americano de perforación se acostumbra utilizar 2 calderas cuya potencia varía desde 30 hasta 70 HP, usandose la caldera tipo locomotora mostrada en la fig. 11, la cual requiere muy pocos soportes al ser montada y es fácil de transportar de lugar. Tambien se utiliza la caldera de tubos de humo ilustrada en la fig 12, la cual tiene que ser montada en ruedas para facilitar su transporte.

El consumo normal de un taladro de este tipo, trabajando a una profundidad de 2,800 pies con una barrena de 8plgds. de diametro, oscila entre 55 y 140 HP, siendo esta última cantidad utilizada solamente en periodos cortos al sacar las herramientas del pozo.

Las máquinas de vapor empleadas son de un cilindro reversible con valvulas de correderas y suministran una potencia de 15 a 50 HP. La simplicidad, flexibilidad y facilidad para repararlas son factores de importancia primordial en la selección de las máquinas, que deberán

adaptarse a las variaciones de carga que se les impongan.

El tipo de máquina generalmente usado tiene un cilindro de 12" de diametro, un recorrido de 12" y cuando es operado con una presión de vapor de 100 libras por plgd. cuadrada desarrolla una potencia de 30 HP. En la perforación de pozos de poca profundidad se pueden utilizar máquinas cuyos cilindros son de 11" de diametro y 12" de recorrido y otras de 9" de diametro y 12" de recorrido que desarrollan una potencia de 25 y 15 HP. respectivamente. El consumo de vapor de estas máquinas operando con una presión de vapor de 100 a 125 lbs./ plgd. cuadrada oscila desde 30 hasta 40 lbs. de vapor por HP./hora y se les suministra por medio de un regulador.

Los motores electricos han sido adaptados con éxito para ser usados en la perforación con cables usandose motores de inducción de velocidad variable con anillos colectores, los cuales dan los mejores resultados. La velocidad se controla por medio de una resistencia en el circuito del rotor, ajustada a su vez por medio de un regulador. Algunos motores están equipados con un regulador auxiliar ademas del regulador principal, con el cual se puede ajustar con gran precisión la velocidad necesaria para adaptar el movimiento del balancín al periodo de vibración del cable. Con el regulador principal podemos obtener 10 velocidades distintas, y con el regulador auxiliar obtenemos 8 velocidades adicionales entre cada 2 valores adyacentes del regulador principal. De esta forma es posible obtener 88 velocidades diferentes.

La potencia del motor utilizado depende de la profundidad del pozo; con un motor de 75HP se puede perforar pozos de gran profundidad. Para pozos de profundidades menores de 2000 pies, un motor de 50 HP. es

necesario. En muchos casos se ha utilizado motores de 150 HP. Un factor de gran importancia es que los motores aumentan su torque automáticamente según aumenta la carga.

Siempre que sea posible obtener gas natural se podrá utilizar motores de combustión interna con los cuales economicamente se puede obtener la potencia necesaria

En un principio al adaptar los motores de gas a la perforación por el sistema de percusión, se utilizaron motores de un cilindro horizontal encontrándose serias dificultades debidas a su poca adaptabilidad a los cambios de velocidades y potencia que se requería, pero pruebas recientes realizadas con motores de 4 cilindros verticales han demostrado que con estos motores se puede operar de perforación de una manera satisfactoria y a un costo considerablemente menor que utilizando máquinas de vapor. Las ventajas que tiene sobre el motor de un cilindro horizontal es la gran potencia que puede desarrollar y la flexibilidad en la velocidad.

Los motores Diesel aunque adaptables a la perforación rotativa no se pueden utilizar en el sistema de percusión debido a la falta de flexibilidad.

El tipo de motor de combustión interna que ha sido utilizado con éxito es parecido al motor de 4 cilindros de los automoviles pero tiene mayor potencia, está equipado con un clutch especial reversible, una voladora y algunas veces un motor de arranque auxiliar.

Costo de la perforación por percusión.

El costo de la perforación por cables ó por percusión varía grandemente, dependiendo de una serie de factores como son la facilidad del

EQUIPO DE PERFORACION ROTATIVO

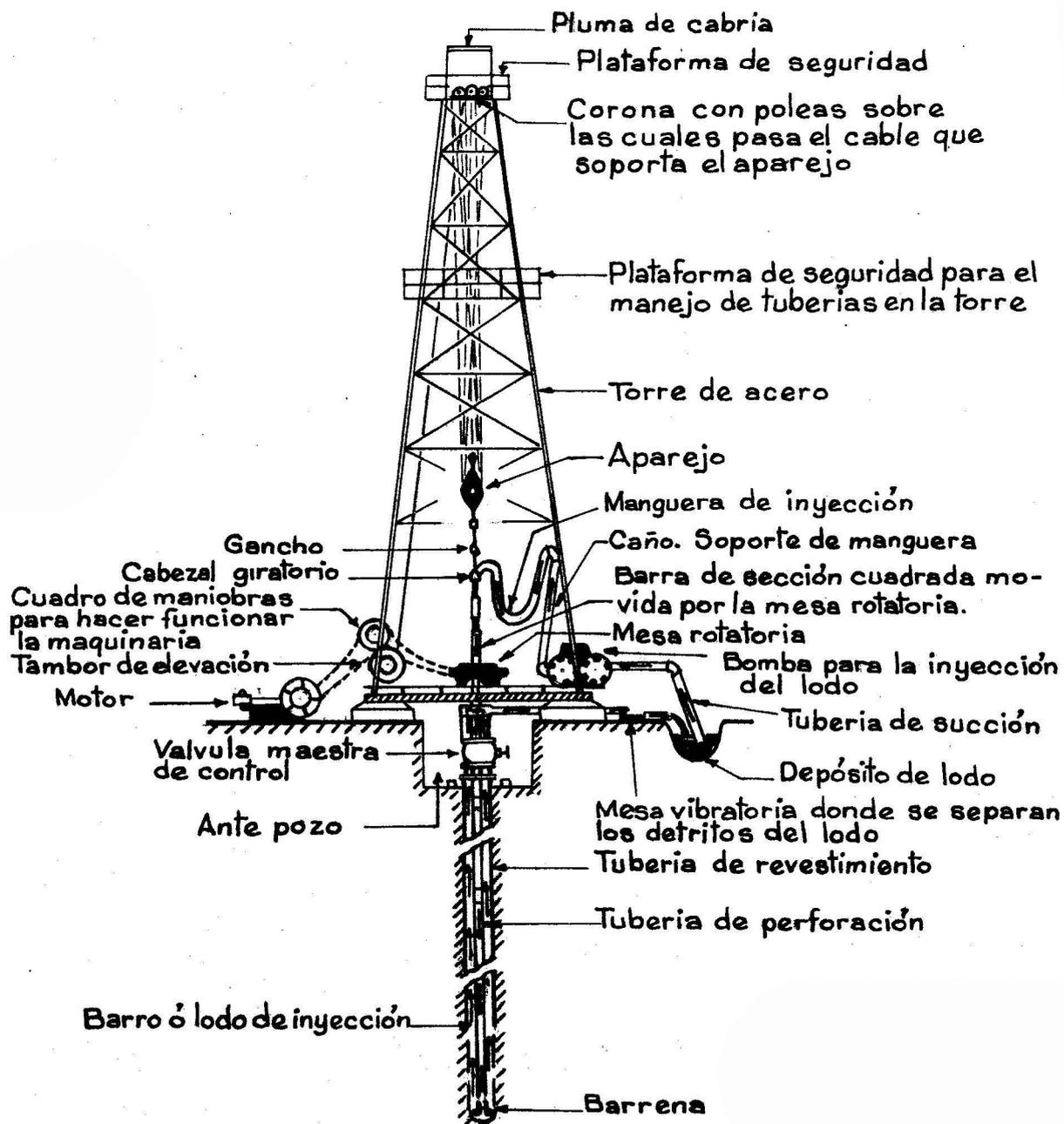


FIGURA 14

transporte al lugar donde se va a perforar, profundidad de las arenas petrolíferas, y caracter de las formaciones que han de ser perforadas.

Hace algunos años se hacían contratos en los Estados Unidos para perforar pozos de menos de 1,500 pies de profundidad a través de formaciones duras, por un valor menor a \$1.00 por pie de perforación. Estos pozos eran perforados con taladros semiportátiles, (como el mostrado en la fig.13) y el contratista suministraba todo lo necesario para la perforación del pozo excepto la tubería de revestimiento y el gas utilizado para obtener la potencia requerida.

Los precios para la perforación de pozos en los estados de Texas y California ha sido de \$5.00 por pie en muchos casos. Para perforaciones de mayor profundidad usando el sistema de cables en algunas partes de los Estados Unidos se ha llegado a pagar \$17.00 por pie de perforación en algunos casos.

(b) Metodo rotativo de perforación.

En el sistema rotativo cuyo equipo se muestra en la fig, #14, las rocas a través de las cuales el pozo es perforado son desgastadas, cortadas y molidas por una barrena de acero, cuya forma es variable y se enrosca en una tubería de acerollamada "tubería de perforación" cuya longitud varía de acuerdo con la profundidad a que se perfore, prolongándose desde la barrena hasta el piso del taladro.

El último tramo de tubería va enroscada a una barra de sección cuadrada, la cual es movida por una mesa rotatoria accionada mediante una transmisión a cadena. Mientras la barrena desmenuza el terreno a expensas

del movimiento de rotación y del peso que le transmiten las tuberías y la barra, se hace circular con bombas un barro o lodo de fluidez y densidad determinadas, a través de las tuberías de perforación y de los orificios que para este efecto tiene la barrena, regresando dicho barro a la superficie por el espacio anular formado por las tuberías de perforación y las paredes del pozo. Al retornar, el barro arrastra hasta la superficie el material que va desmenuzando la barrena, formando a la vez, una capa protectora contra la pared del pozo que evita los derrumbes y la infiltración de líquidos a las formaciones.

A medida que progresa la perforación se agregan tramos de tuberías adicionales, generalmente de 10 metros (30 pies aprox.) de largo hasta que la barrena se desgasta. Entonces se extraen todas las tuberías utilizadas y se reemplaza la barrena.

En este sistema ó método de perforación se emplean torres de una altura entre 25 y 50 metros, siendo las más comunes las de 36 a 40 metros. La torre no solamente se usa para bajar ó extraer del pozo las tuberías sino que también se emplea para apilar verticalmente en su interior las tuberías en secciones de 2 ó 3 tramos (20 ó 30 metros) cuando se les extrae del pozo.

Se han ideado numerosos tipos y diseños de barrenas para llenar satisfactoriamente las condiciones de trabajo impuestas por los distintos tipos de terrenos, tales como arcillas, cascajos, areniscas, calizas, dolomitas, etc. El resultado obtenido con las barrenas varía en forma apreciable según el tipo empleado y las características de los terrenos que están en perforación; en terrenos blandos con una sola barrena se puede perforar hasta más de 150 mts. de profundidad, mientras que en terrenos

excepcionalmente duros no es raro que una barrena se desgaste al perforar menos de 30 cms.

En las perforaciones con maquinas rotativas las principales necesidades de fuerza motriz son para producir la rotación de la barra de sondeo; para hacer funcionar la maquinaria utilizada para extraer las tuberías de perforación y para accionar las bombas de inyección del lodo. Por su bajo costo, su sencillez y su seguridad, se ha generalizado el uso del vapor como fuerza motriz; una instalación moderna típica para la perforación profunda puede comprender de 3 a 5 calderas de 150 HP. (de una presión de 20 a 35 atm.) equipada con precalentadores y sobrecalentadores. En lugares donde se dificulte el conseguir agua y el combustible necesario para el uso del vapor, suele utilizarse motores eléctricos ó bien motores de combustión interna especialmente motores Diesel.

Consumo de potencia de equipos rotatorios.

La potencia consumida en perforaciones realizadas con equipos rotatorios es utilizada principalmente en:

- (1) Operación de las bombas de circulación.
- (2) Subir y bajar al pozo las tuberías de perforación que se deben utilizar.
- (3) Rotar las tuberías de perforación y barrena.

El consumo de potencia de las bombas de circulación es variable dependiendo de la profundidad y variaciones del espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo, del tamaño de la tubería de perforación usada, de la viscosidad del lodo, del volumen de lodo que se circule.

La presión y potencia requerida de las bombas aumentan rápidamente con la profundidad aunque el

volumen de fluido que debe circular disminuya debido a la reducción progresiva del diametro del pozo. Estudios realizados en el campo Ventura de California demuestran que la presión necesitada de la bomba, aumenta gradualmente con la profundidad hasta llegar a 700 lbs./plgd. cuadrada a una profundidad de 7000 pies, mientras que el volumen de lodo circulante disminuye de 50 a 25 pies cúbicos/min. Bajo estas mismas condiciones se necesitaron 90HP. para operar la bomba a una profundidad de 5,000 pies y 130 HP a 6,000 pies, donde se alcanzo la máxima demanda de potencia. Debido a la reducción del diametro del pozo la potencia consumida disminuyó a profundidades mayores de 6,000 pies. Se comprobó en este caso que la presión necesaria de la bomba debía de aumentar a razón de 100 lbs. por cada 1,000 pies de profundidad.

La potencia utilizada en subir las tuberías de perforación aumente con el peso de las mismas, y con la velocidad con que se izen. El peso de las tuberías a su vez aumenta con la profundidad del pozo y con el tamaño de la tubería usada. En pozos de más de 15,000 pies de profundidad la tubería de perforación ha llegado a pesar mas de 250,000 lbs. Mientras mayor es el peso, mas despacio deben ser izadas las tuberías. Cuando se tiene en el pozo una tubería pesada y de gran longitud, la velocidad usada para izarla debe ser una fracción de la velocidad empleada cuando solo se tenga varios tramos de tubos en el pozo y la barrena esté cerca de la superficie.

Es aparente que estas operaciones aunque ocupan solo el 10% del tiempo empleado en la perforación propiamente dicha, ocasionan una considerable pérdida de energía durante este periodo y son factores determinantes de la capacidad de potencia del equipo que se ha

de utilizar.

La potencia utilizada en rotar las tuberías de perforación y barrena es solo una pequeña parte de la potencia total empleada en las operaciones de perforación. En pozos poco profundos puede ser de 20HP y en pozos profundos nunca excederá a 50 HP. A una velocidad de rotación constante, la potencia utilizada es casi constante y no variará grandemente al aumentar la profundidad ó con las variaciones del tamaño de las tuberías de perforación y las barrenas. Actualmente el desarrollo de técnicas y equipos que tienden a aumentar la velocidad de rotación ha llevado consigo el aumento de la demanda de potencia.

Costo de perforación con equipos rotatorios.

Los gastos incurridos al perforar con equipos rotatorios son variables dependiendo principalmente de la profundidad y naturaleza de las formaciones que han de ser perforadas, el metodo de perforación que se vaya a emplear, la experiencia y habilidad de los obreros, el diametro del agujero, etc. El costo de la perforación tambien es afectado por accidentes, y factores imprevistos. La perdida accidental ó rotura de una herramienta en el pozo, el aplastamiento de la tubería de revestimiento, la pérdida del control en la perforación debido a alta presión del gas, son factores que aumentan el costo de la perforación.

El costo de la mano de obra, madera acero, cemento, y otros materiales, su transporte, agua y suministro de potencia son otras importantes variables.

La envoltura de revestimiento es el mayor gasto que se hace en la perforación de un pozo, siendo en muchos casos la cuarta parte ó tercera parte del cos-

to total. Otros factores que aumentan los gastos son la construcción de carreteras, excavaciones, y líneas de agua y combustible. La mano de obra frecuentemente es el 25% del costo total de la perforación. La depreciación de los equipos, costo de las barrenas, lodos, combustible y agua son gastos de importancia. El costo de la cementación de las tuberías de revestimiento, cañoneo del pozo, y perfilajes son gastos incurridos en la completación de los pozos.

El tiempo empleado para perforar un pozo dependerá de las condiciones del lugar principalmente pudiendose calcular aproximadamente.

Muchas compañías petroleras consideran económico contratar la perforación de sus pozos; en cuyo caso el contratista suministrará todo lo necesario excepto la torre y sus bases, el agua y el combustible, la tubería de revestimiento, y el equipo que quedará permanentemente.

El contrato especifica hasta que profundidad llegará la perforación y el costo por pié perforado; de esta forma es posible calcular anticipadamente el costo del pozo con bastante exactitud. Es tambien costumbre el contratar los trabajos de cementación, perfilaje, y cañoneo de las tuberías.

A la terminación del pozo, el taladro, los equipos de perforación, calderas, etc. son desmantelados y movidos a otro lugar donde serán utilizados en perforar otro pozo. Si el pozo no produce y la tubería de revestimiento es sacada y el taladro y la torre pueden ser utilizados nuevamente, se podrá ahorrar el 30% del costo calculado.

3) Ventajas y desventajas de los métodos de percusión y rotativo.

Al investigar las ventajas y desventajas de los dos métodos de perforación, encontramos que cada uno puede ser utilizado donde prevalezcan una serie de condiciones que obligue al uso de determinado método; siendo las condiciones del campo la que mayor influencia ejercerán.

El método de percusión es generalmente el mas usado en aquellos lugares donde las arenas petrolíferas se encuentran a poca profundidad y sea necesario perforar formaciones duras. El método rotativo es usado en aquellos casos donde haya que perforar arenas blandas de gran espesor que no estén consolidadas. Originalmente el método rotativo solamente fué usado en lugares donde existían ciertas condiciones particulares, pero según su uso se fué extendiendo y los resultados obtenidos se fueron conociendo, fué desplazando al antiguo método de percusión, siendo actualmente el método preferido para perforar pozos de gran profundidad, donde el uso de barrenas de gran dureza ha influido en su aceptación.

Cuando los dos métodos son imparcialmente comparados se llega a la conclusión que el rotativo tiene ciertas ventajas sobre el método de percusión en condiciones ordinarias de trabajo.

Es más rapido y debido a esto se puede operar a menor costo por pié perforado.

Por el método rotativo se ha logrado perforar atraves de formaciones no consolidadas de gran espesor, lo cual no es posible hacerlo con los equipos de percusión.

El lodo que circula permite la forma

de controlar altas presiones de gas y agua frecuentemente encontradas al perforar arenas petrolíferas, y también perforar a mayor profundidad antes de colocar la tubería de revestimiento.

Aunque hay muchos factores que favorecen el uso del método rotativo, también existen ciertas desventajas que favorecen la utilización del método de percusión. Probablemente la mayor desventaja contra el uso del método rotativo es la dificultad en determinar el carácter de las formaciones perforadas, pues en muchos casos las muestras de las formaciones, tomadas en la superficie, las cuales son arrastradas por el lodo, están tan finamente pulverizadas e íntimamente ligada con el lodo que no puede ser clasificada.

Otra desventaja del método rotativo consiste en que el lodo sella las arenas de tal forma, que se puede llegar a perforarlas sin notar su presencia.

Sí no se utilizan barrenas especiales para perforar rocas duras el progreso será muy lento; lo cual no ocurre con el método de percusión. La broca utilizada en los taladros de percusión puede ser cambiada con mayor rapidez que en los taladros rotativos. Con los taladros de percusión es posible llevar la barrena hasta la superficie desde una profundidad de 3,000 pies en 5 minutos, mientras que con un equipo rotativo se empleará 1 hora ó más.

El suministro de agua y transporte de los equipos rotativos son factores negativos al uso del método rotativo; en contraste con el método de percusión en que los equipos pueden ser transportados con mayor rapidez, y su uso requiere menos gasto de agua en la perforación.

Sintetizando podemos decir que el méto-

do rotativo es superior cuando las formaciones productoras se encuentran a una profundidad considerable y su posición es conocida, cuando las formaciones perforadas son blandas y cuando se espere encontrar altas presiones de gas y agua.

El método de percusión al perforar pozos exploratorios donde las condiciones geológicas y estratigráficas son desconocidas y necesitamos obtener informaciones exactas de las formaciones perforadas.

Este método es también preferido cuando haya que perforar rocas duras de gran espesor ó cuando las arenas petrolíferas se encuentren superficialmente.

(III) BARROS O LODOS DE PERFORACION.

- 1) Funciones y propiedades de los lodos de perforación
- 2) Clasificación de los lodos
 - a) Lodos cuya fase líquida es agua
 - b) Emulsiones.
Emulsiones de aceite en agua
Emulsiones de agua en aceite
 - c) Lodos cuya fase líquida es aceite
- 3) Pérdidas del lodo en la circulación.

1) Funciones y propiedades de los lodos de perforación.

El primer fluido ó liquido utilizado en la perforación de pozos de petroleo con equipos rotatorio fué el agua, sin tener en cuenta el tipo de material que llevaba en suspensión el agua según progresaba la perforación.

Posteriormente se notó que el agua al ponerse en contacto con las formaciones perforadas formaba un lodo ó barro que ayudaba enormemente en los trabajos que se realizaban.

Desde este momento se empieza a tomar en consideración el uso de los lodos como un factor importante en la perforación de pozos al añadirsele al agua que utilizaba cantidades de arcilla, con el fin de mejorar la calidad del fluido utilizado, aumentando su peso y reduciendo las posibilidades de que el pozo estalle, lo cual ocurrirá al perforar zonas sometidas a presiones mayores que la presión de la carga hidrostática del fluido con que se perforaba.

Las funciones de los lodos en la perforación son:

- a) Remover las partes de las formaciones que han sido desmenuzadas y trituradas por la barrena, del fondo del pozo y llevarlas a la superficie.
- b) Enfriar y lubricar la barrena y la tubería de perforación
- c) Proteger las paredes del pozo con una capa impermeable
- d) Controlar las presiones encontradas en las formaciones
- e) Transportar la arena y detritos de las formaciones perforadas a la superficie
- f) Soportar parte del peso de la tubería de perforación

y de la tubería de revestimiento.

g) Permite obtener informaciones sobre las formaciones perforadas.

a) Remover los detritos de las formaciones perforadas y llevarlos a la superficie es una de las funciones principales del lodo.

El lodo al salir por los agujeros de la barrena en forma de chorro limpia las paredes del pozo y evita que los detritos de las formaciones se peguen a la barrena, aumentando la duración de esta y la eficiencia en la perforación.

Circulando suficiente volumen de lodo a través del espacio anular formado por la tubería de perforación y la pared del pozo se consigue que los cortes de las formaciones perforadas sean arrastrados hasta la superficie.

La efectividad en remover los cortes depende del tamaño y densidad del material triturado y también de la velocidad, densidad y viscosidad del lodo. La viscosidad es la propiedad más importante dependiendo de la concentración y dispersión de los sólidos que lleva el lodo en suspensión.

b) Enfriar y lubricar la barrena y la tubería de perforación. Gran cantidad de calor es generado debido a la fricción entre la barrena y la tubería de perforación contra la formación, el cual es removido por el lodo circulante, cuyo volumen y calor específico generalmente es adecuado para llevar a cabo esta función, aunque en condiciones especiales se necesitan lodos que tengan propiedades enfriantes y lubricantes superiores.

c) Proteger las paredes del pozo con una capa impermeable.

Un buen lodo de perforación debe depositar en las paredes del pozo una fina capa impermeable, para evitar su desmoronamiento, y evitar la entrada de fluidos indeseables en la formación. Esta propiedad es obtenida añadiéndole bentonita al lodo. En muchos casos es necesario añadir almidones ó bagazo de caña para controlar la pérdida de lodo en las formaciones.

d) Controlar las formaciones encontradas en las formaciones.

El control de las presiones encontradas en las formaciones perforadas depende de la densidad ó peso por unidad de volumen del lodo. Normalmente el peso del agua, mas los sólidos de la formación en suspensión en el agua es suficiente para balancear la presión de la formación.

Muchas veces presiones anormales son encontradas por lo que hay que añadirle "Barita", mineral muy pesado molido finamente. La densidad ó peso por unidad de volumen es medido con una balanza en libras por galón ó libras por pié cúbico.

e) Transportar la arena y detritos de las formaciones perforadas a la superficie.

Un buen lodo tiene propiedades por medio de las cuales las partículas sólidas desmenuzadas de las formaciones perforadas se mantienen en suspensión en él y son llevadas a la superficie donde las partículas sólidas y arena serán depositadas. Debe evitarse la recirculación de la arena por el sistema pues dañará las bombas y juntas debido a su poder abrasivo. Debe chequearse regularmente que el contenido de arena en el lodo no exceda de un 2% en volumen.

- f) Soportar parte del peso de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento.

Al aumentar la profundidad de perforación también aumentará el peso soportado por los equipos que están en la superficie. Este esfuerzo a que son sometidos los equipos superficiales puede ser reducido aumentando la densidad del lodo, ya que en la tubería de perforación y la de revestimiento que estén introducidas en el lodo que circula por el pozo actuará una fuerza de abajo hacia arriba igual al peso del volumen de lodo desalojado por esas tuberías.

- g) Permitir la obtención de informaciones sobre las formaciones perforadas.

Los lodos deben permitir la obtención de informaciones necesarias para así evaluar la producción probable de las formaciones perforadas. Las características de todo lodo deben ser tales, que puedan ser obtenidas buenas muestras de las formaciones, de las partículas que el lodo arrastra, y buenos perfilajes eléctricos. Durante la perforación el lodo debe ofrecer máxima protección a las formaciones y no debe dañarlas.

El trabajo del ingeniero encargado del lodo, es conocer las propiedades que debe tener el lodo para cumplir las funciones anteriormente relacionadas, hacer las pruebas necesarias para saber si el lodo tiene las propiedades requeridas y finalmente tratarlo para corregir las deficiencias que tenga en sus propiedades.

Es incorrecto hacer una lista de propiedades dandoles un orden de importancia ya que dentro de ciertas condiciones todas pueden ser de igual importancia.

Por ejemplo, supongamos que diésemos al removimiento y arrastre de las partículas de las formaciones desmenuzadas por la barrena una importancia primordial; pero es usual encontrar durante la perforación formaciones que contienen fluidos y gases a altas presiones y entonces será de importancia primordial que el lodo ejerza suficiente presión contra la formación para evitar que el fluido ó gas que contiene la formación entre al pozo que está siendo perforado. Bajo estas condiciones el peso ó densidad del lodo será la función que tendrá mayor importancia.

La composición de los lodos dependerá principalmente del tipo de formación que se perfore. En algunos lugares la perforación puede ser empezada con agua y las arcillas y pizarras perforadas se dispersarán en el agua produciendo un buen lodo. En otros lugares donde existan formaciones duras como calizas, arena, gravilla, que no se dispersan en el agua, será necesario añadir arcillas, que servirá para dos propósitos:

- 1) Dará viscosidad al lodo
- 2) Sellará las paredes del pozo evitando que el lodo que circula no pierda su parte líquida al filtrarse en las formaciones porosas que ya han sido perforadas.

(2) Clasificación de los lodos.

Los lodos de perforación varían enormemente según su composición y basandonos en ella podemos clasificarlos en tres grupos:

- a) Lodos cuya fase líquida es agua
- b) Lodos cuya fase líquida es aceite
- c) Emulsiones

Las emulsiones a su vez se dividen en

- 1- Emulsiones de aceite en agua
- 2- Emulsiones de agua en aceite

a) Lodos cuya fase líquida es agua.

La mayoría de los lodos usados en las perforaciones de pozos petrolíferos pertenecen a este tipo. Están constituidos por tres partes:

Una parte líquida ó agua, la segunda parte es sólida, constituida por la arcilla ó bentonita, que le dá al lodo su consistencia gelatinosa, y una tercera parte constituida por materiales inertes que sirven para aumentar la densidad del lodo como es el sulfato de bario.

La arcilla es una materia coloidal inorgánica distribuida en la naturaleza y utilizada para obtener lodos de características determinadas. Su uso comenzó a principio del actual siglo, cuando los operadores de los taladros notaron que la arcilla al mezclarse con el agua producía un fluido viscoso, resbaloso, que mantenía las partes perforadas en buenas condiciones y disminuía las dificultades que en aquel tiempo se producían durante la perforación.

Las arcillas pueden ser divididas en 4 grupos: Montmorillonita, Attapulgita, Illita, Kaolinita.

Kaolinita es la arcilla utilizada en la industria de la cerámica, pero no tiene propiedades coloidales que hagan deseable su uso en los lodos.

Illita: es encontrada superficialmente en muchos lugares y en formaciones perforadas. No es recomendable su uso en los fluidos de perforación.

Attapulgita: es usada en lodos debido

a su propiedad de formar una buena suspensión, lo mismo en agua dulce que en agua salada, pero no reduce satisfactoriamente la filtración de la parte líquida del lodo dentro de las formaciones perforadas.

La arcilla usada normalmente en lodos de agua dulce es la Montmorillonita que comúnmente se conoce como Bentonita. Tienen un porcentaje de coloides mayor que las otras arcillas y proporciona una viscosidad dada a un volumen mayor de agua que cualquier otra arcilla.

Formulas.-

Cálculo de las libras de arcilla para hacer 1 barril de lodo cuando el peso del lodo es conocido y asumiendo una gravedad específica de 2.5.

Sea: D = Densidad del lodo en libras/galón

Consideremos: 1 barril = 42 galones

Densidad del agua = 8.33 lbs./galón

$$D = \frac{\text{Libras de agua} + \text{Libras de arcilla}}{\text{Galones por barril}}$$

Libras de agua = Peso de un bbl. de agua - Peso del agua desplazada por la arcilla

$$\text{" " " = } 42 \times 8.33 - \frac{\text{Libras de arcilla}}{2.5}$$

Sustituyendo en D .

$$D = \frac{42 \times 8.33 - \frac{\text{lbs. de arcilla}}{2.5}}{42} \quad \frac{\text{lbs. de arcilla}}{42}$$

$$D = \frac{\text{lbs. de arcilla}}{70} + 8.33$$

Despejando:

$$\text{Libras de arcilla} = 70 (D - 8.33)$$

De manera similar se podrá calcular la densidad en libras por pié cúbico.

VISCOSIDADES DE LAS ARCILLAS

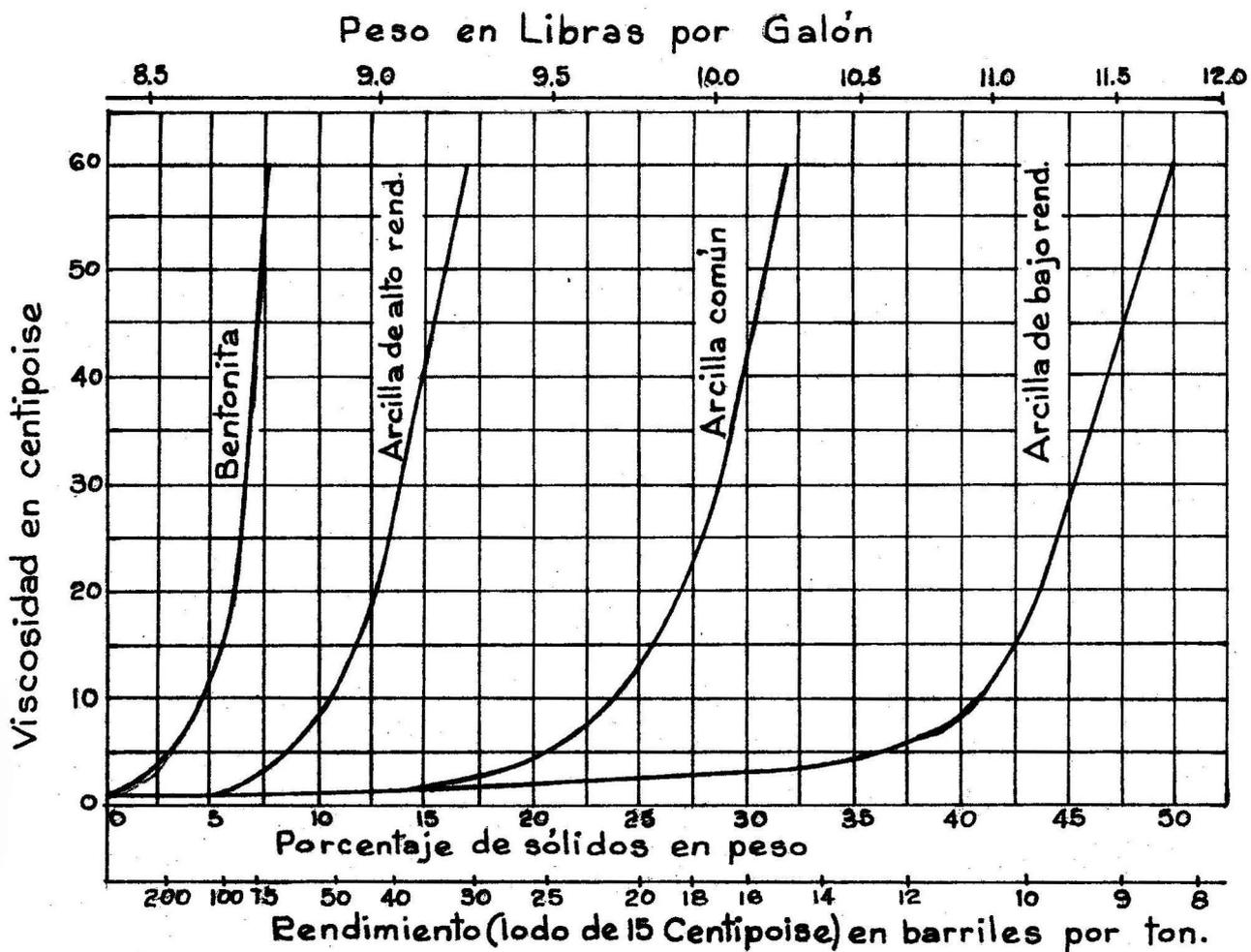


FIGURA 15

Cálculo del porcentaje en peso de arcilla en un lodo de 10 libras/galón. La gravedad específica de los sólidos es 2.5

Sea d = densidad del lodo en gramos/ cm. cúbico

$$d = \frac{\text{Peso de muestra del lodo en gramos}}{\text{Volumen de la muestra del lodo en cm. cúbico}}$$

$$d = \frac{\text{Peso de la muestra del lodo}}{\text{Vol. de arcilla} \div \text{Vol. de agua}}$$

Supongamos tomamos una muestra de 100 grs. de lodo

Sea: p = Peso de la arcilla en gramos

$100 - p$ = Peso del agua en grs. = Vol. del agua en cms. cúbicos

$\frac{p}{2.5}$ = Volumen de arcilla en c.c.

$$\text{Entonces: } d = \frac{p}{\frac{p}{2.5} \div (100 - p)} = \frac{167}{167 - p}$$

Despejando: $p = 167 - \frac{167}{d}$ (d está en gr./cm. cúbico)

$$p = 167 - \frac{167 \times 8.33}{D} = 167 - \frac{1390}{D}$$

(D está en lbs./galón)

Rendimiento de las arcillas.

La cantidad de sólidos que se debe mezclar con agua para hacer un lodo de determinadas características depende de la habilidad de estos sólidos para absorber agua y del tamaño de las partículas de estos sólidos. Si el material añadido al agua es altamente coloidal como la Bentonita entonces en total de 8 a 9% de sólidos en peso se puede mezclar con agua y el peso del lodo será 8.8 lbs./galón, según se muestra en la curva de la izquierda de la fig.# 15, considerandosele como un lodo

EFEECTO DE LOS SOLIDOS EN LA VISCOSIDAD

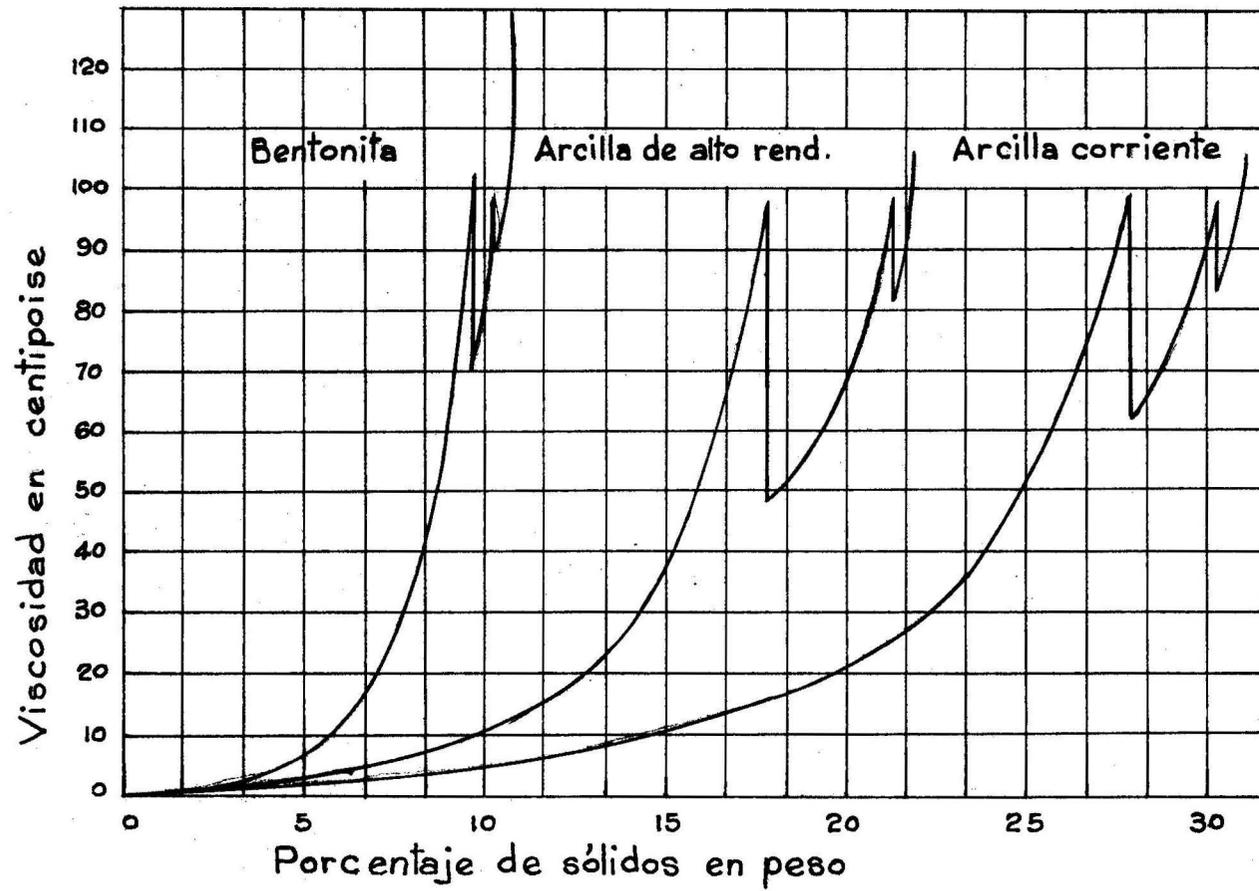


FIGURA 16

de alto rendimiento.

El rendimiento se define "como el número de barriles de lodo con una viscosidad de 15 centipoises que puede ser preparado con una tonelada de material seco. Si el contenido coloidal del material usado es bajo entonces el rendimiento es bajo también y de 25% a 50% de sólidos en peso pueden ser mezclados, obteniéndose un peso de 9.8 a 12 lbs./galón. En cualquier caso, la forma de la curva es esencialmente la misma y el aumento de la viscosidad no es directamente proporcional al contenido de sólidos. Los sólidos en suspensión ejercen muy poco efecto sobre la viscosidad hasta un valor que llamaremos "crítico" de 15 centipoises. Por encima de este punto crítico pequeñas cantidades de sólidos añadidos tendrán un efecto tremendo en la viscosidad según muestra la fig. # 16.

Cuando la arcilla en suspensión alcanza una concentración tal, que produce aumento de la viscosidad, una parte de este aumento en el grosor del lodo es causado por las fuerzas atractivas de las partículas, debido a las cargas eléctricas en los cantos de las partículas de arcilla.

Calculo del rendimiento de un lodo con una gravedad específica de 2.5. $C = \%$ de arcilla en peso

Rend. (bbl./ton. arcilla) = bbls desplazados por 1 ton. de arcilla / bbls. de agua para mezclar la arcilla

$$\text{Bbls. desplazados por 1 ton. de arcilla} = \frac{2,000}{(42)(8.33)(2.5)}$$

$$\text{Peso del agua} = \frac{2,000}{C} (100-C)$$

$$\text{Bbls. de agua} = \frac{3-11}{\frac{2000}{c} (100 - c)} \frac{1}{(42)(8.33)}$$

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} \text{Rend.} &= \frac{2,000}{(42)(8.33)(2.5)} \div \frac{\frac{2,000}{c}(100 - c)}{(42)(8.33)} \\ &= 2.3 \div 5.72 \frac{(100 - c)}{c} \\ &= \frac{572}{c} 3.42 \end{aligned}$$

b) Iodos cuya fase liquida es aceite.

La mayoría de los lodos utilizados en perforaciones de pozos son aquellos cuya fase liquida es agua; pero se han hecho lodos especiales cuya fase liquida es aceite.

Al final del año 1930 las compañías petroleras empezaron a trabajar en la obtención de un fluido cuya fase liquida fuese petróleo crudo, que sustituyese al lodo cuya fase liquida es agua para usarlo solamente durante la perforación de las zonas productoras.

Las razones se basaban en que el petróleo procede de estas formaciones y por lo tanto no afectaría las arcillas ó materiales solubles con que estuviese en contacto, además su filtración dentro de la formación no le causaría daño.

Estas causas son las que indujeron en un principio al uso del petróleo como fase liquida en este tipo de fluido pero posteriormente se encontraron los sgtes. inconvenientes a su uso:

- 1- Su peso no puede ser aumentado. Por lo tanto su densidad es limitada.
- 2- La viscosidad es también limitada, aunque se pue-

EFECTO DE AGENTES DE TRATAMIENTO EN LODOS DE ACEITE

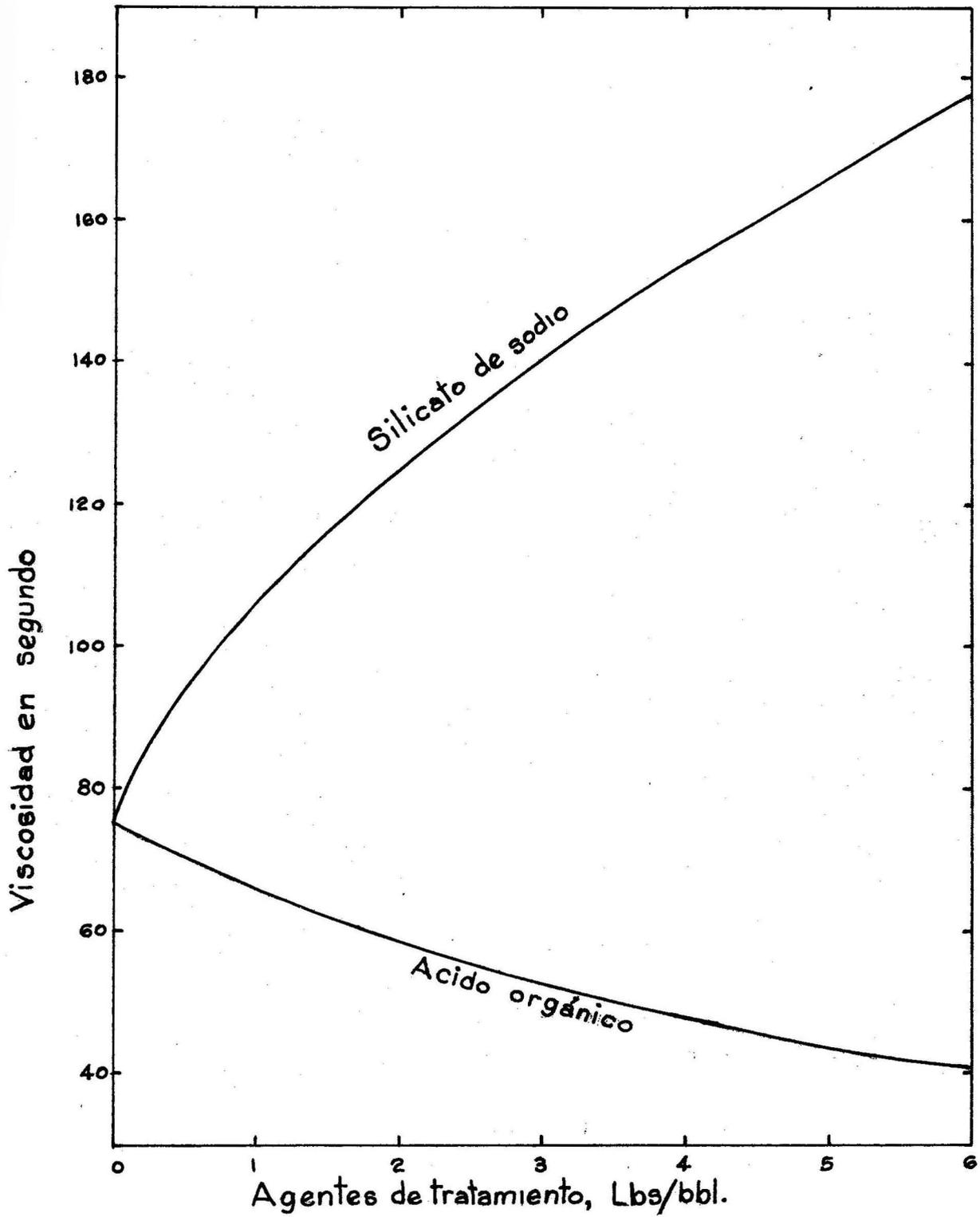


FIGURA 17

denencontrar crudos de diferentes viscosidades.

- 3- Las pérdidas por filtración son muy altas debido a que los sólidos de las formaciones no se hidratan y por lo tanto las paredes del pozo no se cubren de una capa impermeable.
- 4- El petróleo crudo frecuentemente contiene materias volátiles, que pueden entrar en combustión fácilmente.

Composición de los lodos de aceite.

Este tipo de lodo debe ser cuidadosamente mezclado y un control estricto debe mantenerse sobre las cantidades de sus elementos integrantes que han de mezclarse y que a continuación se relacionan: Asfalto, ácido orgánico, alcalí agente estabilizador, aceite Diesel.

El aceite Diesel constituye la fase líquida, los demás ingredientes son añadidos para dar las propiedades físicas necesarias que debe tener un buen lodo. El asfalto es dispersado en el Aceite Diesel para suministrar la viscosidad necesaria y cubra las paredes del pozo.

Los ácidos orgánicos disminuyen la viscosidad del lodo y los alcalies la aumentan(ver fig.17). La fig. 17 muestra la disminución de la viscosidad al tratar un lodo de aceite, cuya composición se dá a continuación con un ácido orgánico(Tall oil) y el aumento que sufre la viscosidad al añadirle diferentes cantidades de un álcali(Silicato de sodio).

EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LODOS DE ACEITE

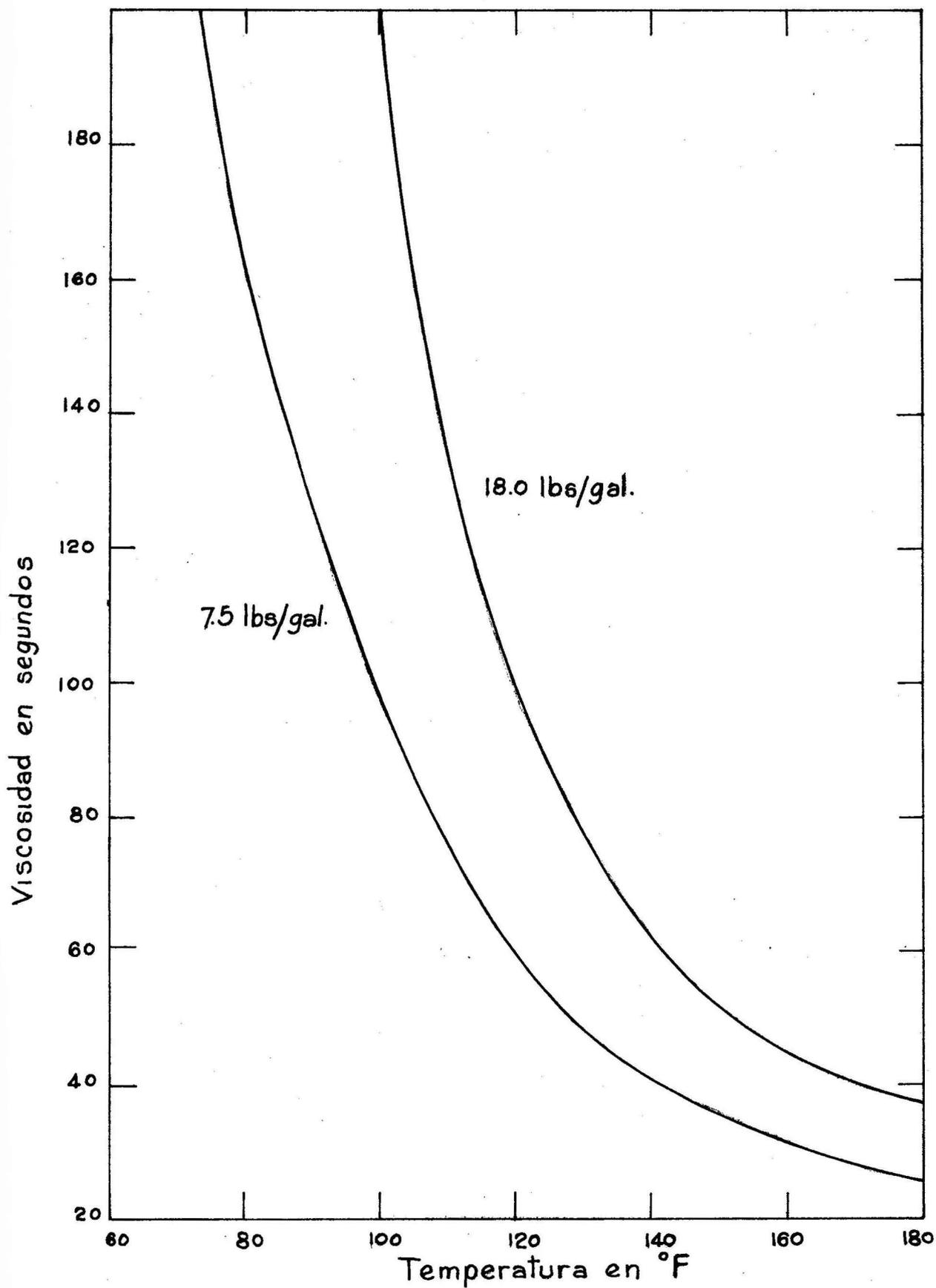


FIGURA 18

Composición de un barril de lodo de aceite

	<u>Libras</u>	<u>Galones</u>
Asfalto	132.00	17.22
Aceite Diesel	147.00	21.00
Acido Graso	16.69	2.06
Silicato de Sodio	13.00	1.03
Sal	1.03	---
Agua(para la sal)	3.11	0.373

En este tipo de lodo es usado un ácido graso que es neutralizado con silicato de sodio. En otros lodos, ácido nafténico es usado y su acción se neutraliza con cal.

Correctamente preparados los lodos cuya fase continua es aceite tienen todas las propiedades necesarias de un buen fluido de perforación, pudiendose obtenerlos con distintas viscosidades controlables por medio de productos químicos especiales y en muchos de la misma forma que se controla en los lodos cuya fase liquida es agua. La densidad en estos lodos es de 7.05 lbs./galón y puede ser aumentada añadiendoles materiales pesados tales como carbonato de calcio y sulfato de bario. La temperatura ejerce un efecto apreciable en la viscosidad, cuyas variaciones no corresponden a una función lineal, según se muestra en la fig. 18.

Todos los lodos de aceite contienen una cantidad muy pequeña de agua de un 2% a 5%, la cual se mantiene emulsionada en el aceite y no puede ser separada del lodo sin dañarlo. Mayor cantidad de agua que la expresada anteriormente contaminará el lodo y durante su manipulación en el campo es necesario evitar la entrada de cualquier tipo de agua en el sistema, pues aunque sea en pequeña cantidad producirá aumento en el espesor del lodo.

Excepto por el efecto del agua, los lodos de aceite son muy estables y como los cementos y las sales no son solubles en ellos no afectan sus propiedades.

Uso de los lodos cuya fase liquida es aceite.

Los usos actuales de estos lodos son:

- 1- Perforación de las zonas productivas y formaciones duras.
- 2- Para evitar la corrosión de las tuberías de revestimiento.
- 3- Para el estudio especial de ciertos yacimientos.
- 4- Para la perforación de pozos donde existan temperaturas altas.
- 5- Para la perforación de pozos donde las areniscas petrolíferas tengan poco espesor.

En la actualidad se utiliza este lodo principalmente en la completación y perforación de las zonas productivas, sobre todo en aquellos casos en que las arenas petrolíferas tienen en su parte superior formaciones que contengan agua.

Desventajas.

A pesar de las muchas ventajas que su uso representa, hay ciertas desventajas a su uso en forma general.

Algunas de estas desventajas son enumeradas a continuación:

- 1- El costo inicial es alto (\$10.00 por bbl. aprox.) aumentando en caso de pérdidas por filtración.
- 2- Su manipulación es desagradable.
 - a) Los taladros se ensucian con el aceite.
 - b) En el campo es difícil de mezclar debidamente.
 - c) Requiere métodos especiales al ser mezclado.
- 3- Especial cuidado debe tenerse en su manipulación

- a) Los tanques donde se almacena deben estar cubiertos.
 - b) Su sistema de circulación debe protegerse para evitar la contaminación.
 - c) Es necesario usar limpiadores especiales para las tuberías.
 - d) No deben ponerse líneas de agua en el piso del taladro.
- 4- El trabajo del geólogo se dificulta.
- a) Se dificulta el examen de las muestras tomadas.
 - b) Los perfiles de resistividad y potencial espontáneo son difíciles de interpretar.
- 5- Es peligroso su uso.
- a) El piso del taladro se cubre con aceite, lo cual es peligroso para los hombres que trabajan sobre él.
 - b) Fácilmente se origina un incendio requiriendo por esto atención especial su uso.

Sí se cambia de lodo de agua a lodo de aceite durante la perforación, entonces deben tomarse precauciones para evitar la contaminación del lodo de aceite, siendo recomendable bombear agua potable y petróleo, ó agua salada antes de usar el lodo de aceite, para así sacar el lodo de base agua que se encuentra en el pozo

(c) Emulsiones. -

Emulsiones de lodo consisten en la dispersión de aceite ó agua en un medio que los contiene, y son clasificados de acuerdo con el líquido que constituye la fase continua.

Emulsiones de aceite en agua.

En este tipo de emulsión, el

PERDIDA DE LODO

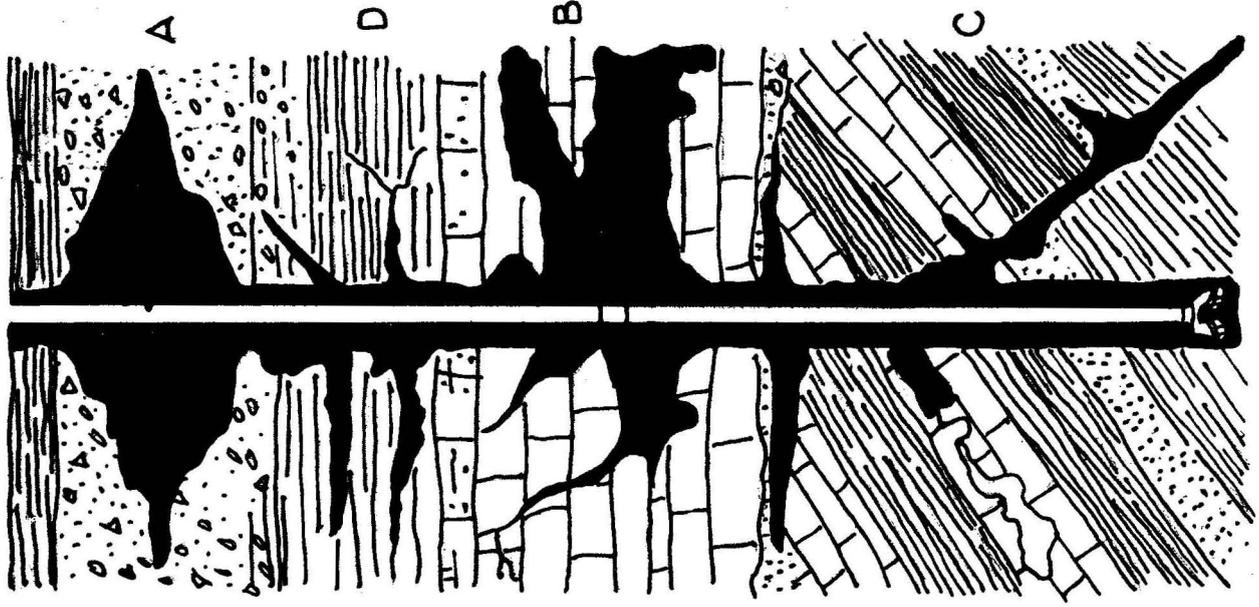


FIGURA 20

DISTRIBUCION DE LAS PARTICULAS DE ARCILLA

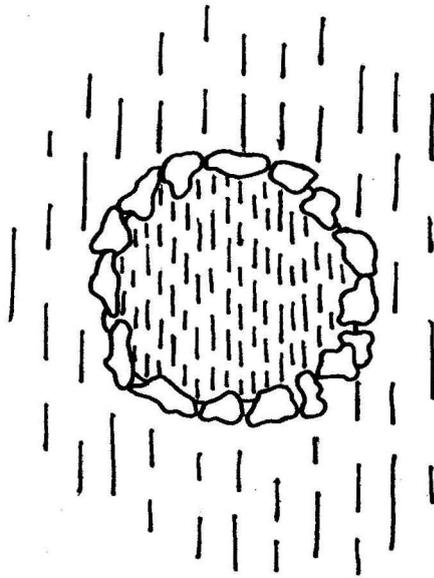


FIGURA 19

aceite es la fase dispersa y el agua la fase continua.

Para estabilizar la emulsión de dos líquidos inmiscibles debe ser añadido al lodo un agente emulsificador, los cuales son clasificados en varios grupos diferentes de acuerdo con la manera en que ellos actúan para estabilizar la emulsión:

- 1- Jabones, los cuales disminuyen la tensión superficial entre los dos líquidos.
- 2- Coloides orgánicos que forman una fina película insoluble alrededor de las gotas del líquido disperso como los almidones y gomas.
- 3- Sólidos pulverizados, como la pizarra, bentonita, que son absorbidos en la superficie de las gotas de la fase dispersa,

La estabilidad y propiedades de una emulsión depende del agente emulsificador usado y de la finura de la emulsión formada.

Distintos sólidos finamente pulverizados tales como bentonitas, pizarras y arcillas, actúan como agentes emulsificadores ó estabilizadores. La fig. 19 muestra la forma en que la bentonita forma una película protectora alrededor de una gota de aceite.

Aceites utilizados para las emulsiones.

Practicamente todos los aceites incluyendo el petroleo crudo han sido utilizados en la preparación de lodos. Naturalmente, hay aceites cuyo uso es ventajoso en cierto tipo de trabajo y a su vez no debe ser utilizado en otros trabajos. El petroleo crudo produce un lodo de buenas cualidades, aumenta la duración de la barrena, y mantiene la parte perforada en buenas condiciones, pero sí el geologo está interesado en

obtener buenas señales del petróleo que se encuentra en la formación, no podrá utilizarlo.

El aceite Diesel es mejor que el petróleo crudo, no debe descomponerse por la acción del calor, su punto de inflamación es alto, no ataca fácilmente las gomas, y su punto de congelación es muy bajo, por lo que puede ser usado en todos los climas.

Ventajas de las emulsiones.

Muchos usos y aplicaciones tienen estos lodos. Disminuye el costo debido a que es menor la cantidad de lodo que se pierde, protege las zonas productivas de las formaciones. Ahorran tiempo protegiendo la barrera que se utiliza, y por lo tanto reducen el tiempo empleado en la perforación del pozo. Reducen el torque que se aplica a la tubería de perforación, disminuyendo la potencia que se debe utilizar y el desgaste del equipo.

Emulsiones de agua en aceite:

En este tipo de lodo el aceite es la fase continua y el agua es la fase dispersa. Se les llama también emulsiones invertidas y son usados con los mismos propósitos que los lodos de aceite. Estas emulsiones pueden contener desde 20 hasta 70% de agua en volumen, emulsificada en aceite Diesel ó petróleo crudo.

Propiedades

Las propiedades de las emulsiones invertidas dependen de la cantidad del agente emulsificante usado y la cantidad de aceite ó agua usada.

Una propiedad importante de estas emulsiones es que pueden prepararse lodos con densidades muy bajas

oscilando su peso desde 8lbs./galón hasta 15lbs./galón. gran estabilidad puede ser obtenida aumentando la cantidad de agente emulsificador y de aceite.

La viscosidad es alta y puede ser aumentada añadiendole agua al lodo, y disminuida mediante la adición de aceite. La arcilla actúa como un emulsificador del aceite en el agua y por lo tanto perjudica la estabilidad de la emulsión. Por esta razón es importante que al cambiar del lodo cuya fase continua es agua a este tipo de lodo se tomen las debidas precauciones para evitar su contaminación.

Las emulsiones invertidas son bastante estables con los cambios de temperatura, habiendose usados en temperaturas que oscilan desde -5 hasta 220 grados Fahrenheit.

Ventajas.

Este tipo de lodo tiene varias ventajas en comparación con el lodo cuya fase continua es aceite, que son enumeradas a continuación:

- 1- Su costo es la mitad que el de aceite.
- 2- Su manejo y uso no presenta dificultades.
- 3- La viscosidad es facil de controlar con agua y aceite.
- 4- Su manipulación no es peligrosa.
- 5- Disminuye el peligro de incendio.
- 6- Es facil y barata su preparación en el sitio donde se perforará.
- 7- Se elimina el peligro de la contaminación con el agua.

Desventajas.

Estos lodos no son para uso general, y su utili-

entre los granos sean lo suficientemente grandes que permitan el paso de las partículas mas grandes que contenga el lodo y que la carga hidrostática del lodo sea mayor que la presión de la formación.

2- Formaciones cavernosas.

La disolución de las paredes de los canales que tienen ciertas formaciones trae como consecuencia la formación de cavernas. Estos canales conducen a otras aberturas mayores llamadas "bolsas" y aquellas formaciones calizas que tienen estas bolsas son las que más trastornos ocasionan en la pérdida del lodo.

En la mayoría de los casos estas "bolsas" ó "cavernas" están llenas de fluido con una presión casi siempre igual a la de la formación pero en muchos casos las aberturas son grandes y la presión tan baja que el lodo desaparece rápidamente habiendo quienes creen erróneamente que se ha entrado en una zona de presión atmosférica.

En algunos casos el pozo se mantendrá parcialmente lleno después de desaparecer parte del lodo y en otros casos se recobrará todo el lodo, indicando que la pérdida del lodo en las cavernas ocurre cuando la carga hidrostática del lodo es superior a la presión de la formación en la caverna. Muchas veces al disminuir el nivel del fluido en el pozo, permite el "estallido" del pozo ó el desmoronamiento de las paredes. Cuando tales condiciones existan se debe bombear agua ó lodo liviano con suficiente rapidez para así mantener la carga hidrostática hasta pasar la zona cavernosa y haber colocado la tubería de revestimiento.

3- Formaciones con fracturas naturales.

Las fracturas naturales son aquellas en que las fisuras

existen en un estado en que no sufren descomposiciones; sus aberturas son suficientemente grandes para permitir la entrada del lodo. Este caso es mostrado en la fig. 20, donde se muestra el lodo que ha entrado a lo largo del plano de una falla.

4- Formaciones con fracturas creadas.

Se diferencia éste tipo de fractura de la anterior en que la pérdida del lodo se debe a la fractura creada por presiones de suficiente magnitud que rompan, rajen ó partan la formación.

La corteza terrestre tiene fallas, juntas ó fisuras que normalmente pueden estar cerradas y no dejarán pasar el lodo, pero bajo ciertas presiones se abrirán dándole paso al fluido. Esto sucede en el oeste del estado de Texas, donde se puede perforar con lodos cuyo peso oscile entre 9.3 y 9.5 lbs./galón, pero si el lodo aumenta su peso a 9.7 lbs./galón debido a la dispersión de sólidos encontrados en la perforación ó al ponerse en contacto con agua salada, entonces se perderá completamente el lodo.

Las pérdidas debidas a éste tipo de fracturas varían grandemente de acuerdo con su caracter. Algunas veces cantidades relativamente pequeñas, 50 ó 100 barriles de lodo se pierden rapidamente pudiendose despues continuar la perforación normalmente sin tener más pérdidas. En éste caso, aparentemente la fractura se ha llenado.

Hay casos en que debido a un aumento de la presión cantidades considerables de lodo se pierden en la formación. El lodo que así se ha perdido debe ser restituido en el sistema y cuando la presión ha vuelto a su valor normal se encuentra que el lodo perdido ha retornado, no siendo necesario ya la cantidad que se había añadido.

De ésto se deduce que bajo cierta presión el lodo ha sido obligado a entrar en la formación, desplazando alguna parte de la estructura por algunos de sus puntos débiles. Cuando la presión vuelve a su valor normal, si la formación vuelve a ocupar su posición original entonces el lodo es expulsado al sistema de circulación.

Otras veces, una vez que el lodo se empieza a perder es imposible controlar éstas pérdidas aunque se reduzca la presión, el peso del lodo, ó la carga hidrostática. Esto se debe a que una vez que una formación es rota y el fluido entra en ella, la presión para desplazarlo ó empujarlo dentro de la formación es menor que la presión requerida para fracturar dicha formación.

Materiales usados para evitar la pérdida del lodo.

Practicamente cualquier tipo de material que tienda a aumentar su volumen ó a hincharse puede ser usado para evitar la pérdida del lodo en la formación ó restaurar la circulación.

Estos materiales pueden ser clasificados en 5 grupos diferentes:

- 1- Fibras cortas y débiles, tales como el cuero, pulpa de papel, madera, y bagazo de caña.
- 2- Fibras largas y fuertes, tales como cáñamo y lino.
- 3- Laminillas de corcho, mica y celofán.
- 4- Minerales que se expanden con el calor, tales como ceniza volcánica ó perlita.
- 5- Materiales granulosos con vantos angulares, tales como roca molida, plásticos, corteza de nogal.

Conclusiones y recomendaciones.

Debido al costo de los trabajos que hay que realizar cuando la circulación del lodo es interrumpida, es necesario tomar en consideración la posibilidad de la pérdida del lodo cuando se planifica la perforación de un pozo.

Sí es un pozo exploratorio el que se perfora, entonces las pérdidas ocurridas en otros pozos vecinos deben ser estudiadas, así como los procedimientos usados y resultados obtenidos en éstos pozos. Un programa cuidadoso debe ser preparado tomando en cuenta todos los inconvenientes que se puedan presentar. Los obreros deben ser instruidos y adiestrados para que tomen todas las precauciones y actuen de la forma mas efectiva posible en caso de cualquier eventualidad. La viscosidad del lodo debe ser lo mas baja posible. Los materiales para evitar la pérdida del lodo y sus métodos de aplicación deben ser tomados en consideración. Cuando los métodos normales fallan, entonces métodos especiales como lodos que contengan gas, lodos livianos ó aereados deben ser usados.

(IV) TUBERIAS DE REVESTIMIENTO. DISEÑO DE TUBERIAS.

- 1) Proposito de la tubería de revestimiento.
- 2) Diferentes tipos de tuberias.
 - a) Por el tipo de junta usada.
 - b) Por el material usado en su fabricación.
 - c) Por el método de fabricación.
- 3) Diseño de tuberias. Esfuerzos desarrollados en tuberias.
 - a) Tracción desarrollada en una tuberia debido a su peso.
 - b) Elongación de las tuberias en tracción.
 - c) Esfuerzo de tracción desarrollado debido a cambios de temperatura.
 - d) Aplastamiento de tuberias debido a presiones exteriores
 - e) Esfuerzos desarrollados debido a presiones internas en las tuberias.
 - f) Resistencia de las juntas a tracción.
 - g) Resistencia de las tuberias a las cargas de punta.
 - h) Esfuerzo de flexión en tuberias.
 - i) Esfuerzos combinados.
 - j) Factor de seguridad usados en el diseño de tuberias.

1) Proposito de la tuberia de revestimiento.

Las tuberias usadas en los pozos de petroleo para revestir sus paredes cumplen los propositos que a continuación se enumeran:

- a- Evitan que las paredes donde las formaciones no son sólidas se desmoronen y cierren el pozo.

Aunque hay rocas sedimentarias como las areniscas (sandstone), calizas (limestone) que por largo tiempo pueden mantenerse sin ocasionar derrumbes ó desmoronamientos, en los pozos hay otras rocas que son blandas y sin consolidarse como pizarras y arcillas, las cuales se desmoronan facilmente poniendo en peligro el equipo utilizado y además reduce la velocidad con que se perfora.

- b- Por medio de las tuberias de revestimiento se evita que fluidos indeseables que provienen de zonas que no son explotables lleguen a las zonas que se pondrán en producción.

- c- En la superficie las tuberias proporcionan un medio para colocar válvulas que controlen el flujo de petroleo y el gas, y a la vez de ésta forma se controla la presión del pozo.

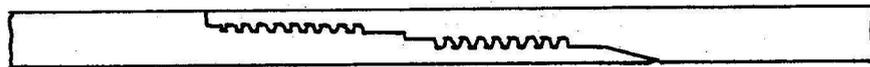
En un pozo sin tuberias de revestimiento el petroleo y el gas de una zona determinada puede moverse hacia otras zonas permeables y de presión más baja que la primera zona, desapareciendo en dichas zonas de bajas presiones y disminuyendo por consiguiente la cantidad de petroleo y gas que podían ser obtenido. Todas éstas dificultades obligan que todo pozo perforado sea entubado por lo menos con una tubería y en la mayoría de los casos con más de una

hilera de tubos para así efectivamente la entrada de agua al pozo y poder realizar los cambios necesarios de diámetros del agujero según la profundidad de éste aumente.

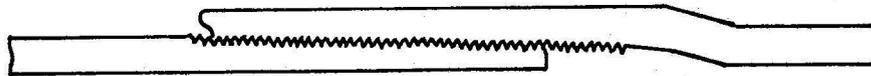
El valor de las tuberías de revestimiento asciende en muchos casos a la tercera parte del costo total del pozo, constituyendo por lo tanto el gasto más grande que se realiza en la perforación de un pozo de petróleo. Para que la tubería cumpla los propósitos mencionados anteriormente debe tener suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a los cuales será sometida en el pozo.

La superficie cilíndrica de los tubos debe ser lo más lisa posible tanto en el exterior como interiormente; exteriormente para reducir la fricción entre la tubería y la pared del pozo al ser bajada en él para luego ser cementada. Interiormente, para evitar que se traben las herramientas utilizadas, ó las tuberías que se hagan pasar por dentro de otras de mayor diámetro.

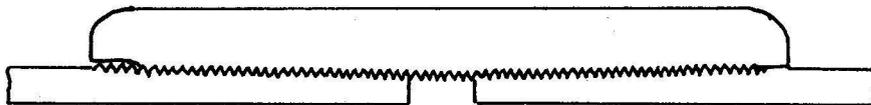
Las tuberías no deben dejar pasar fluidos por sus puntos de unión especialmente si va a ser usada para aislar zonas productoras de agua. También deben ser resistentes a la corrosión ó ser protegidas contra la corrosión sobre todo en aquellos casos en que va a estar en contacto con agua salada. El material de que están hechas las tuberías debe ser fuerte y lo suficientemente rígido para resistir la abrasión y distorsión producida por el contacto con las paredes rocosas del pozo. El espesor de las paredes de los tubos debe ser lo menor posible y así evitar que las tuberías ocupen un volumen mayor del debido.



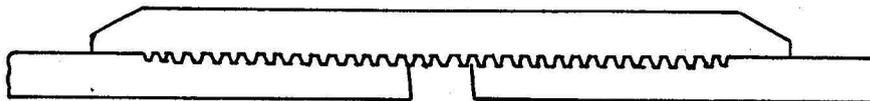
Tubería de junta lisa o llana



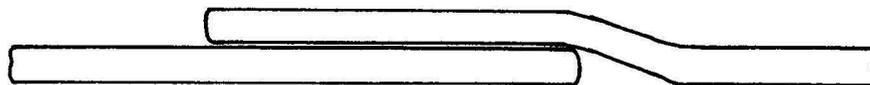
Tubería de junta insertada



Tubería de junta con rosca en V



Tubería con rosca Δ cme



Tubería de junta acampanada soldable



Tubería de junta lisa, soldable

FIGURA 21 TIPOS DE TUBERIAS

2) Diferentes tipos de tuberías.-

Gran variedad de diferentes tipos de tuberías son usados actualmente en los pozos petrolíferos, que pueden ser clasificados de acuerdo con:

- a) Tipo de junta usada.
- b) Material usado en su fabricación.
- c) Método de fabricación.

De acuerdo con el tipo de junta las tuberías se pueden dividir en tres grupos: Tuberías cuya unión se realiza por medio de roscas, tuberías soldables y tuberías remachadas.

Las tuberías que se unen por medio de roscas se subdividen en:

- 1- Tuberías de junta lisa ó llana
- 2- Tuberías de junta insertada
- 3- Tuberías de junta con rosca en V
- 4- Tuberías con roscas Acme.

A los otros dos grupos pertenecen:

- 5- Tuberías de junta acampanada soldables.
- 6- Tuberías de junta lisa soldables.
- 7- Tuberías de junta remachada

La figura 21 es un dibujo ilustrativo de todos los tipos de tuberías anteriormente mencionados.

El tipo de tubería de revestimiento cuya unión se realiza por medio de rosca puede ser obtenido en muchos tamaños diferentes y también de diferentes tipos de juntas como se demuestra en lo anteriormente explicado.

El tipo de tubería cuya unión se realiza con un collar con rosca es generalmente preferido debido a su gran resistencia, pero tiene la desventaja que éste collar se proyecta hacia afuera aumentando la fricción de la tubería contra las paredes del pozo y reduciendo el área

entre la tubería y la pared del pozo. Los tipos de junta insertada y junta lisa reducen éstas dificultades, pero su resistencia es menor que la del tipo anterior.

El tipo de tuberías soldadas es tan fuerte como las de roscas en tracción y si la soldadura se realiza a tope no hay proyección exterior de la tubería y por lo tanto no hay aumento de fricción contra las paredes del pozo. Disminuye la posibilidad de salideros en las juntas, aunque se someta la tubería a altas presiones. La dificultad principal consiste en que al soldar las tuberías mayor tiempo se emplea que cuando las juntas son de roscas, y además es muy difícil lograr la alineación correcta de los tubos antes de soldarlos.

El costo de soldar la tubería es igual al valor de los collares. Las tuberías soldadas son utilizadas en pozos de pequeño diametro y tambien cuando la perforación no es vertical.

En algunos lugares donde las formaciones productoras son blandas el material se desmorona y comprime los collares de las uniones, entorpeciendo el asentamiento de la tubería. Todo ésto conduce al uso de tuberías sin collares ó sea tuberías lisas exteriormente o soldadas.

Tuberías remachadas.-

Son hechas de hierro ó acero cuyo espesor varía de 1/8 a 5/16 plgds. y de 10 a 20 pies de longitud. Este tipo de tubería es generalmente usada en pozos de gran diametro (12" ó mayor) aunque puede ser obtenida de 4" de diametro. En Rusia ésta clase de tubería era la única usada años atrás y tuberías de 36" de diametro eran corrientemente usadas.

Para remachar éstas tuberías se toman

2 cilindros y se introduce uno dentro del otro de tal forma que la mitad del cilindro interior quede afuera del exterior; ésta parte que se proyecta exteriormente se introduce dentro de otro cilindro exterior hasta que los dos cilindros exteriores se topan. Lo que en realidad se obtiene es un cilindro continuo de doble pared. Se acostumbra reforzar el primer tramo de tubería con 3 ó 4 planchas de metal remachadas en lugar de dos, evitando la abrasión y distorsión de la tubería en su parte inferior debido al contacto con las paredes del pozo.

Estas tuberías son usadas a profundidades no mayores de 800 pies, pues fácilmente se parten debido a su propio peso. Después de introducidas en el pozo es imposible sacarla debido a su fricción contra las paredes del pozo.

Las ventajas principales son su superficie exterior lisa, el poco espacio que ocupan en el pozo, y su costo que es inferior al de otras tuberías.

b) Por el material usado en su fabricación.-

Hierro dulce y varias clases de aceros son usados en la fabricación de tuberías de revestimiento para pozos.

Las tuberías de hierro dulce son más resistentes a la corrosión que las de acero, sueldan mejor y presentan gran resistencia a la fatiga; pero cuando resistencia, ductilidad y durabilidad son factores importantes entonces es preferible usar tuberías de acero.

La mayor parte de las tuberías de revestimiento, así como las tuberías por medio de las cuales se extrae el petróleo son hechas de acero y cuando son pozos profundos entonces es indispensable su uso.

El acero Siemens-Martin ó de hogar abierto es el que más se utiliza. El acero Bessemer es preferido por algunos fabricantes porque suelda rápidamente y es fácil trabajar con él.

El acero utilizado en la fabricación de tuberías sin soldaduras es hecho por el proceso de hogar abierto, ó con un horno eléctrico.

El Instituto Americano del Petróleo (A.P.I.) ha establecido 4 tipos diferentes de aceros e hierros para la fabricación de tuberías para pozos de petróleo designados de la forma siguiente: F-25, H-40, J-55, N-80, poseyendo una resistencia a tracción indicada por el número que está a continuación de la letra; por ejemplo F-25 indica que éste acero tiene una resistencia a tracción de 25000 lbs./plg². Los distintos tipos difieren en su contenido de carbón, manganeso, fósforo y azufre. El contenido de fósforo varía según el método empleado en la fabricación desde 0.04% hasta 0.11%. El contenido de azufre es limitado a 0.60%.

A continuación se presenta una tabla conteniendo las resistencias a tracción de los distintos tipos de aceros.

Tabla # 2: Propiedades físicas del acero de tuberías A.P.I.

	F-25	H-40	J-55	N-80
Resistencia al cedente en tracción:	25,000	40,000	55,000	80,000
Resistencia en tracción en p.s.i.	40,000	60,000	75,000	100,000
Elongación en dos plgds. %	40	27	20	18

Los aceros con bajo contenido de carbono (0.1 a 0.2%) tienen poca resistencia a tracción pero gran ductilidad. Los aceros con alto contenido de carbono (0.4 a 0.5%) con resistencia a tracción de 110,000 p.s.i., son duros y frágiles pero la ductilidad es muy baja, siendo preciso en muchos casos

aumentarla por medio de tratamientos calóricos.

Aumentando el contenido de carbono se obtienen aceros con gran resistencia a tracción pero a costa de disminuir la ductilidad, la cuál es una cualidad muy importante en las tuberías para pozos.

Gran resistencia puede ser obtenida usando aleaciones especiales. Utilizando pequeñas cantidades de manganeso, cromo, molybdeno, nickel o cobre se obtienen notables aumentos en la resistencia del acero a tracción, y a la corrosión, y se mejora la ductilidad en los aceros de alto contenido de carbono.

Las aleaciones de acero son muy costosas para ser utilizadas en la fabricación de tuberías empleadas en la perforación o producción de pozos de petróleo.

c) Por el método de fabricación.

Dos métodos son empleados en la fabricación de tuberías con juntas de rosca. Las tuberías fabricadas son soldadas o sin soldadura. El método antiguo utilizado consistía en cilindrar una plancha de acero de dimensiones determinadas y soldar los bordes paralelamente al eje del cilindro. En la fabricación de tuberías soldadas a solape usadas en pozos pocos profundos o profundidad mediana, los bordes son rebajados y al ser cilindrados dichos bordes se montan ligeramente proporcionando suficiente área de contacto para soldar.

En las tuberías soldadas a tope los bordes son cuadrados y soldados sin montar uno encima de otro. Son hechas solamente en tamaños menores de 3plgds. de diámetro.

Después de soldados los tubos son pulidos proporcionando una superficie exterior lisa. Se les deja enfriar lenta y

uniformemente para evitar la creación de esfuerzos en el metal; los extremos son cortados y se les hace rosca.

Las tuberías sin soldadura son muy fuertes y se utilizan en pozos profundos o bajo condiciones que impongan grandes esfuerzos a la tubería. Estas tuberías son hechas tala-drando lingotes sólidos de acero longitudinalmente por su eje y después mandrilándolos hasta que se obtiene el diámetro y espesor requerido en la pared.

3) Diseño de tuberías. Esfuerzos desarrollados en tuberías.

El costo de la tubería de revestimiento es la tercera parte ó más del gasto realizado en la perforación y en equipos de producción de cualquier pozo de petróleo ó gas.

De aquí se puede deducir que gran cuidado debe tenerse en la selección de la tubería que se va a utilizar en lo que se refiere a su tamaño, peso y tipo de tubería.

Frecuentemente varios tipos diferentes de tuberías son usadas en un mismo pozo poniendo las de menor diámetro dentro de las de mayor diámetro.

El número de tuberías usadas dependerá del tipo de formación encontrada, profundidad de la formación productora, método utilizado para eliminar el agua de ciertas formaciones y el método utilizado en la perforación.

Cada vez que se quiera aislar una formación que contenga agua será necesario cambiar el diámetro de la tubería.

En el caso de un pozo exploratorio en que se desconoce la profundidad y tipo de formación productora entonces es imposible planificar por anticipado las tuberías que se van a usar, lo cual será realizado según el trabajo progresa.

La primera tubería o columna debe ser liviana, poco espesor debe tener la pared y se le llama "tubería superficial" yendo desde la superficie hasta una profundidad de varios cientos de pies y diseñada para soportar las formaciones blandas cercanas a la superficie y para aislar el agua superficial. En pozos profundos la tubería superficial servirá de soporte a tuberías más pesadas y de mayor longitud colocadas por dentro de esta. El espacio anular entre las paredes del pozo y la tubería superficial debe ser llenado con cemento bombeado a cierta presión por su extremo inferior.

La tubería siguiente que va dentro de la superficial se llama "tubería intermedia"; debe ser más fuerte que la anterior para poder soportar todos los esfuerzos que actuaran sobre ella. El propósito principal de ésta tubería es aislar las zonas que contienen agua, que hallan sido perforadas y evitar que pasen a aquellas formaciones que contienen hidrocarburos y que van a ser explotadas.

La siguiente tubería puede ser la "tubería productora", que se extenderá através de las formaciones que se cañonearán y pondrán en producción. Su propósito fundamental es soportar las paredes del pozo y aislar las zonas donde se acumule el petróleo o gas de tal forma que no pueda escapar hacia otras zonas.

Hay casos en que el uso de más de una tubería intermedia es necesario, y en pozos profundos una tubería protectora puede ser usada por dentro de la otra para reforzar el cilindro contra las presiones de aplastamiento que ejercen las paredes del pozo. Así mismo en pozos perforados en formaciones consolidadas y firmes que no se desintegran no se utiliza muchas veces tuberías através de las zonas productoras, usándose so-

POZO ENTUBADO CON TRES HILERAS DE TUBOS

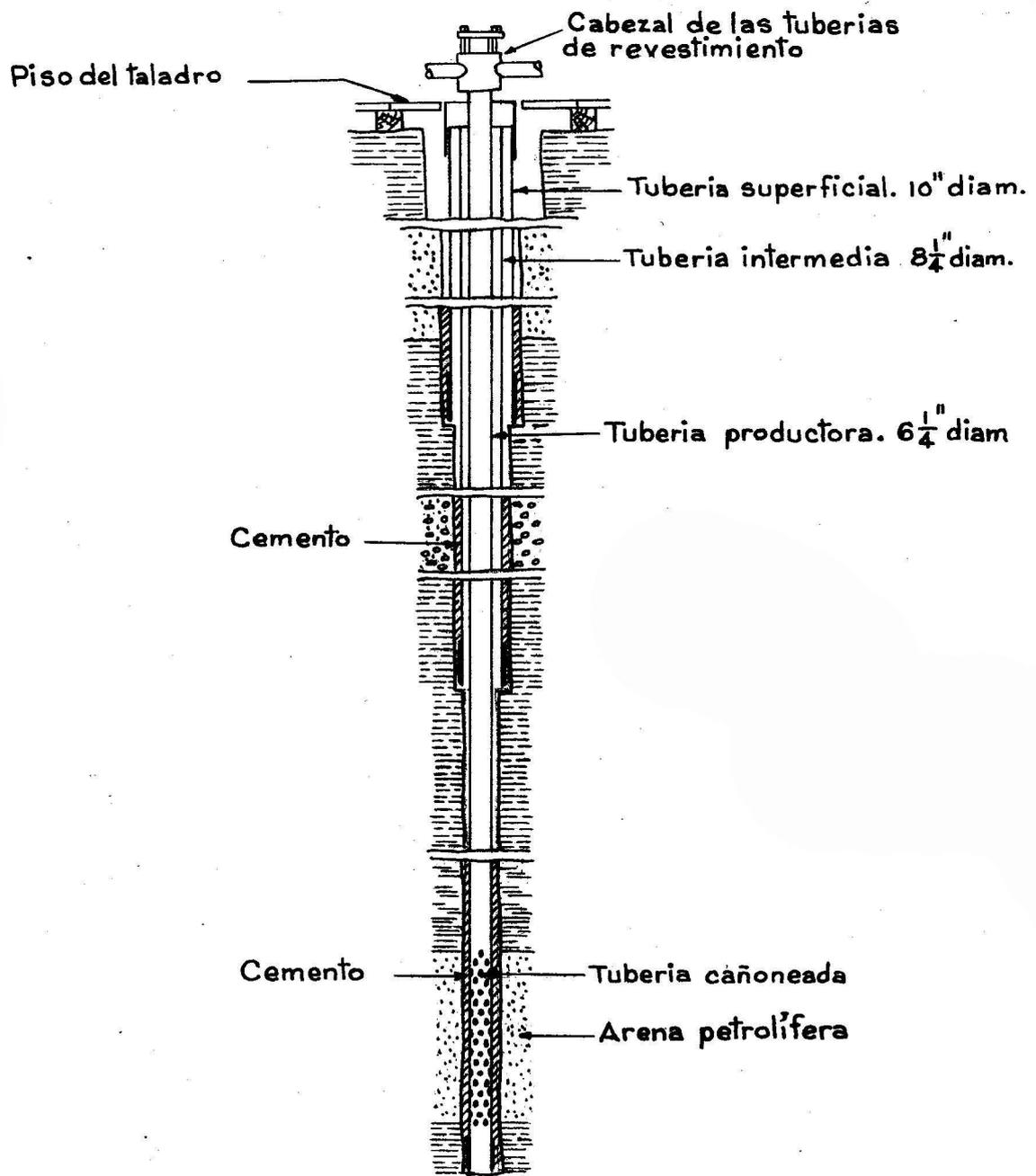


FIGURA 22

lamente una tubería superficial y una tubería intermedia en caso que sea necesaria.

Generalmente todas éstas diferentes tuberías se extenderán hasta la superficie donde son fijadas a un cabezal el cual cierra los espacios anulares formados entre las tuberías y va enroscada a la tubería superficial (ver fig.22).

Además de varias tuberías de revestimiento todo pozo necesita una tubería de menor diametro que las anteriores por la cual fluirá el petroleo hacia la superficie. Esta tubería pasará através del cabezal que sujeta las tuberías de revestimiento hacia el exterior y llevará un sistema de válvulas de control que permitirán la regulación del flujo en la superficie y además sea un medio de cerrar el pozo en caso necesario.

El diametro de cada tubería de revestimiento será determinado despues de considerar la función que desempeñaran y su relación con las otras tuberías.

El diametro de la tubería productora será calculada teniendo en cuenta principalmente la capacidad productiva probable del pozo y el método de producción que se empleará, además debe tenerse en cuenta el aspecto económico en la selección de las tuberías.

El diametro de la tubería intermedia y la superficial será determinado basándonos en el diametro que deba tener la tubería productora para así dejar el espacio anular necesario entre las tuberías. El último factor dependerá notablemente del tipo de tubos y la clase de junta usada.

El peso y el espesor de las paredes de la tubería y la calidad del material del cual están hechas influirá en la selección y dependeran de los esfuerzos a que se supongan estarán sometidas las tuberías.

Las tuberías de revestimiento pueden fallar debido a un gran número de causas, algunas de las cuales se enumeran a continuación:

- a) Excesivo esfuerzo de tracción producido por su propio peso al estar suspendido por su extremo superior.
- b) La tubería puede aplastarse debido a presiones externas ocasionadas por una carga hidrostática que actúe en el espacio anular formado por la tubería de revestimiento y la pared del pozo cuando el espacio anular en el extremo inferior de la tubería ha sido sellado por una formación impermeable y en la parte interior del tubo actúa una presión muy baja. También puede aplastarse debido a la presión creada al moverse ó deslizarse las capas terrestres.
- c) La tubería puede reventar debido a grandes presiones internas creadas por la entrada en el cilindro de gas natural a alta presión ó por la presión que se utilice al bombear el cemento que cierra el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo. Esta misma presión de bombeo puede aplastar la tubería.
- d) Si la tubería se apoya contra el fondo ó contra la pared del pozo donde se pueden haber formado cavidades, entonces se producen momentos en los extremos de la tubería creando una flexión que puede llegar a romperla en muchos casos.
- e) La tubería puede fallar debido a la rotura de la rosca de las juntas.
- f) Se pueden desarrollar esfuerzos de considerable magnitud debido a las expansiones y contracciones ocasionadas por los cambios de temperatura.
- g) La tubería puede fallar a lo largo de juntas soldadas ó lugares debilitados por la aplicación de excesivos es-

fuerzos.

Como se puede ver las tuberías pueden fallar debido a cualquiera de éstas causas actuando separadamente ó combinadas.

El problema que se presenta en el diseño de las tuberías consiste en estimar debidamente los esfuerzos que soportará la tubería y entonces seleccionar el tamaño, peso, material y tipos de tuberías que los soportarán sin fallar.

Procedimiento en el diseño de tuberías.-

En el diseño de las tuberías de revestimiento se deben considerar varios factores, algunos de carácter físico y otros de carácter económico. El problema principal que hay que considerar es la seguridad del pozo y el equipo que se utilice de la manera más económica posible y establecer aquellas condiciones que permitan una producción con un máximo de eficiencia.

Algunos factores ó condiciones que deben ser apreciados y valorados cuidadosamente son expresados a continuación:

- a) Profundidad total del pozo.
- b) Distintos tipos de tuberías que serán requeridos.
- c) Presiones de los fluidos y profundidad a que se encontrarán.
- d) Corrosividad de los fluidos.
- e) Naturaleza de las formaciones que se perforarán en el pozo.
- f) Producción máxima del pozo y método de bombeo que será empleado.
- g) ¿Se va a hacer producir el pozo por una sola zona ó más de una al mismo tiempo?.
- h) ¿Se profundizará más el pozo ó se taponeará en el futuro para producir desde otras zonas que no serán aquellas zo-

nas que fueron explotadas al principio?

El diseño de la tubería se basará en muchos casos en aspectos económicos, éste es el caso que se presenta al utilizar tuberías de gran diámetro en que se obtiene una buena eficiencia en la producción pero como éstas tuberías tienen un alto costo muchas veces es preferible realizar perforaciones de pequeño diámetro para poder usar tuberías de pequeño diámetro, lo cual disminuirá el precio del pozo.

El costo de producción será siempre un factor que tendrá que ser tomado en consideración y por todos los medios posibles debe ser reducido el costo de las tuberías sin afectar la eficiencia en la producción.

Esfuerzos desarrollados en tuberías.-

a) Tracción desarrollada en una tubería debido a su peso.

Si una columna tubular es suspendida verticalmente en un pozo por su extremo superior actuando sobre ella condiciones estáticas solamente y sin haber contacto con las paredes del pozo, se desarrollará un esfuerzo de tracción en la tubería debido a su propio peso. Este esfuerzo oscilará desde cero hasta un valor máximo en el punto en que la tubería es sujeta.

Si la tubería está suspendida en el aire, el esfuerzo máximo puede ser hallado por la fórmula sgte:

$$S = 12 \times d \times l$$

S = Esfuerzo en libras/plgd².

d = Densidad del acero en libras/plgd³. (0.2833)

l = Longitud de la tubería en pies.

Generalmente el pozo está lleno de agua y de lodo empleado en la perforación, por lo tanto el esfuerzo de tracción es reducido debido al principio de Arquímedes. Lo que sucede es que el valor de "d" en la fórmula anterior es reducido por la

ELONGACION DE LAS TUBERIAS EN TRACCION

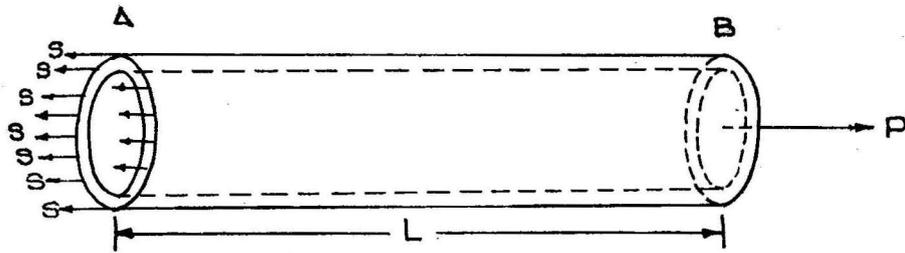


FIGURA 23

RELACION ENTRE LOS ESFUERZOS Y DEFORMACIONES UNITARIAS DE MATERIALES DUCTILES

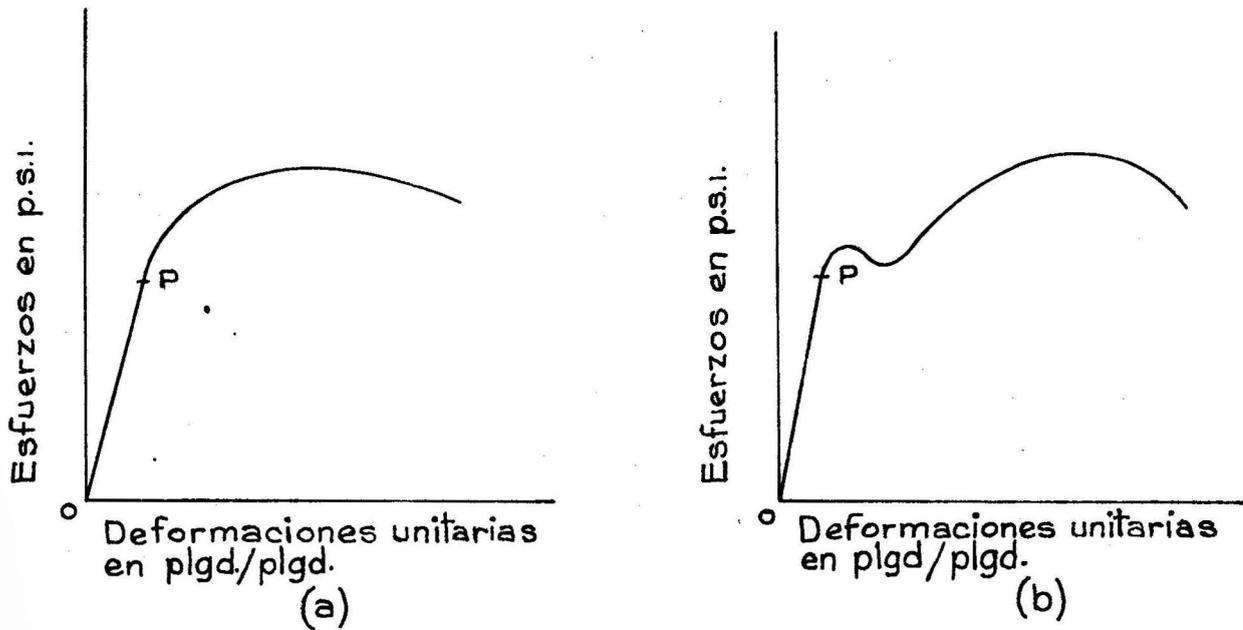


FIGURA 24

densidad del fluido en que la tubería está sumergida, disminuyendo su valor a 0.2455 lbs./plgd³. ó sea 86.8% de su valor en el aire.

Cuando el fluido pesa 90 lbs./pié³ el valor de la densidad es reducido a 0.23 lbs./plgd³. ó sea 81.1% de su peso en el aire.

La carga máxima desarrollada por una tubería suspendida en un pozo lleno de lodo es obtenida por la formula sgte:

$$P = l \times w \left(1 - \frac{d_f}{d_s} \right)$$

P = Carga máxima desarrollada.

l = Longitud de la tubería en pies.

w = Peso por unidad de longitud de la tubería.

d_f = Densidad del lodo utilizado en la perforación.

d_s = Densidad del acero.

Si la tubería es cerrada en su extremo inferior y el lodo no penetra en ella entonces la carga que tendrá que soportar la tubería será menor pues el volumen de liquido desalojado por la tubería será mayor.

$$P = l \times w - V d_f$$

V = Volumen de la tubería sumergida.

b) Elongación de las tuberías en tracción.-

En muchos casos es necesario saber el alargamiento que sufre una tubería cuando está a tracción debido a su propio peso, al colgar libremente en un pozo.

La fuerza "P"(fig.23) que actúa en la porción de tubería AB produce un esfuerzo uniformemente distribuido "S" en el área de la sección transversal "A". Para que halla equilibrio en el sistema de fuerzas aplicadas "P" es igual a la suma de los esfuerzos desarrollados:

$$P = S \times A \quad \therefore \quad S = P/A \quad (1)$$

Esta fuerza "P" a su vez produce un alargamiento de la porción de tubería AB cuya longitud llamaremos "L"; donde cada sección transversal tiene esfuerzos iguales y uniformes.

Debido a ésto se producirá una elongación uniforme "e". Esta elongación uniforme se producirá solamente si el material es homogéneo e isotrópico y su valor "ε" puede ser expresado por unidad de longitud.

$$\epsilon = e/L \quad (2)$$

Esta deformación ε es generalmente expresada en plgd. por plgd. y se le llama "deformación unitaria".

Generalmente son hechas pruebas de tensión aplicando cargas axiales a una muestra por medio de una bomba hidráulica ó cualquier otro mecanismo midiéndose la magnitud de la carga aplicada y tomando las deformaciones producidas por éstas cargas. Midiendo el área de la sección transversal se puede conocer el valor de "S", pues sabemos los valores de "P" aplicados. Las deformaciones por unidad de longitud pueden ser halladas pues conocemos "e" elongación total y "L" longitud de la muestra en éste caso AB

Conociendo los valores de los esfuerzos "S" y las deformaciones unitarias para distintos valores de las cargas "P"; entonces podemos plotear los esfuerzos(S) contra deformaciones unitarias(ε) que muestre las variaciones ocurridas como se muestra en las sgtes. figuras correspondientes a dos materiales dúctiles.

En la fig. 24 a y b se muestran las relaciones entre los esfuerzos(S) y las deformaciones unitarias(ε) para materiales dúctiles como bronce, aleaciones de acero, y aleaciones de aluminio. Al examinar éstas figuras podemos notar

ALARGAMIENTO DE TUBERIAS DE ACERO DEBIDO A SU PESO AL ESTAR SUMERGIDAS EN DISTINTOS FLUIDOS

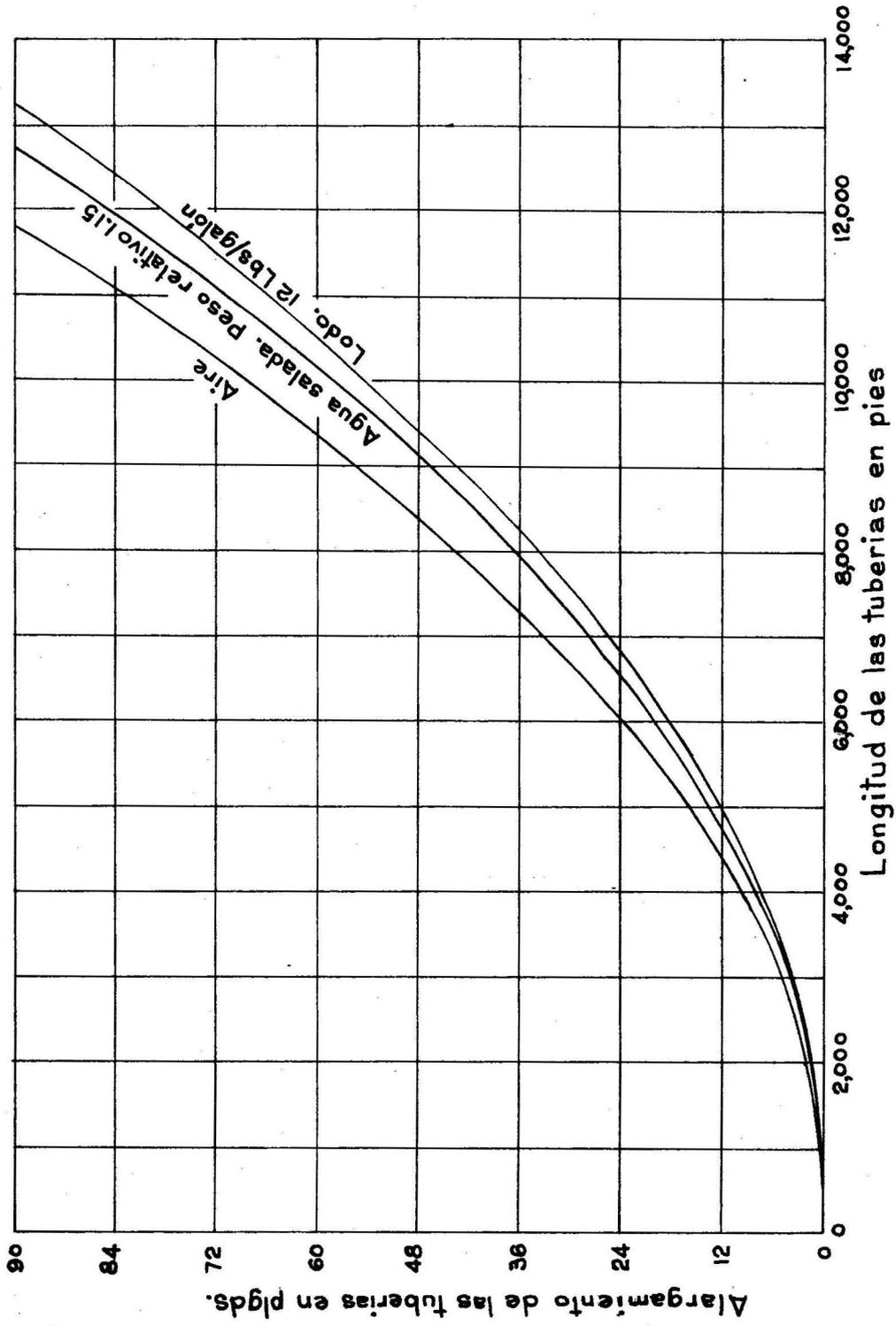


FIGURA 28

que los valores obtenidos en la parte inicial de la prueba caen aproximadamente en una línea recta; lo que nos indica que los esfuerzos son proporcionales a las deformaciones ó sea:

$$S = E \times \epsilon \quad \therefore \quad E = S/\epsilon \quad (3)$$

Esta relación entre esfuerzo y deformación unitaria se llama "Ley de Hooke".

El punto "P" en las figuras anteriores es el valor hasta el cual los esfuerzos son proporcionales a las deformaciones unitarias y se le llama "Limite de proporcionalidad" "E" es llamado "Modulo de Elasticidad ó Modulo de Young"; es una constante experimental que varía dependiendo del material.

Para obtener la elongación total sustituimos las ecuaciones (1) y (2) en (3) y despejamos "e".

$$E = \frac{PL}{Ae} \quad \therefore \quad e = \frac{PL}{AE}$$

En éste caso "e" es la elongación total de la tubería "P" es la carga axial ó peso de la tubería.

"L" es la longitud de la tubería.

"A" es el área de la sección transversal de la tubería.

La figura 25 indica la elongación normal de las tuberías debido a su propio peso cuando está suspendida ó sumergida en diferentes lodos.

(c) Esfuerzo detracción desarrollado debido a cambios de temperatura.

Cuando una tubería cuelga libremente en un pozo suspendida en la superficie y está sometida a cambios de temperatura, su longitud variará, aumentando cuando la temperatura aumenta y disminuyendo en caso que la temperatura disminuya.

EFFECTO DEL CAMBIO DE TEMPERATURA EN LA EXPANSION LINEAL DE TUBERIAS DE ACERO

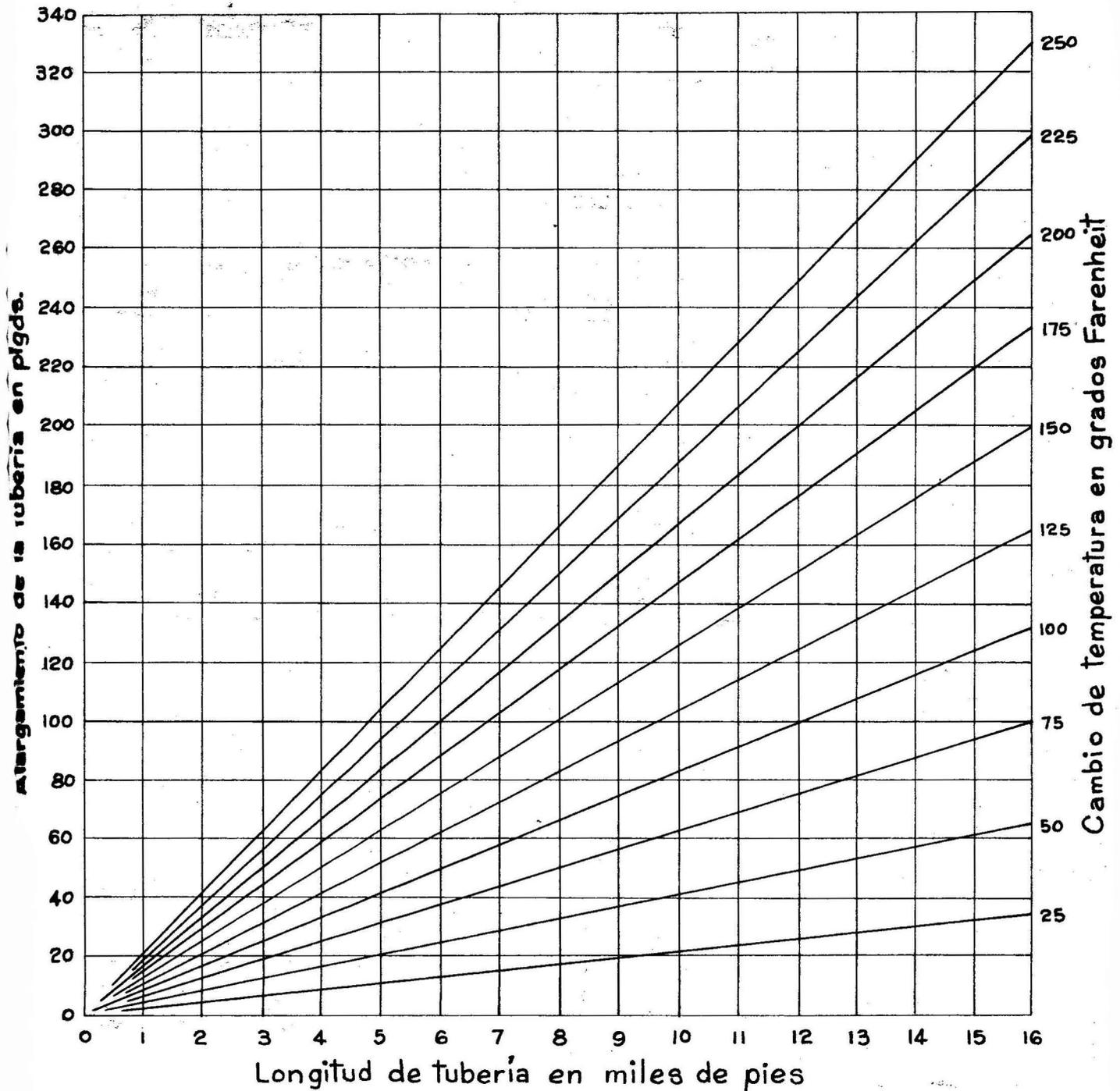


FIGURA 26

El cambio en longitud en la columna puede ser hallado por medio de la formula siguiente:

$$e = 12Lat$$

e = Variación de longitud en plgds.

L = Longitud de la tubería antes que ocurra el cambio de temperatura.

a = Coeficiente de expansión (0.0000069) para el acero)

t = Variación de temperatura en grados Fahrenheit.

Por medio del gráfico de la figura 26 podemos hallar la elongación de las tuberías debido a las variaciones de temperatura.

(d) Aplastamiento de las tuberías debido a presiones exteriores.

El aplastamiento de las tuberías es el resultado de la aplicación de presiones externas que son producidas por cargas hidrostáticas, por las presiones ejercidas por las paredes del pozo al ocurrir movimientos de las capas terrestres, ó por el desmoronamiento de las paredes en zonas no consolidadas.

Cuando la tubería es asentada para aislar alguna zona de agua, los fluidos se acumulan en el espacio anular formado por la tubería y las paredes del pozo alcanzando una elevación de varios cientos de pies sobre el extremo inferior de la tubería y muchas veces el nivel llega a la superficie. La carga hidrostática desarrollada tiende a aplastar la tubería con una fuerza que variará según la densidad del lodo. El agua fresca produce una presión de 0.433 lbs./plgd². por pié de profundidad; el agua salada que contiene 33,800 partes por millón de sal desarrollará una presión de 0.444 lbs. por plgd².

El lodo empleado en la perforación que pese 10 lbs./gal. producirá una presión de 0.520 lbs. por plgd.²/pié y el lodo de 15 lbs./gal. producirá 0.780 lbs. por plgd.²/pié. Podemos decir que en condiciones normales el lodo tiene una densidad de 1.15 y que produce una presión estática de 0.5 lbs. por plgd.²/pié de profundidad.

La experiencia ha enseñado que las presiones desarrolladas llegan a ser en muchos casos de 5,000 lbs./plgd.² en pozos de 10,000 pies de profundidad.

Cuando una tubería soporta presiones exteriores uniformes el metal está sometido a esfuerzos de compresión y según la presión aumenta, éste se contraerá uniformemente, como un cuerpo elástico, hasta que la presión llegue a un punto crítico, por sobre el cual las paredes de las tuberías se pandearán. Lo que sucede en éste caso es análogo al pandeo de las columnas y es influenciado por las fuerzas actuantes y un factor llamado "relación de esbeltez", que es igual a la relación entre el diámetro exterior del tubo (D) y el espesor de las paredes (t).

En tuberías de paredes finas cuya relación de esbeltez es mayor de 14 el esfuerzo unitario desarrollado no es un factor determinante en el fallo de la tubería, ni tampoco el tipo ó calidad del material, excepto cuando la calidad influye en el Modulo de elasticidad (E).

En tuberías de paredes gruesas cuyo valor D/t es menor de 14 las paredes elásticas del metal, son de menor consecuencia y la resistencia al aplastamiento depende de la resistencia de cesión del material.

La resistencia que oponen las tuberías a presiones externas que causen su aplastamiento ha sido causa de innumerables investigaciones llegandose a obtener la siguiente

RESISTENCIA AL APLASTAMIENTO DE TUBERIAS DE ACERO

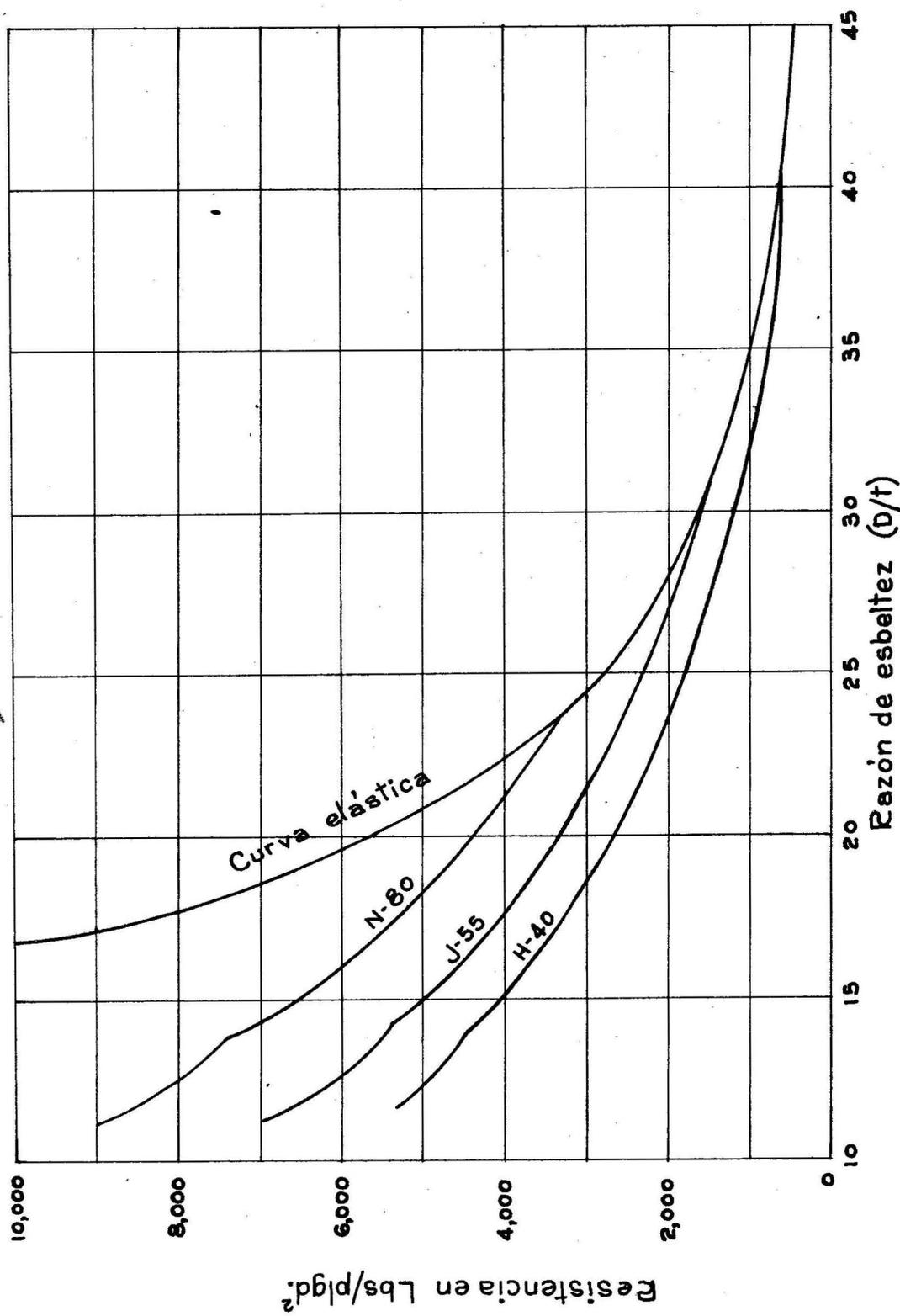


FIGURA 27

ESFUERZOS CIRCUNFERENCIALES DEBIDOS A PRESIONES INTERNAS

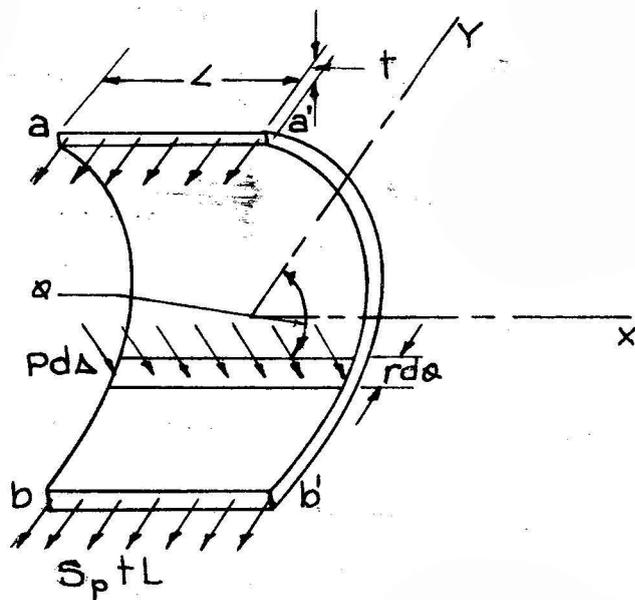
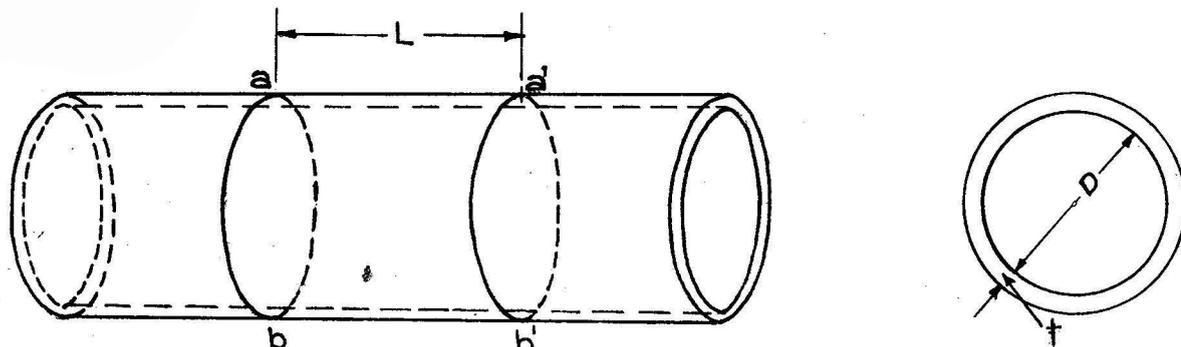


FIGURA 28

fórmula:
$$P = \frac{2E}{1-r^2} \cdot \frac{1}{(D/t)(D/t-1)^2}$$

P = Presión exterior en lbs./plgd²

D = Diámetro exterior de la tubería en plgds.

t = Grueso de la pared de la tubería en plgds.

E = Modulo de Young.

r = Relación de Poisson.

La aplicación de la formula anterior ha permitido la obtención de las curvas de la fig. 27 para distintos tipos de tuberías y diferentes valores de la "razón de esbeltez" (D/t) y de presiones exteriores.

(e) Esfuerzos desarrollados debidos a presiones internas en las tuberías.-

Presiones internas actúan muchas veces en las tuberías llegando a hacerlas estallar.

Esto ocurre cuando los fluidos son forzados dentro de las tuberías a altas presiones como sucede en la cementación de las tuberías de revestimiento.

Cuando la tubería está sometida a presiones internas se desarrollan esfuerzos circunferenciales que pueden ser determinados por medio de las ecuaciones de equilibrio.

Consideremos la fig. 27(a) correspondiente a una sección de longitud "L" de una tubería cualquiera. La presión interna que actúa en la circunferencia interior de ésta sección es balanceada por los esfuerzos en la pared "a-a'" y "b-b'" como sigue:

$$2StL = 2 \int_0^{\pi/2} p \cdot dA \cdot \cos \alpha \quad (1)$$

$$dA = r \cdot d \cdot L = D/2 \cdot L \cdot d\alpha$$

Sustituyendo el valor de dA en (1) y despejando S

$$S = \frac{PD}{2t} \int_0^{\pi/2} \cos \alpha \cdot d\alpha$$

$$S = \frac{PD}{2t}$$

$$\therefore P = \frac{2St}{D}$$

P = Presión interna en lbs./plgds²

S = Esfuerzo permisible en el acero en lbs./plgds²

t = Espesor de la pared del tubo en plgds.

D = Diametro exterior del tubo en plgds.

Practicamente se debe asumir un esfuerzo permisible no mayor que el punto de cesión del metal y muchas veces se toma un valor equivalente a la mitad ó la tercera parte del esfuerzo último de tensión.

(f) Resistencia de las juntas a tracción.-

La resistencia de la rosca por medio de la cual se unen dos tramos de tubería es generalmente menor que la resistencia a tracción de la tubería.

La eficiencia de una junta con rosca es la relación que existe entre la resistencia a tracción de la junta y la resistencia a tracción de la tubería en una sección donde el espesor de la pared no tiene rosca. Las eficiencias de las juntas en las tuberías utilizadas en pozos de petróleo oscila desde 40 hasta 100%.

El tipo común de junta con rosca puede fallar a tracción debido a la rotura del metal al comienzo de la rosca, causada por esfuerzos cortantes ó la separación de las roscas; ó por contracción de la tubería y expansión del coupling. La resistencia de la junta depende de la resistencia de cesión del metal, de la longitud de la rosca, del espesor del metal en la porción enroscada de la tubería y el coupling, y del ángulo de fricción de la rosca.

Muchas formulas matemáticas han sido desarrolladas pa-

ra calcular la eficiencia de las juntas, pero mejores resultados han sido obtenidos por medio de pruebas físicas donde las juntas son separadas a tracción.

La resistencia de las juntas pueden ser calculadas por medio de una de las formulas siguientes:

Para tuberías A.P.I. de coupling corto.

$$P = C(33.71-D) \left(\frac{1}{t - 0.07125} \neq 24.25 \right) A$$

Para tuberías A.P.I. de coupling largo.

$$P = C(25.58-D) \left(\frac{1}{t - 0.07125} \neq 24.25 \right) A$$

A = Area seccional de la tubería en plgds²

P = Resistencia de la junta en lbs./plgds²

D = Diametro exterior de la tubería en plgds.

d = Diametro interior de la tubería en plgds.

t = Espesor de la pared en plgds.

C = Constante que depende del tipo de acero usado.

Los valores de C pueden ser obtenidos por la tabla siguiente:

Tipo de acero:	Coupling corto:	Coupling largo:
F-25	33.5	
H-40	72.5	
J-55	96.5	159
N-80	112.3	185

(g) Resistencia de tuberías a las cargas de punta.-

Cuando las tuberías son asentadas en el fondo del pozo y no son soportadas por su extremo superior es posible que la tubería falle por el pandeo creado debido al efecto columnar.

Bajo tales circunstancias, si las paredes del pozo

conocidas entonces es posible calcular el esfuerzo de flexión desarrollado por medio de la formula sgte:

$$S = \frac{CE}{12R}$$

S = Esfuerzo unitario desarrollado en lbs./plgd²

C = 1/2 del diametro exterior de la tubería en plgds.

E = Modulo de elasticidad. (30x10⁶ para el acero)

R = Radio de curvatura.

(i) Esfuerzos combinados.-

En la mayoría de los casos dos ó más tipos de esfuerzos actúan simultaneamente en las tuberías de revestimiento. Por ejemplo la tubería puede estar sometida a esfuerzos de tensión debido a su propio peso al ser suspendida del cabezal de la tubería; a presiones exteriores debido a una carga hidrostática en el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo.

Los esfuerzos de tensión pueden estar combinados con esfuerzos producidos por presiones internas ó contracciones producidas por cambios de temperaturas.

En el caso de que se utilicen tuberías del mismo tamaño, peso y tipo las presiones máximas se desarrollarán en el extremo inferior y los esfuerzos máximos debidos a la tensión en el extremo superior. El esfuerzo combinado no debe ser mayor que el esfuerzo desarrollado por las presiones exteriores en el extremo inferior de la tubería.

Cuando la tubería está sometida a esfuerzos debidos a la tracción y otros debidos a las presiones exteriores que actúan en la tubería, ésta puede fallar aunque el valor del esfuerzo combinado sea menor que el valor normal del punto de cesión del metal.

La siguiente ecuación puede ser usada para calcular el

esfuerzo combinado: $S = S_c^2 + S_t^2 + 2uS_tS_c$

S = Esfuerzo de cesión.

S_c = Esfuerzo debido a presiones exteriores.

S_t = Esfuerzo debido a la tensión.

u = Relación de Poisson (0.26 para el acero).

(j) Factor de seguridad usado en el diseño de tuberías de revestimiento.

Al comenzar el desarrollo de la industria petrolera el diseño y cálculos de las tuberías de revestimiento se realizaba asumiendo que debía evitarse que sobre el metal actuarán esfuerzos mayores que la mitad del valor promedio del esfuerzo de cesión, por lo tanto era usado un factor de seguridad igual a 2.

Recientemente ha sido considerado el usar un factor de seguridad basado en la resistencia de cesión mínima del material, pudiendose entonces usar un factor de seguridad mas bajo que cuando se tomaba como base valores promedios, usandose de 1.12 a 1.15 como factor de seguridad cuando se calculan los esfuerzos debidos a presiones exteriores é interiores.

Para calcular los esfuerzos debidos a la tensión a que se somete a la tubería, se utiliza de 1.60 a 1.80 y muchas veces se toma 2.0, previendo las cargas subitas o impactos que podrán actuar en la tubería.

Debe tenerse en cuenta al usar determinado factor de seguridad, que la tubería de revestimiento debe durar por toda la vida del pozo y que debe temerse en cuenta el desgaste y la erosión que actuarán sobre ella durante el tiempo que está en servicio. Por ejemplo el desgaste tendrá lugar en la superficie interior de la tubería superficial, reduciendo el espesor de la pared y por lo tanto reduciendo

do la seguridad de la junta; lo cual se debe a la fricción de la tubería usada en la perforación con la tubería de revestimiento.

La corrosión actúa en ambas paredes reduciendo el espesor de la pared de la tubería y por lo tanto reduciendo su resistencia a la presiones que sobre ella actúan.

Como regla general se debe tomar un factor de seguridad que garantice que la tubería soportará todas las fuerzas que tiendan a hacerla fallar así como la corrosión y desgaste que sufren en servicio.

(V) CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

- 1) Proposito de la cementación
- 2) Clasificación de las cementaciones.
 - a) Cementación Primaria.
 - b) Cementación Secundaria.
- 3) Propiedades del cemento usado en cementaciones de tuberías de revestimiento.
- 4) Tipos de cementos usados.
- 5) Equipos utilizados en la cementación de tuberías.
 - a) Tapones de cementación.
 - b) Válvulas superior é inferior.
 - c) Centralizadores.
 - d) Cabezales de cementación.
 - e) Retenedores ó empaquetaduras.
 - f) Equipos para mezclar y bombear cemento.
 - g) Mezclador cónico de cemento.
- 6) Factores que influyen en el comportamiento del cemento.
 - a) Influencia de la constitución química en el tiempo de fraguado.
 - b) Influencia del exceso de agua en el tiempo de fraguado.
 - c) Influencia del lodo de perforación en las propiedades del fraguado y resistencia del cemento.
 - d) Influencia del petroleo y gas en el fraguado del cemento.
 - e) Influencia de la finura del cemento en el tiempo de fraguado.
 - f) Influencia de la temperatura en el tiempo de fraguado.
 - g) Influencia de la presión en el tiempo de fraguado.
 - h) Influencia de la edad y condiciones de almacenaje en el tiempo de fraguado del cemento.

1) Proposito de la cementación de las tuberías de revestimiento.

La cementación de un pozo de petroleo consiste basicamente en el desplazamiento de cemento por medio de bombas moviendose dicho cemento por la tubería de revestimiento hacia abajo y luego subiendo por el espacio anular formado por la tubería de revestimiento y la pared del pozo, donde se deja endurecer el tiempo necesario y así cerrar éste espacio anular. Esta operación es llevada a cabo actualmente en todos los pozos de petroleo perforados y requiere la utilización de equipos especiales y personal experimentado para su ejecución, dependiendo la producción futura del pozo de la calidad del trabajo de cementación ejecutado.

La cementación del pozo persigue los propositos sgtes:

- 1- Sellar el espacio entre la tubería de revestimiento y la formación.
- 2- Proteger la zona productora de petroleo.
- 3- Aislar otras zonas como son aquellas que contienen agua potable.
- 4- Evitar que el pozo explote debido apresiones altas en zonas recubiertas por la tubería de revestimiento.
- 5- Proteger la tubería de revestimiento contra la corrosión que producen ciertos fluidos.
- 6- Evitar la contaminación de zonas que contienen agua potable que puede ser usada para uso doméstico.

Se pueden clasificar las operaciones de cementación en dos grupos: "Primaria" y "Secundaria".

EQUIPOS PARA MEZCLAR Y BOMBLEAR CEMENTO

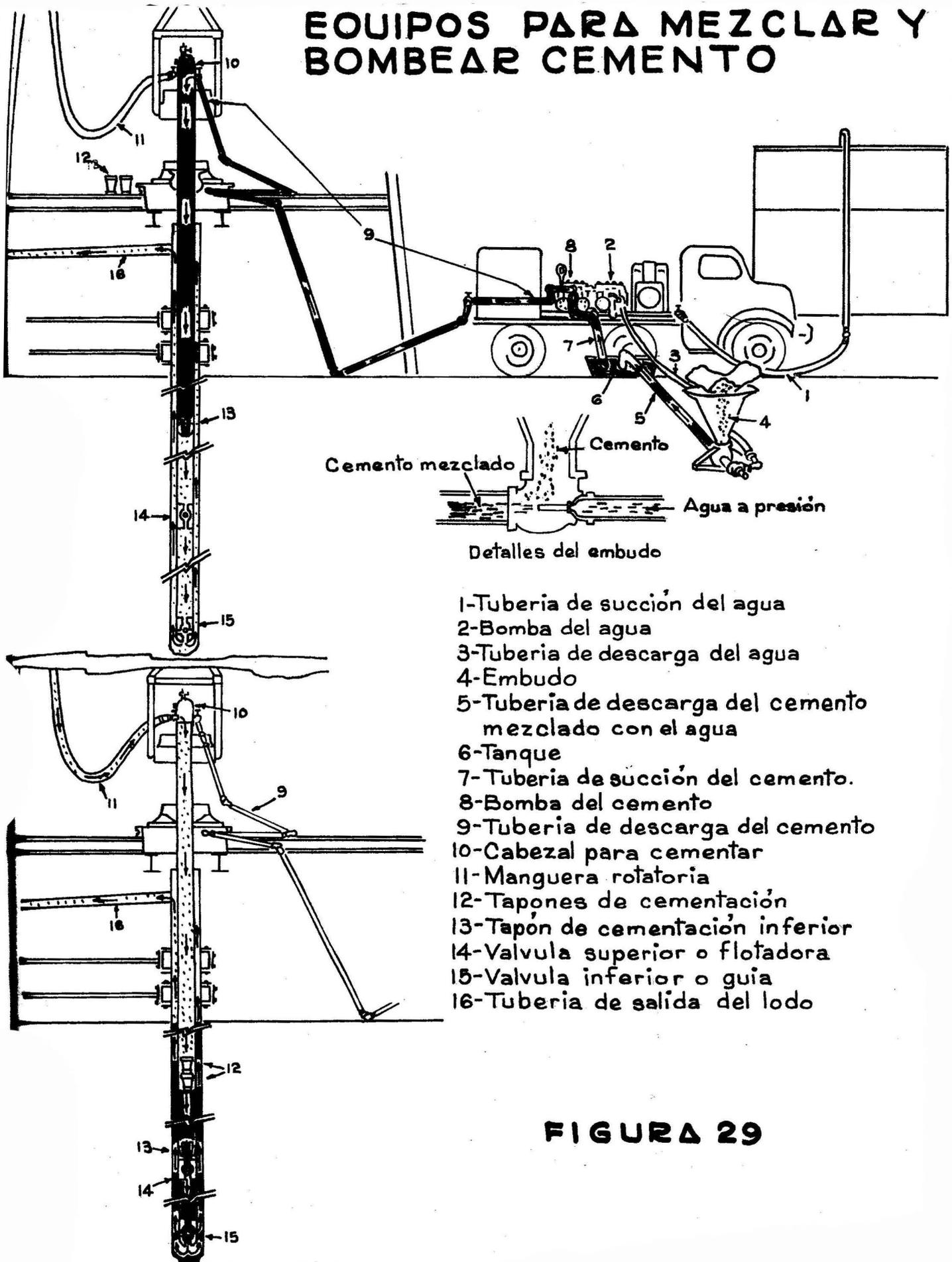


FIGURA 29

a) Cementación Primaria.-

Se incluyen en éste grupo las cementaciones realizadas debido a pérdidas en la circulación del lodo utilizado en la perforación cuando encuentra zonas de gran permeabilidad y la cementación de las tuberías de revestimiento después que las zonas productoras han sido localizadas.

Podemos decir que la cementación primaria abarca todas aquellas operaciones de cementación que son realizadas inmediatamente después que se ha perforado hasta una profundidad determinada y se ha bajado la tubería de revestimiento correspondiente.

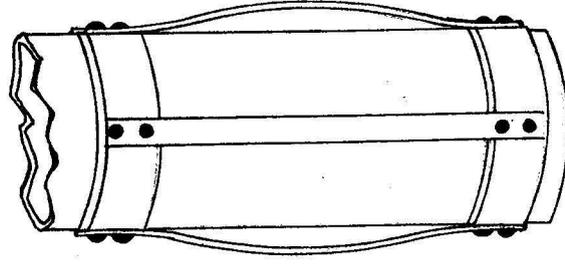
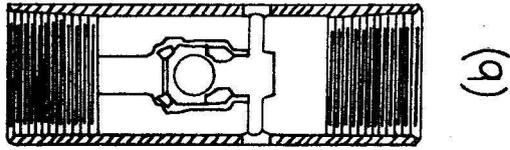
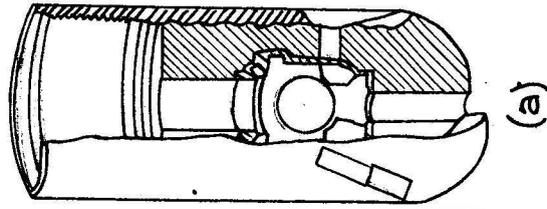
Como ya se explicó en el capítulo anterior en los pozos perforados con equipos rotatorios se utilizan generalmente 3 tipos diferentes de tuberías de revestimiento:

- 1- Tuberías de revestimiento superficial: Protege las zonas de agua potable; y evita el desmoronamiento de las paredes superiores del pozo facilitando el control de la perforación en su fase inicial.
- 2- Tubería intermedia: Es colocada por el interior de la tubería superficial para proteger las paredes del pozo. Muchas veces son colocadas varias tuberías de éste tipo.
- 3- Tubería productora: Es la tubería de completación del pozo y a través de ella es que el petróleo fluye a la superficie.

Las operaciones realizadas en la cementación de cualquiera de éstas tuberías de revestimiento son similares. Las tuberías son asentadas a la profundidad indicada y cementadas según se muestra en la figura 29; soldados ó enroscados a la tubería de revestimiento se colocan una serie de equipos como son: Válvulas, tapones, centralizadores y limpiadores de las paredes; unidos todos a las tuberías.

VALVULAS

CENTRALIZADOR



FIGURAS 30 (a) y (b)

FIGURA 31

Las válvulas son dos: Superior é inferior y sus funciones principales son dejar pasar el cemento en una sola dirección. La válvula inferior tiene forma redondeada y es enroscada al extremo inferior de la tubería de revestimiento y sirve además para guiar o dirigir la tubería al ser bajada en el agujero. La válvula superior es colocada varios pies por encima del extremo inferior de la tubería y permite que el cemento solo fluya en una dirección y reduce el peso de la tubería al ser colocada en el pozo por lo que se le llama también válvula flotadora. (Ver fig. 30)

Los Centralizadores son usados para mantener en posición correcta la tubería según se muestra en la fig. 31, lo cual permite que el cemento llene uniformemente el espacio anular alrededor de la tubería de revestimiento.

Los limpiadores de pared (Scratchers) son usados para remover la capa de lodo que se adhiere a las paredes del pozo durante su perforación.

b) Cementación Secundaria.-

La operación más común dentro de los trabajos de cementación es llamada "Squeeze job". Físicamente éste proceso consiste en aplicar presión hidráulica para forzar el cemento a pasar a determinadas formaciones a través de perforaciones hechas en la tubería de revestimiento. Esta operación generalmente requiere altas presiones y es llevada a cabo a través de una empaquetadura colocada por encima del punto donde el cemento debe pasar a la formación.

Este tipo de cementación se utiliza en los casos siguientes:

- 1- Cuando la relación gas-petroleo es alta.
- 2- Cuando hay exceso de agua en la formación.
- 3- Para cerrar los salideros de las tuberías de revestimiento.
- 4- En casos de cementaciones primarias deficientes.

5- Para evitar el paso de fluidos desde zonas de alta presión a zonas de baja presión.

Otra operación considerada como cementación secundaria consiste en taponear los pozos usando cemento.

Simplemente consiste en colocar un tapón de cemento a una profundidad determinada en el pozo y dejarlo endurecer. Esta operación se realiza cuando en el fondo del pozo perforado se encuentra una zona productora de agua ó tambien para reducir la profundidad del pozo y obtener el petroleo de formaciones más altas.

3) Propiedades del cemento usado en cementaciones de tuberías de revestimiento.

Los materiales básicos con que se fabrica el cemento utilizado en éstos trabajos son los mismos con que se fabrica el cemento utilizado en las construcciones.

El cemento es fabricado por un proceso en que se mezcla "cal" con "arcilla", la cual está compuesta principalmente de silica, cal, alumina y oxido de hierro. Estos productos son molidos y pasados a traves de un horno rotatorio donde son calcinados y convertidos en un material llamado "clinker".

Durante el proceso de pulverización se le añade oxido de calcio (CaO) ó yeso para controlar el tiempo de asentamiento ó fraguado del cemento.

El cemento usado actualmente puede estar sometido a temperaturas que oscilarán desde 80 grados Fahrenheit en pozos poco profundos hasta 400 grados Fahrenheit en aquellos pozos cuya profundidad es de 18,000 pies. Esta es la razón por la cual un solo tipo de cemento no se puede emplear en las cementaciones de pozos que tienen diferentes profundidades lo cual obliga la utilización de diferentes tipos de cementos cuyo uso dependerá de las condiciones de presión y

temperatura encontrada en cada pozo.

Todo cemento al ser mezclado con agua debe tener una serie de propiedades de las cuales solo haremos mención de dos de ellas. El tiempo de fraguado ó sea el tiempo que tarda el cemento en endurecer es la primera y más importante propiedad a considerar. El cemento debe permanecer en forma de fluido el tiempo suficiente para permitir su bombeo a través de la tubería de revestimiento y luego hacia arriba por el espacio anular formado por la tubería de revestimiento y la pared del pozo.

Segundo; el cemento despues de ser bombeado en el pozo y fraguar en un periodo de tiempo razonable debe tener la suficiente resistencia que permita la continuación de las operaciones de perforación.

Datos obtenidos de la práctica nos indican que una resistencia en compresión de 500 lbs./plgd.² es necesaria para la continuación de las operaciones de perforación.

4) Tipos de cementos usados.-

En la cementación de pozos de petroleo se utilizan diferentes tipos de cementos, principalmente Portland; cuyo uso depende de las condiciones que prevalezcan en el pozo. Estos cementos se diferencian principalmente en su composición química y en el grado de finura conque han sido molidos; propiedades éstas que influyen en el tiempo de endurecimiento del cemento y en la resistencia que llegará a desarrollar.

El cemento utilizado en la cementación de las tuberías de revestimiento al ser mezclado con una cantidad de agua indicada debe tener un alto grado de fluidez y mantenerla el tiempo que dure su bombeo dentro del pozo. Despues debe endurecerse y formar una masa densa, impermeable, sin pérdida de volumen, resistente a la compresión y resistir la desintegra-

ción que ocasionan los sulfatos alcalinos frecuentemente encontrados en las aguas subterráneas.

Al seleccionar el tipo de cemento que va a ser usado debe elegirse entre una docena ó más de diferentes tipos de cementos y tomar aquel tipo que tenga las cualidades deseadas debidas a las condiciones que se presentan en el pozo en que éste cemento será utilizado.

En muchos casos el tipo de cemento Portland empleado corrientemente en construcción puede ser utilizado basandonos en las especificaciones y métodos de pruebas recomendados por la Sociedad Americana para pruebas de Materiales(A.S.T.M.).

Debemos hacer la aclaración que las especificaciones dadas por la A.S.T.M. no son apropiadas para ser tomadas con exactitud al ser usado éste cemento en las operaciones corrientes debido a que el cemento será sometido a temperaturas y presiones mayores que las que corrientemente actuarán sobre él al ser utilizado en trabajos de construcciones en la superficie. Además se mezclará con mayor porcentaje de agua y será sometido a mayor agitación al ser utilizado en operaciones petroleras.

El Instituto Americano del Petroleo clasifica el cemento en 6 clases diferentes, que son:

Clase "A": Para ser usado hasta 6,000 pies de profundidad siempre que propiedades especiales no sean requeridas.

Clase "B": Para ser usado hasta 6,000 pies de profundidad. Este cemento tiene propiedades que resisten la acción de los sulfatos.

Clase "C": Para ser usado hasta 6,000 pies de profundidad. Este tipo de cemento desarrolla rapidamente una gran resistencia.

Clase "D": Para ser usado hasta 12,000 pies de profundidad siempre y cuando existan temperaturas y presiones moderadas.

Clase "E": Para ser usado hasta 14,000 pies de profundidad cuando existan temperaturas altas.

Clase "F": Para ser usado hasta 16,000 pies de profundidad, cuando existan temperaturas y presiones extremadamente altas.

Varias autoridades sobre operaciones petroleras sugieren que todos los cementos utilizados en trabajos de perforación de pozos de petróleo pueden ser clasificados en 4 grupos, basándose ésta clasificación principalmente en las diferencias de los tiempos de endurecimiento de los cementos.

El cemento clasificado en éstos grupos puede ser alterado añadiéndole agentes retardadores ó aceleradores del tiempo de endurecimiento.

Los grupos son clasificados de la manera sgte:

Grupo I- Cementos que desarrollan rápidamente alta resistencia, no son siempre resistentes a los sulfatos, deben ser usados para cementaciones de pozos de poca profundidad, así como cementaciones de tuberías de revestimiento superficiales.

El tiempo de endurecimiento de tales cementos es usualmente de 1 hora, tienen un alto contenido de silicato tricálcico(60 a 70%).

Estos cementos son capaces de desarrollar una resistencia a la tracción de 500 a 700 lbs./plg². después de haberlos dejado endurecer 3 días a una temperatura de 150°F.

Grupo II- Comprenden éste grupo los cementos de construcción. Estos cementos tienen un tiempo de endurecimiento que oscila entre 1 hora 20 min. hasta 2 horas 30 min. Generalmente contienen alto porcentaje de aluminato tricálcico por lo que son fácilmente atacados por los sulfatos de las aguas subterráneas. Desarrollan una resistencia a la tracción de 500 a 800 lbs./plgd² después de dejarlos endurecer 3 días a 150°F. Agentes aceleradores pueden ser usados con éstos tipos de cementos para acelerar el tiempo de endurecimiento de los mismos.

Grupo III- Pertenecen a éste grupo aquellos cementos que tienen un tiempo de endurecimiento ó fraguado que oscila desde 1 hora 40 min. hasta 2 horas 20 min. Son utilizados en todas las operaciones de cementación excepto en pozos de mucha profundidad donde altas temperaturas pueden ser encontradas. Contienen bajo porcentaje de aluminato tricálcico por lo que son resistentes a los sulfatos. Estos cementos desarrollan una resistencia a la tracción de 400 a 650 lbs./plgd² después de 3 días a una temperatura de 150°F.

5) Equipos utilizados en la cementación de tuberías.

Una gran variedad de equipos y herramientas han sido diseñados para facilitar la operación de cementación de los de petróleo. Entre éstas herramientas las más importantes son: Tapones de cementación:

Estos tapones son usados para la cementación de los pozos por el método convencional ó sea bombeando el cemento a través de la tubería de revestimiento y manteniéndolo entre dos barreras formadas por dichos tapones.

TAPONES DE CEMENTACION

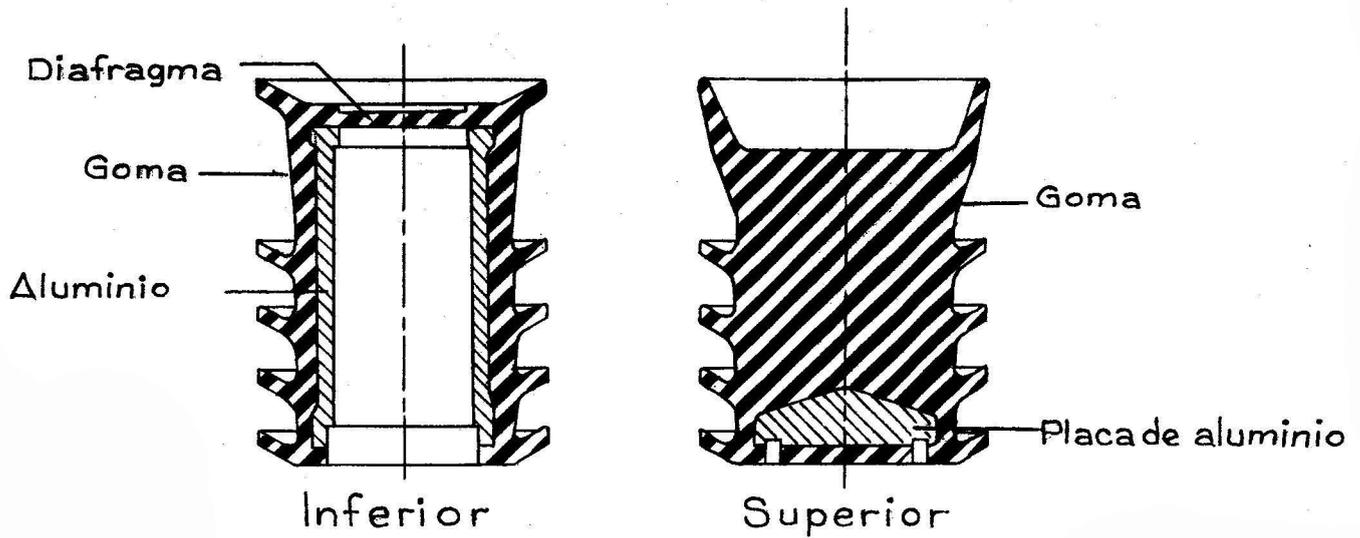


FIGURA 32

CABEZAL DE CEMENTACION

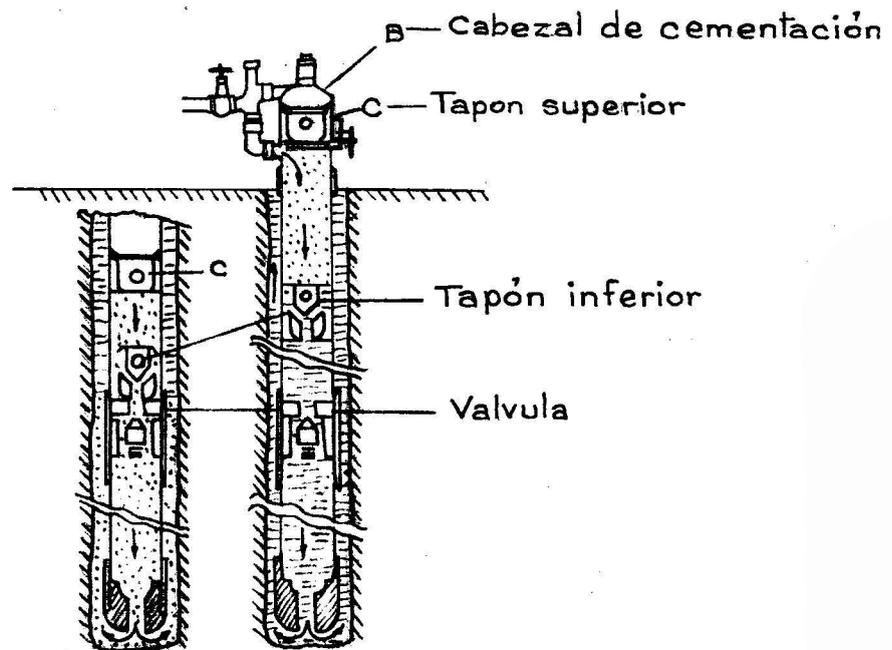


FIGURA 33

Estos tapones son contruidos interiormente por una estructura de aluminio recubierta exteriormente por goma. Otros tipos más primitivos son contruidos de madera dandoseles las dimensiones deseadas.

En la figura 32 se muestran las diferentes formas de los tapones superior é inferior usados en las cementaciones de las tuberías de revestimiento por el método convencional; diseñado cada uno para cumplir los requerimientos de una operación determinada.

Válvulas superior ó flotadora é inferior ó guía.

La válvula inferior ó guía es usada principalmente para proteger la parte inferior de las tuberías de revestimiento contra la deformación y desgaste. El tipo comunmente usado tiene forma redondeada en su extremo inferior y generalmente es enrroscada al extremo inferior de la tubería de revestimiento.

Al bombear el cemento usando dos tapones el primero de ellos será detenido al llegar a la válvula superior pero el cemento pasará por el agujero que dicho tapón tiene en el centro hasta que el tapón superior llegue a descansar sobre el inferior. Despues que el cemento se ha asentado los tapones son barrenados.

La fig. 30 es una válvula flotadora que permite el paso del fluido en una sola dirección ó sea hacia abajo; sí la presión del fluido por debajo de la válvula llega a ser mayor que la presión del cemento al ser bombeado, entonces la munición que tiene el flotador subirá hasta llegar al asiento cerrando el agujero por donde el fluido puede regresar, entrando nuevamente en la tubería de revestimiento. Esta munición tiene que ser más liviana que el fluido con el cual estará en contacto; generalmente es hecha de bakelita.

La válvula flotadora se coloca en la tubería de revesti-

miento 1 ó 2 tramos de tubos por encima de la válvula guía, en cuyo caso quedarán dichos tramos de tubos llenos de cemento que puede ser barrenado despues de haber fraguado.

Centralizadores.

Al cementar tuberías de revestimiento se debe tratar que las tuberías sean concéntricas con las paredes del pozo, de ésta forma el espacio anular entre la tubería y las paredes del pozo será igual en todos sus puntos.

Para lograr éste fin se utilizan "centralizadores" que consisten en una serie de muelles curvos unidos en cada extremo por un collar el cual a su vez se suelda exteriormente a la tubería a la tubería de revestimiento según se muestra en la fig. 31.

Cabezales de cementación.

Para facilitar las operaciones de cementación cierto tipo de cabezal debe ser utilizado para conseguir mayor protección contra las presiones altas y pueda ser desenganchado rapidamente de la tubería de revestimiento para colocar los tapones que controlan el flujo del cemento bombeado.

La fig. 33 muestra un cabezal usado para facilitar la introducción del tapón superior en la tubería de revestimiento sin tener que desconectar el cabezal de la tubería. Este cabezal es de mayor longitud que el tipo común usado, y por medio de un tornillo el tapón es sujetado en su parte superior hasta que se desee dejarlo caer en la tubería de revestimiento. Por medio de válvulas la presión es igualada por encima y debajo del tapón que de ésta forma bajará por la tubería de revestimiento.

Despues que todo el cemento ha entrado en la tubería el tapón es libertado e inmediatamente se bombes lodo utilizado en la perforación o agua para hacer bajar el cemento a lo

RETENEDOR O EMPAQUETADURA

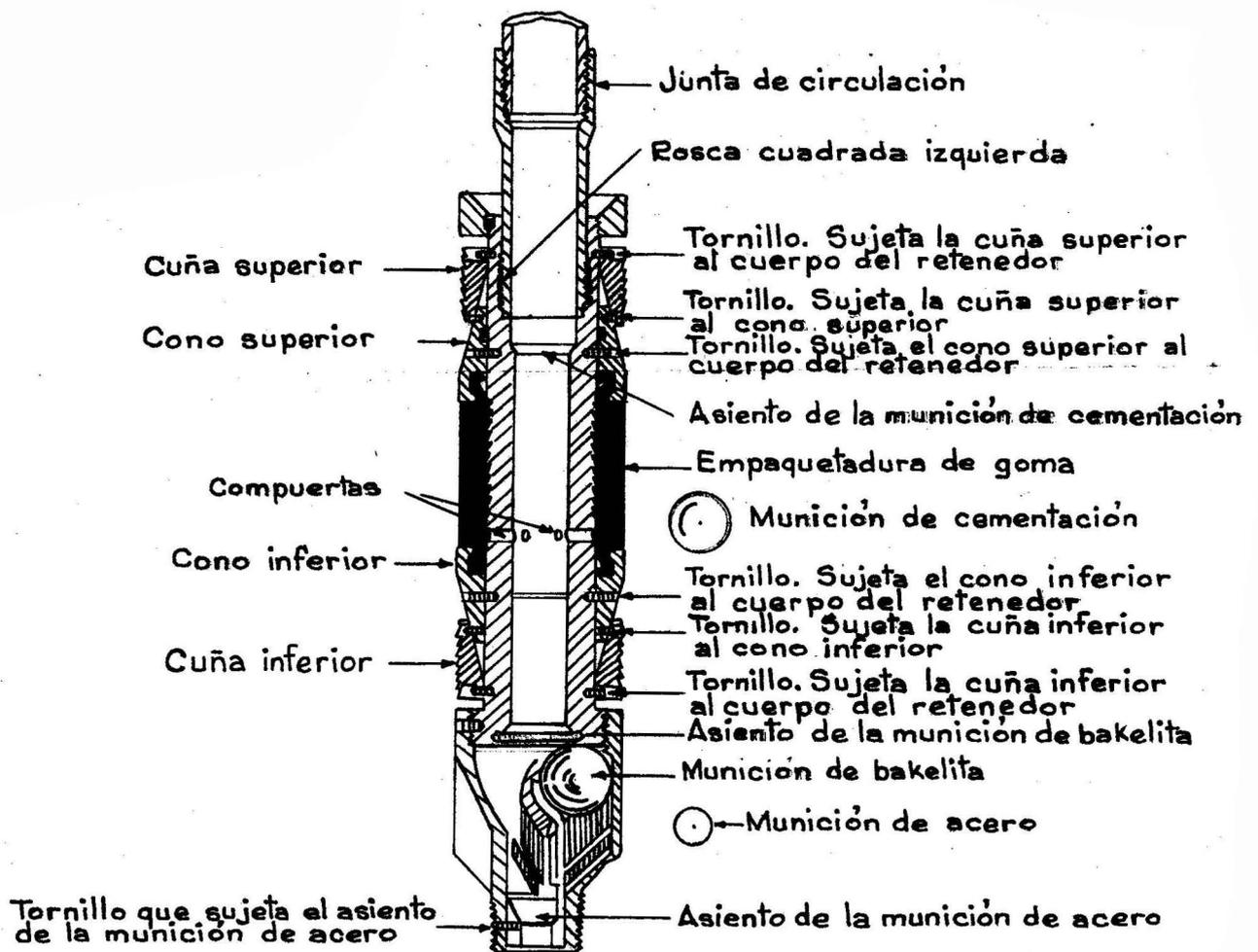


FIGURA 34

largo de la tubería.

Retenedores ó empaquetaduras.

En muchas operaciones de cementación de pozos en que el petróleo se bombea a través de una columna auxiliar de tubos es necesario tener alguna forma de cerrar el espacio anular entre el tubo auxiliar y la tubería de revestimiento que lo rodea. Esta es la razón por la cual retenedores ó empaquetaduras de cierto diseño especial deben ser usadas.

Los retenedores están constituidos esencialmente por una empaquetadura que puede ser barrenada, en la parte inferior de la cual lleva una válvula.

En el cuerpo del retenedor que siempre es cilíndrico se coloca una empaquetadura de goma entre anillos de plomo cuya función al expandirse consiste en cerrar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería por medio de la cual el retenedor es bajado al pozo. Dos juegos de cuña de hierro son colocadas encima y debajo de la empaquetadura cuya función es mantener el retenedor firmemente contra las paredes interiores de la tubería de revestimiento.

La fig.34 presenta una sección de uno de los varios modelos de retenedores usados en operaciones de cementación.

Esta herramienta se opera de la forma sgte:

Colocada en el extremo inferior de una tubería auxiliar es bajada hasta el punto donde se desee cerrar el espacio anular entre la tubería auxiliar y la tubería de revestimiento. Después de estar en el lugar requerido se deja caer una munición de acero desde la superficie que pasará a través del agua o fluidos empleados en la perforación que se encuentren dentro de la tubería auxiliar y se detendrá en un asiento cónico que se encuentra en la parte inferior del retenedor, cerrando la salida de la tubería a todo fluido que descienda por ésta.

La bomba de circulación que está conectada a la tubería se hace funcionar lentamente para así aumentar la presión del fluido gradualmente dentro del retenedor. Según la presión aumenta el fluido bombeado es forzado a través de varias compuertas que tiene el retenedor detrás de la empaquetadura, la cual es obligada a expandirse hasta que presiona contra la pared interior de la tubería de revestimiento cerrando el espacio anular entre la tubería y el retenedor. Al continuar aumentando la presión la empaquetadura sufre cierta elongación sometiendo a esfuerzos cortantes a los tornillos que sujetan las cuñas superiores con los conos que les sirven de soporte llegando a partirlos (ver fig. 34). Al partirse los tornillos, las cuñas son forzadas hacia afuera contra la pared interior de la tubería de revestimiento. Si continua aumentando la presión, el tornillo que sujeta el asiento donde se apoya la munición de acero se parte permitiendo que la munición y el asiento se separen del retenedor y caigan dentro del pozo. Al cesar la presión que actuaba sobre la munición de bakelita permite a ésta subir hasta el asiento que le sirve de soporte.

Después se levanta desde la superficie la tubería a la cual está sujeta el retenedor obligando a las cuñas superiores a agarrar firmemente contra las paredes de la tubería de revestimiento y evitando que la empaquetadura pueda moverse hacia arriba posteriormente. Según el esfuerzo hacia arriba aumenta el cuerpo del retenedor se mueve en la misma dirección por la parte interior de éste, sometiendo a esfuerzos cortantes los tornillos que sujetan entre sí a los conos y a las cuñas inferiores los cuales al romperse empujan a las cuñas contra la pared interior de la tubería de revestimiento evitando cualquier movimiento hacia abajo del retenedor. Si se

continua halando el tubo hacia arriba la empaquetadura será comprimida longitudinalmente y se expansionará lateralmente apoyandose firmemente contra las paredes de la tubería de revestimiento cerrando completamente el espacio anular entre el retenedor y la tubería de revestimiento.

Al tramo de tubería que conecta el retenedor con la tubería auxiliar se le llama "junta de circulación" y está formada por un cilindro que se introduce alrededor de un mandril tubular. Este cilindro tiene en su extremo inferior cerca del mandril una válvula que se abre cuando el mandril es halado hacia arriba por dentro del cilindro permitiendo al fluido que es bombeado por la tubería pasar a través de la junta de circulación hacia el espacio anular entre la tubería auxiliar y la tubería de revestimiento. Al cesar el esfuerzo a que se somete la tubería desde la superficie, la válvula cierra y el fluido pasa hacia abajo por la tubería saliendo por el retenedor.

Después que el retenedor ha sido asentado y el cemento mezclado hay que asegurarse que la válvula de la junta de circulación está cerrada para así poder empezar a bombear. Primeramente se bombea agua ó lodo de perforación para tener la seguridad que la tubería no está obstruida y después se bombea el cemento que al pasar a través del retenedor no puede regresar al tubo debido a que la munición de bakelita cierra la válvula según se indica en la fig. 34 en caso que la presión de la bomba no se mantenga continuamente. Para evitar cualquier posibilidad que la válvula que tiene la munición de bakelita no cierre debido a la presión hidrostática se utiliza una segunda munición llamada "munición de cementación" la cual es dejada caer dentro de la tubería en los momentos en que se esté acabando el cemento que se debe bombear. Esta munición cierra la entrada superior del retenedor aumen-

tando rapidamente la presión; la tubería es bajada abriendo-se la válvula en la junta de circulación y permitiendo al residuo de cemento que queda en la tubería pasar al espacio anular entre la tubería auxiliar y la de revestimiento. La tubería auxiliar despues es girada 15 o más veces hacia la derecha para desenroscar el mandril de la junta de circulación. Despues la tubería auxiliar y la junta de circulación pueden ser sacadas del pozo dejando el retenedor sujeto a la tubería de revestimiento. Despues que el cemento se ha endurecido el retenedor puede ser barrenado pues siempre es construido de un material apropiado para éste propósito.

(f) Equipo para mezclar y bombear cemento.

El equipo utilizado en las operaciones petroleras para mezclar y bombear el cemento debe cumplir su cometido de una forma rapida y eficiente. Muchas veces varias toneladas de cemento son usadas en una sola operación por lo que es necesario que el cemento sea mezclado y bombeado a su posición en el pozo lo más rapido que sea posible, siendo en éste caso necesario el uso de un equipo de gran capacidad.

Varios equipos y métodos son usados para mezclar el cemento. La forma más primitiva es la mezcla del cemento a mano. Para éste se necesita un grupo de 4 a 6 hombres distribuidos alrededor de planchas metálicas ó cajas de madera cuyas dimensiones son 10 pies de largo, 6 de ancho, y 2 de profundidad. Usando azadas éstos hombres mezclan el cemento al echarsele el agua dentro de las cajas de madera.

Dos bombas reciprocantes montadas sobre un camión son usadas para forzar el cemento dentro del pozo a traves de la tubería. Una de las bombas es de baja presión, alcanzando 250 lbs./plgd.² y la otra es de alta presión diseñada para

bombear hasta a 1000 lbs./plgd²

Las líneas de succión de las bombas están conectadas a un distribuidor para que cada una pueda tomar cemento de un pequeño tanque situado debajo de las cajas donde se ha mezclado el cemento. La medida del agua que se utiliza para mezclar el cemento se hace por medio de un metro medidor de agua ó usando un tanque cuya capacidad es conocida. El agua debe ser tomada por una de las bombas para darle la suficiente presión y forzarla a pasar a través de una manguera y una tobera y mezclarse con el cemento que es echado en las cajas donde los hombres lo pueden mezclar rápidamente.

Generalmente el cemento después de mezclado es tomado por la bomba de baja presión pero sí por alguna razón se necesita una presión mayor de 250 lbs./plgd² entonces la bomba de alta presión es puesta en servicio.

Las conexiones que se hagan al cabezal de la tubería de revestimiento deben ser flexibles para así poder bajar ó levantar la tubería de revestimiento en caso necesario.

Muy importante es el tiempo empleado en la introducción del tapón de cementación en la tubería de revestimiento por lo que se debe seleccionar un tipo de cabezal que permita realizar ésta operación rápidamente.

Las compañías dedicadas a la cementación de pozos de petróleo poseen camiones, cada uno de los cuales lleva todo el equipo necesario (ver fig. 29) que será utilizado en la cementación y manejado por operarios entrenados y especializados en el trabajo que han de realizar. Los camiones llevan montadas dos bombas reciprocantes movidas por vapor ó por motores de combustión interna. Estas bombas pueden descargar el cemento al pozo con una presión máxima de 3,000 lbs./plgd². El equipo consta también de un tanque usado para medir el cemento que se bombeará en el pozo, un mezclador cónico que inyecta

un chorro de agua al cemento que es echado por un embudo y además todas las tuberías y mangueras necesarias para conectar todas las partes del equipo. El tanque medidor además de medir el agua que se va a mezclar con el cemento se utiliza también para medir el agua que se bombeará para desplazar el cemento a lo largo de la tubería de revestimiento. El cemento que se utiliza en cementaciones de pozos de petróleo es envasado en sacos que cuando van a ser utilizados son colocados en algún lugar preparado para éste propósito cerca del pozo. Como el tanque medidor está dividido en dos partes cada bomba es conectada a un compartimiento; de ésta forma una de las bombas puede llenar uno de los compartimientos con cemento, lodo utilizado en la perforación, ó agua mientras la otra bombea cualquiera de éstos líquidos al pozo tomándolos del segundo compartimiento. Por medio de un sistema adecuado de válvulas se puede cambiar las conexiones de un compartimiento al otro rápidamente. Las bombas pueden también ser operadas en serie; la succión de la de alta presión conectada a la descarga de la de baja presión para así aumentar la presión del cemento que se bombea al pozo. En los pozos profundos las bombas se conectan en ésta forma para poder vencer la fricción con la tubería y lograr colocar el cemento en el lugar indicado.

(g) Mezclador cónico de cemento.-

Para mezclar rápidamente el cemento con agua comunmente se utiliza éste tipo de mezclador según se muestra en la fig. 29. Al ser utilizado se coloca en tierra a un lado del camión de cementación. El mezclador esta formado por un embudo dentro del cual el cemento es echado. Este embudo se conecta a un tubo horizontal a través del cual un chorro de agua es forzado por medio de las bombas o por

presión hidrostática y mezclada con el cemento pasa al tanque medidor, de donde es tomado por la otra bomba e inyectado en el pozo.

(6) Factores que influyen en el comportamiento del cemento.--

El tiempo que tardará en fraguar el cemento utilizado en la cementación de los pozos de petróleo es influenciado por muchos factores, los más importantes son: La composición química, el porcentaje de agua usada para mezclar el cemento, la temperatura, la presión, edad del cemento, condiciones en que ha sido almacenado, y el grado de finura en que las partículas de cemento son molidas. Las propiedades del fraguado son también alteradas por la acción de las aguas subterráneas que contienen ciertas sales disueltas y por la presencia de petróleo o gas.

(a) Influencia de la constitución química del cemento en el fraguado.--

Desde el punto de vista químico el fraguado del cemento es influenciado por las proporciones de alumina y óxido férrico que éste contenga. Mientras más alto sea el porcentaje de éstos constituyentes del cemento más alto será su fraguado. Si el contenido de sílice es alto el fraguado se llevará a cabo lentamente. Los cementos que fraguan rápidamente contienen generalmente altos porcentajes de aluminato tricálcico. Cantidades de yeso menores del 2% retardarán el fraguado pero cantidades mayores harán que el cemento frague rápidamente.

(b) Influencia del exceso de agua en el tiempo de fraguado.--

Si el cemento se mezcla con una cantidad excesiva de agua el tiempo de fraguado se prolongará, si el cemento es

INFLUENCIA DEL PETROLEO Y GAS EN EL FRAGUADO DEL CEMENTO

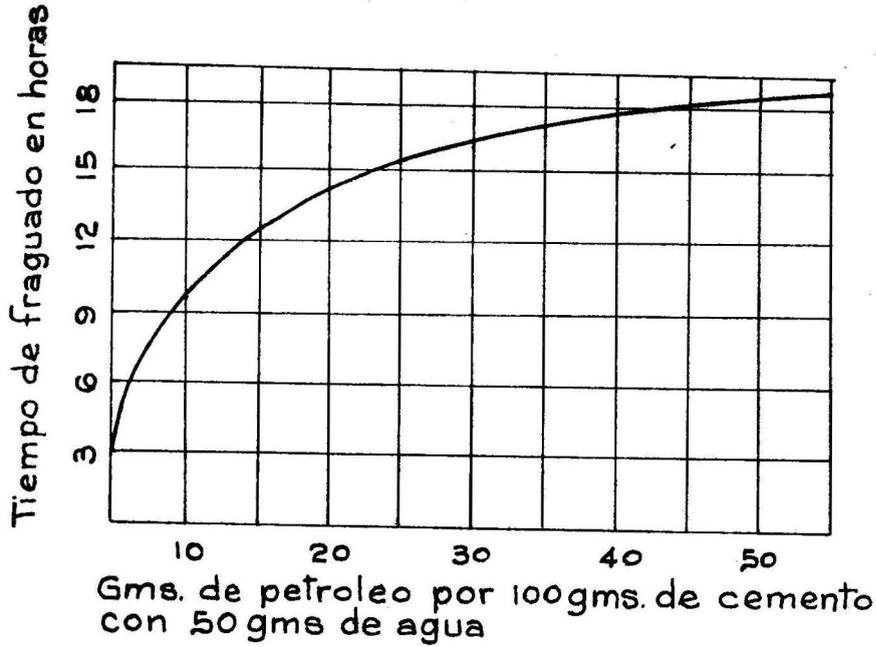


FIGURA 35

EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL FRAGUADO DE UNA MEZCLA CON 40% DE CEMENTO

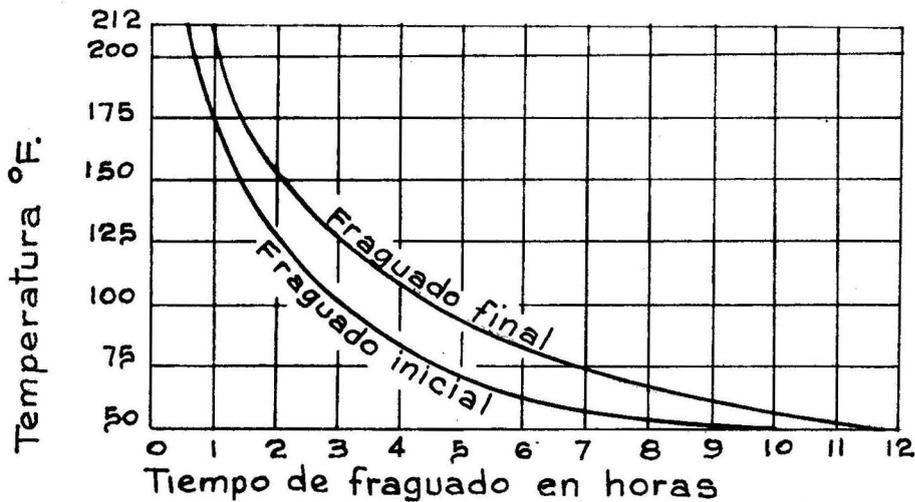


FIGURA 36

tisfactoriamente cuando está contaminado con una cantidad considerable de lodo. La mezcla será coherente e impermeable pero de poca resistencia. Briquetas hechas de una mezcla con igual partes de lodo con una gravedad específica de 1.2 y una lechada de cemento que contenga 50% de cemento seco al ser sometidas a pruebas ha dado una resistencia de 97 lbs. por plgd. cuadrada despues de dejarse fraguar durante 10 dias. Al hacer la prueba con el cemento puro sin tener lodo se ha obtenido una resistencia a compresión de 2,210 lbs./plgd²

Los lodos de perforación que han sido tratados con agentes químicos para controlar su viscosidad y otras propiedades han demostrado ejercer mayor influencia en el fraguado y resistencia del cemento que los lodos que solamente contienen arcilla y agua. La adición de 5% ó más de carbón vegetal al cemento despues de mezclado con agua reduce los efectos perjudiciales de la contaminación con el lodo.

(d) Influencia del petroleo y gas en el fraguado del cemento.-

La mezcla del petroleo con el cemento no evitará que el cemento frague, siempre que haya suficiente agua que hidrálize el material, pero sí prolongará el tiempo de fraguado del cemento. la fig. 35 nos muestra el efecto del petroleo al mezclarse con el cemento común utilizado en la cementación de pozos.

La presencia de gas en el fondo del pozo crea una agitación violenta del cemento evitando muchas veces que éste frague. Pequeñas cantidades de gas continuamente suministrado creará poros en el cemento que serán despues conductos por donde pasará el agua.

Si el pozo produce gran cantidad de gas entonces es necesario mantener cierta presión durante la cementación para así evitar la entrada del gas al pozo y se mezcle con el

cemento. Bombeando lodo de perforación a cierta presión se evitará la entrada del gas y la cementación podrá llevarse a cabo utilizando presiones más bajas.

(e) Influencia de la finura del cemento en el tiempo de fraguado.-

El fraguado del cemento es también afectado por el grado de finura con que el cemento es molido. La mayoría de los cementos son molidos para que el 97 ó 98% del material pase por una malla N^o 100 mientras que el 85% pasa por una malla N^o 200. Las partículas que no pasan por una malla N^o 100 son probablemente inertes y no tienen propiedades hidráulicas. Pruebas hechas con cierto tipo de cemento cuando el 95% de él pasa por una malla N^o 200 muestra un tiempo de fraguado de 30 minutos. Moliendo el mismo cemento de forma que solamente el 75% pase por un tamiz N^o 100 mostró en las pruebas que requiere 170 min. para empezar a fraguar. La uniformidad en el tamaño de las partículas es uno de los factores más importantes que debe tener en cuenta el fabricante de cemento.

La medida de la superficie específica de los granos de cemento nos suministra un buen índice de las cualidades del fraguado. La distribución del tamaño del grano es también importante. Para determinar éstos factores se ha construido un aparato llamado turbidímetro que consta de una célula fotoeléctrica y un microamperímetro usados para medir la cantidad de luz que pasa por unidad de tiempo a través de cierta cantidad de cemento que se encuentra en suspensión en kerosene. Al conocer la relación entre la magnitud de la corriente que pasa a través del amperímetro y la superficie específica del cemento que se encuentra en suspensión nos permite calcular el área superficial de las partículas de cemento expresada en centímetro cuadrado por gramo. La

superficie específica de los cementos Portland varía desde 1,100 hasta 2,800 cms.²/gr.

(f) Influencia de la temperatura en el tiempo de fraguado.-

Según se indica en la fig. 36 algunos cementos fraguan a 150°F. en un tercio del tiempo requerido a 60°F. En pozos profundos donde la temperatura en el fondo es 150°F. ó mayor, el tiempo de fraguado disminuye en tal forma que siempre se presentan dificultades al mezclar y bombear grandes cantidades de cemento pues éste puede empezar a fraguar antes de terminarlo de bombear. Para evitar éstas dificultades debidas a la alta temperatura los cementos usados en pozos profundos deben contener un agente químico retardador, ó ser mezclados con agua fría para contrarrestar la temperatura alta en el fondo del pozo.

(g) Influencia de la presión en el tiempo de farguado.-

La presión ejerce una influencia notable disminuyendo el tiempo de fraguado del cemento en pozos profundos donde presiones de varios miles de lbs./plgd.² son usuales.

En pruebas hechas con cemento común se obtuvieron los resultados siguientes:

El tiempo de bombeo fué reducido 1 hora 40 min. aumentando la presión desde la presión atmosférica hasta 5,000 lbs./plgd.² El tiempo en que empezó a fraguar se redujo desde 3 horas 40 min. a 2 horas 10 min.

La resistencia a la compresión aumentó hasta un 30% en muchos casos.

(h) Influencia de la edad y condiciones de almacenaje.-

El cemento al almacenarse siempre sufre cierto cambio en su composición química que altera grandemente su tiempo de fraguado. Esto ocurre debido a la hidrólisis de la

cal al ponerse en contacto con la humedad del aire.

Debido a los cambios que se producen en su composición química el tiempo de fraguado aumenta.

Ciertos cementos almacenados en lugares secos por un periodo de 6 meses han aumentado su tiempo de fraguado desde 2 horas hasta 5 horas, dependiendo el cambio químico producido de las condiciones en que el cemento ha sido almacenado.

Es sumamente importante en lugares de climas húmedos evitar que el cemento está almacenado por largo tiempo, y que el lugar donde se almacena sea lo más seco que las condiciones permitan.

(VI) PERFILAJES. DISTINTOS TIPOS DE PERFILAJES.-

- (1) Perfilajes de pozos. Registros y gráficos.
- (2) Perfilajes eléctricos.
 - (a) Perfilaje de resistividad aparente.
 - (b) Perfilaje de potencial espontaneo.
- (3) Perfilajes de inducción.
- (4) Perfilajes radioactivos.
 - (a) Perfilajes con Rayos Gamma.
 - (b) Perfilajes con Neutrones.
- (5) Perfilajes térmicos.
 - (a) Tipos de instrumentos usados.
 - (b) Uso de los perfilajes térmicos.

(VI) PERFILAJES DE POZOS. DISTINTOS TIPOS.

(1) Perfilajes de pozos. Registros y Gráficos.-

Millones de pesos son gastados anualmente en la perforación de nuevos pozos de petróleo y en la obtención de informaciones relativas a las condiciones del subsuelo que se desea perforar. Estas informaciones obtenidas por medio de muestras y perfilajes tienen una gran importancia para las compañías explotadoras que aseguran que para perfeccionar los métodos de perforación actualmente utilizados se necesitan registros más completos y detallados que aquellos utilizados hasta la fecha.

Frecuentemente se encuentra que los datos obtenibles de pozos perforados hace muchos años son sumamente deficientes pues no se tomaban perfilajes de los pozos, no había registros sobre la producción y muy poco se conocía del carácter y tamaño del yacimiento.

Actualmente todos éstos datos son esenciales en el desarrollo de las perforaciones que se realizan en un pozo y diversos métodos y herramientas han sido ideados para lograr obtenerlos: Barrenas especiales por medio de las cuales se pueden tomar muestras de las formaciones perforadas, que al ser analizadas nos dan las características de las rocas constituyentes del yacimiento. Instrumentos han sido diseñados para darnos a conocer la dirección del pozo y su desviación. Métodos para comparar ó correlacionar las formaciones entre los pozos han sido desarrollados y así conocer la inclinación de los estratos. Equipos y técnicas proporcionan la forma de obtener información detallada de las condiciones del subsuelo.

De todos los registros y gráficos que pueden ser obtenido sobre los pozos ninguno es más importante que el perfilaje de los pozos. El perfilaje puede darnos la historia com-

pleta del pozo desde el momento que se comienza su perforación hasta que es abandonado. Todos los detalles de la perforación deben ser registrados: El equipo utilizado; la longitud, naturaleza y profundidad de las formaciones perforadas, profundidades a que se encontraron el petróleo, gas y agua; profundidad a que se cementaron las tuberías de revestimiento; enumerar las pruebas que se hicieron y nombrar las personas que fueron testigos de éstas; fecha en que se comenzó y terminó la perforación; nombre de los perforadores y demás empleados; explosivos y profundidad a que fueron usados; producción inicial de petróleo gas y agua y producción después de 30 días.

Mucha de la información obtenida puede ser indicada por medio de símbolos convencionales en forma de gráficos, donde fácilmente se puede encontrar lo que deseamos sin confrontar las dificultades que representa la búsqueda en los registros escritos.

Estos gráficos nos dan una idea real de las profundidades y longitudes de las formaciones perforadas e indican claramente la manera en que la tubería de revestimiento ha sido colocada.

(2) Perfilajes Eléctricos.-

Los perfilajes eléctricos son utilizados para determinar el carácter litológico de las formaciones perforadas y la naturaleza de los fluidos que esas formaciones contienen.

Estos perfilajes fueron desarrollados y aplicados por el físico francés Conrad Schlumberger y se empezaron a usar en los Estados Unidos en el año de 1932.

Actualmente el perfilaje eléctrico es reconocido como el procedimiento más útil para conocer las características

EQUIPOS PARA PERFILAJES

ELECTRICO

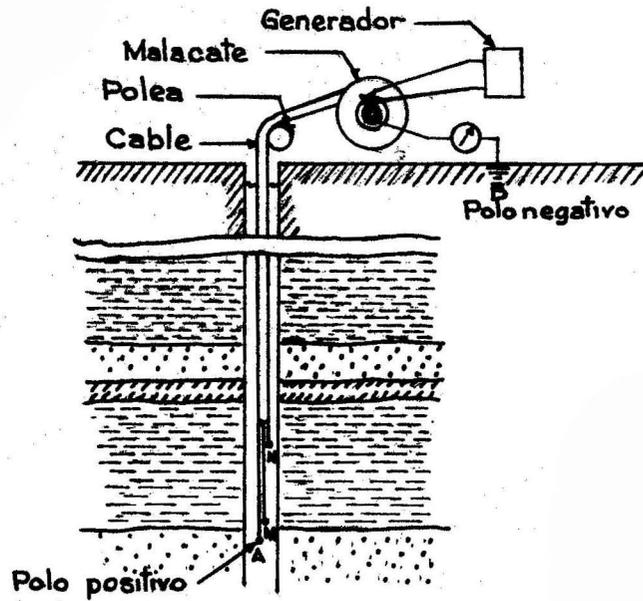


FIGURA 37

POTENCIAL ESPONTANEO

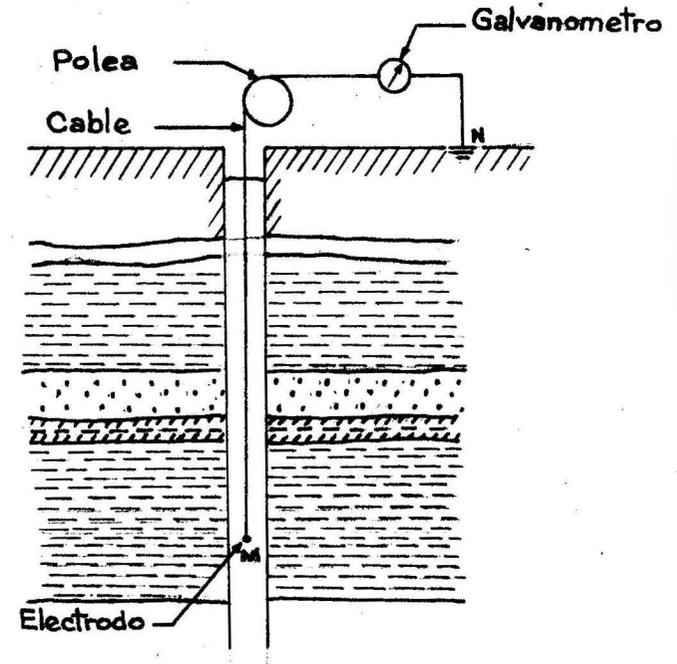


FIGURA 38

de las rocas perforadas y practicamente no hay pozo que se perfore en que no se utilice. En principio, consiste en bajar uno o varios electrodos en un pozo lleno de lodo, registrandose simultaneamente en la superficie las fluctuaciones experimentadas por el circuito eléctrico al enfrentar los electrodos en su recorrido las distintas capas perforadas.

(a) Resistividad Aparente.--

En general se hacen dos mediciones electricas, ya sea en forma simultanea ó separadamente siendo necesario en éste último caso bajar repetidamente los electrodos.

La fig. 37 muestra la forma en que se lleva a cabo la operación. Un dinamo ó generador de corriente directa es colocado cerca del pozo con su polo negativo "B" conectado a tierra mientras que el polo positivo es conectado por medio de uno de los conductores de un cable aislado al electrodo "A" que es bajado al pozo. Los electrodos "M" y "N" colocados por encima de "A" son conectados al mismo cable pero a conductores separados y miden la diferencia de potencial por medio de un voltímetro en la superficie. El pozo es mantenido lleno de lodo y no está revestido por tuberias al ser aplicada la corriente. Cuando la corriente es aplicada al electrodo "A" ésta pasa a través del fluido que llena el pozo a las formaciones adyacentes de las paredes del pozo penetrando en las rocas. Teóricamente, en un medio homogéneo se crea un campo eléctrico de forma esférica cuyas superficies de igual potencial tienen como centro el electrodo "A". Los electrodos "M" y "N" miden la diferencia de potencial entre dos superficies del campo eléctrico creado. El grado de penetración de la corriente dentro de la formación ó los radios de investigación de las esferas depende del espaciamiento de los electrodos siendo las

PERFILAJES ELECTRICOS

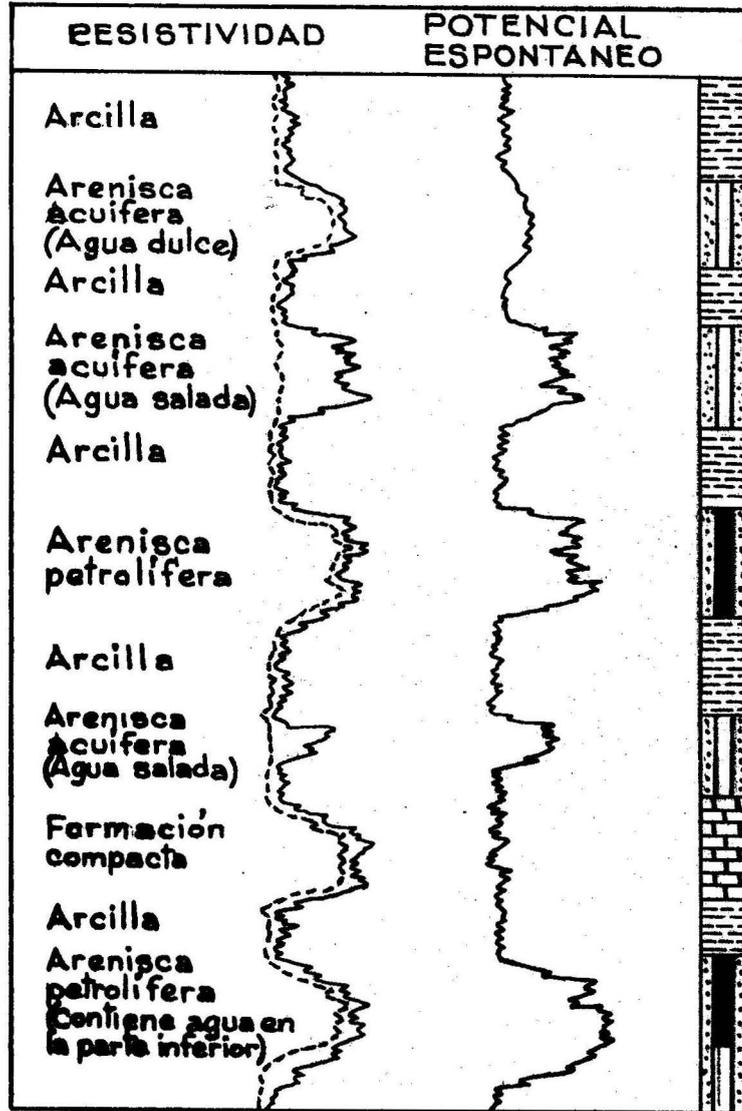


FIGURA 39

EQUIPO PARA PERFILAJES INDUCTIVOS

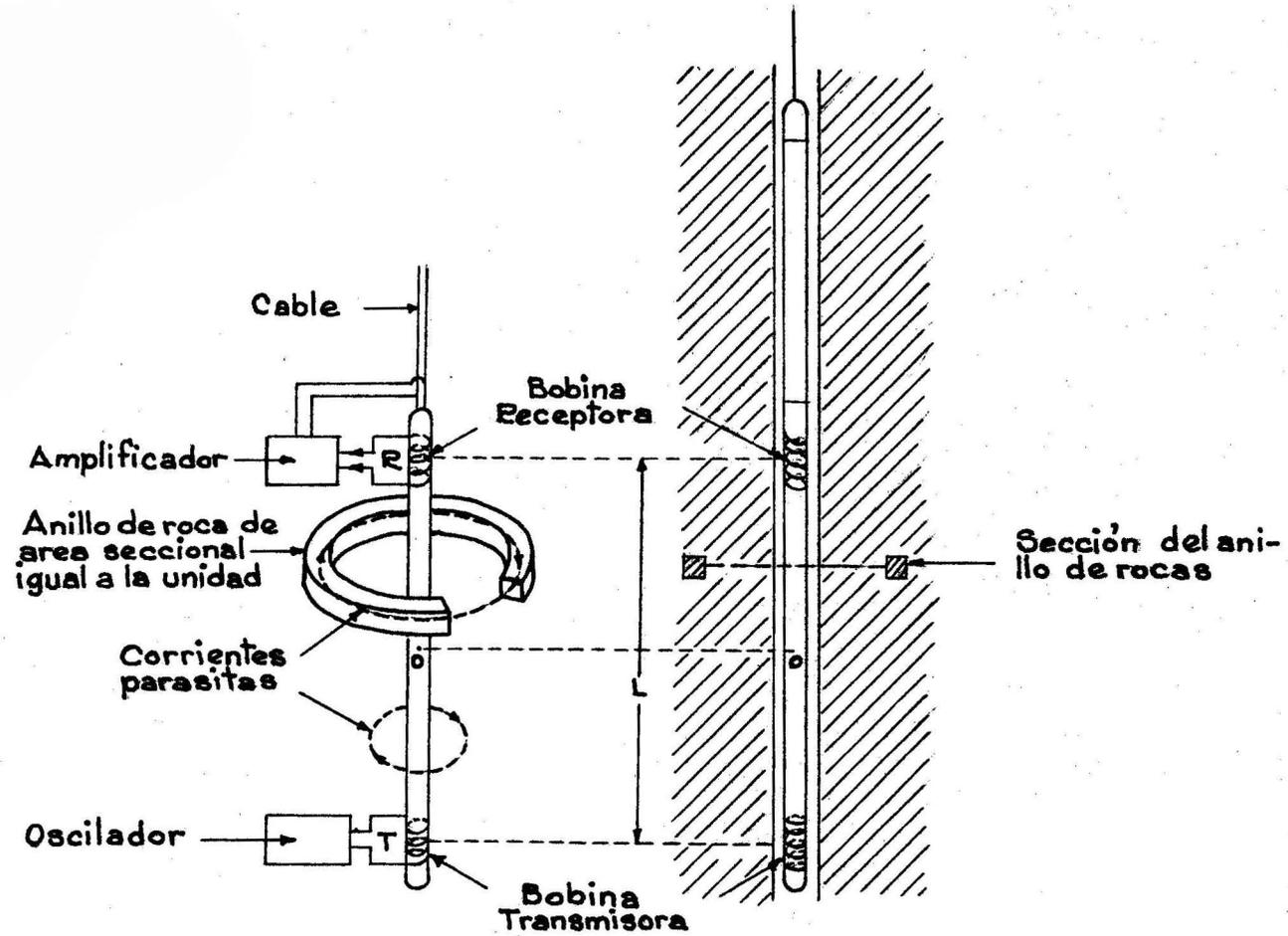


FIGURA 40

de los diferentes estratos recorridos por los electrodos; en tanto que la segunda medición, ó curva de potencial espontaneo suministra una indicación de la permeabilidad de los estratos, lo cual se muestra en la fig. 39. En condiciones ideales, una arenisca petrolifera porosa mostraria en el perfilaje electrico una resistividad elevada debido al petroleo contenido que es mal conductor, en cambio mostrará un potencial espontaneo elevado debido a la porosidad de la arenisca. En iguales condiciones ideales, una arenisca acuifera mostraria una baja resistividad debida al agua salada que es buena conductora de la electricidad y un potencial espontaneo tambien elevado a causa de la porosidad de la arenisca; una roca caliza compacta e impermeable señalaria una elevada resistividad debida al material calcareo que la constituye, pero el potencial espontaneo seria bajo por la ausencia de porosidad en ésta roca. Practicamente éste método no siempre permite interpretaciones tan sencillas pero en general es de gran utilidad y valor.

(3) Perfilajes Inducidos.--

Este tipo de perfilaje se utiliza cuando los perfilajes electricos no pueden ser empleados como en los casos en que se utilizan lodos cuyas fases continuas es aceite, los cuales tienen conductividad muy baja.

La fig. 40 sirve para ilustrar el método que se emplea. El aparato está formado por 2 bobinas, una de ellas recibe corriente alterna de una magnitud constante (115 Voltios) y la transmite a las formaciones adyacentes con la ayuda de un oscilador. La bobina receptora mide la magnitud del campo magnético inducido. El espaciamento de las dos bobinas es 2 ó 3 veces mayor que el diametro del pozo. El campo magnético que se crea en los estratos sedimentarios que rodean la

bobina transmisora crea corrientes parasitas las cuales forman su propio campo magnética que afecta la sensibilidad de la bobina receptora. Si la corriente transmitida es constante entonces la magnitud de las corrientes parásitas creadas será un índice de la conductividad de la formación entre las bobinas. La corriente generada, en la bobina receptora es amplificada, rectificada y transmitida a la superficie en forma de corriente directa donde es registrada graficamente en películas fotográficas de acuerdo con la profundidad a que se encuentre el aparato.

Los aparatos utilizados en éste perfilaje registran la conductividad de la formación en Mhos/metro y como la resistencia es el inverso de la conductividad tendremos:

$$\text{Resistividad(en Ohms-metro)} = \frac{1}{\text{Conductividad(en Mhos/metro)}}$$

(4) Perfilajes Radioactivos.-

Por medio de éste perfilaje podemos conocer las emanaciones radioactivas de los estratos en las paredes de los pozos. Sabemos que todas las rocas tienen cierto grado de radioactividad, éstas variaciones son las que nos permiten distinguir donde hay pizarras, areniscas, rocas calizas, sal u otros materiales frecuentemente encontrados en formaciones sedimentarias.

Dos tipos de emanaciones radioactivas son registradas en éste tipo de perfilaje:

- (a) Perfilajes de Rayos Gamma.
- (b) Perfilajes de Neutrones.

Dos gráficos son obtenidos bajando un medidor Geiger-Muller dentro de un pozo el cual es sensible a las emanaciones radioactivas que son registradas en gráficos en la superficie en una escala proporcional a la profundidad del pozo.

Se ha comprobado que las arcillas por lo general muestran una radioactividad mucho más elevada que las areniscas y por consiguiente éste método puede ser útil para localizar capas de areniscas y de arcillas. Sin embargo no revela la presencia de petróleo, gas ó agua en las areniscas. Presenta sobre el método de perfilaje eléctrico la ventaja de que puede usarse con resultados satisfactorios en pozos entubados. También se le puede emplear para determinar el nivel de cemento a través de los pozos cuyas tuberías han sido cementadas, siendo necesario para tal fin, agregar a la lechada de cemento una pequeña cantidad de carnatita (mineral radioactivo) antes de efectuar la cementación.

La teoría en que se basan los perfilajes radioactivos es la siguiente:

Ciertas sustancias existentes en la naturaleza de constitución inestables se desintegran espontáneamente y forman otras sustancias de menor peso molecular y de diferentes propiedades físicas y químicas. Debido a ésta transformación es liberada cierta energía en forma de descargas electrónicas a lo que se llama "radioactividad".

Partículas de materia expelidas a gran velocidad por sustancias radioactivas son llamadas "rayos Beta" y cuando chocan con otras sustancias producen "rayos Gamma" que son parecidos a los rayos de luz pero de longitud de onda más corta.

Muchos de éstos minerales radioactivos presentan una radioactividad variable; entre ellos tenemos el Radio, mineral altamente radioactivo ampliamente distribuido en las rocas pero en muy pequeñas cantidades. El Uranio, Actinio y Torio son también elementos radioactivos y son encontrados en rocas de todas las edades y clases.

El granito y otras rocas ígneas son transformadas

PERFILAJE RADIOACTIVO

PERFILAJE ELECTRICO

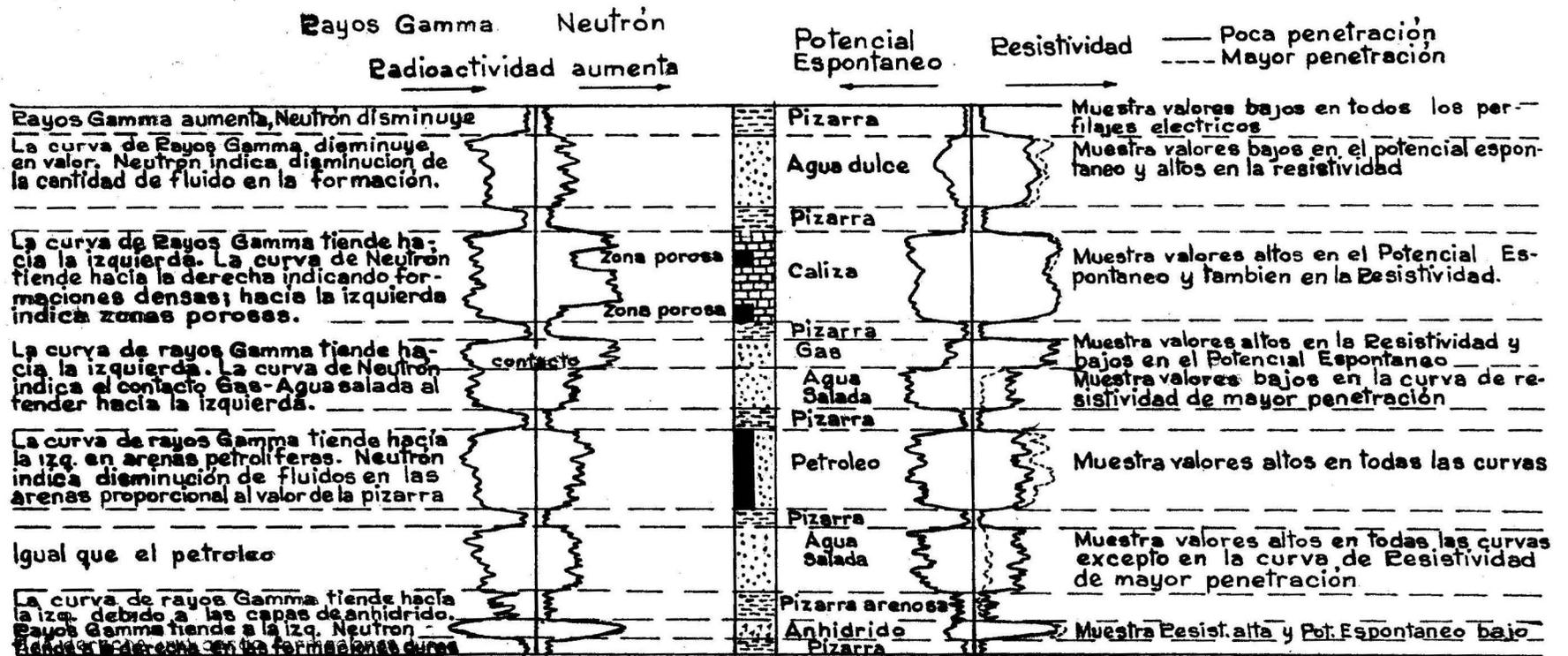


FIGURA 41

en rocas metamórficas y sedimentarias, los elementos radioactivos no desaparecen pero por algún proceso natural que actualmente no se ha aclarado se concentran en determinados tipos de estratos. Las pizarras y arcillas generalmente presentan una radioactividad mayor que las areniscas especialmente ciertos tipos de pizarras de color oscuro ricas en potasio. El Cuarzo puro y las rocas calizas tienen muy baja radioactividad al igual que el carbón y las sales.

La fig. 41 es un gráfico que muestra las variaciones de las emanaciones de los rayos Gamma de diferentes tipos de rocas sedimentarias.

Los neutrones constituyen una parte de los núcleos atómicos de todos los elementos con excepción del hidrógeno, son partículas muy pequeñas de materia las cuales son lanzadas a gran velocidad durante la disociación radioactiva y pueden penetrar varias pulgadas de acero ó de rocas de las paredes del pozo. No tienen carga eléctrica y por lo tanto pueden penetrar en el núcleo atómico de otras sustancias que encuentren en su paso. Muchos elementos tienen la habilidad de capturar neutrones en ésta forma y cuando ésto ocurre, uno ó más rayos Gamma son emitidos.

El procedimiento que se sigue para obtener éste tipo de perfilaje consiste en bombardear artificialmente las formaciones de las paredes del pozo con neutrones utilizando una fuente de elemento radioactivo tal como el Radio, consiguiendo de ésta forma que la emisión de rayos Gamma sea grandemente estimulada.

En la fig. 41 se muestran los perfiles obtenidos con rayos Gamma y bombardeando la formación con neutrones, y como forma de comparación los perfilajes eléctricos obtenidos en el mismo pozo.

(5) Perfilajes Térmicos.-

La temperatura de la tierra aumenta directamente con la profundidad; el gradiente geotérmico es de 1°F. mayor que la temperatura atmosférica promedio por cada 60 pies de profundidad.

Esta condición es alterada en los lugares donde existen formaciones petrolíferas, debido a la acción de los gases y líquidos que fluyen del pozo a la formación ó viceversa ó los cambios químicos que ocurren como es el fraguado y endurecimiento del cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Estos conocimientos de las variaciones del gradiente geotérmico son utilizados para localizar la posición del agua, petróleo, gas y además conocer el lugar de contacto entre el gas y el petróleo en los yacimientos, para localizar los salideros en las tuberías de revestimiento, para determinar el tope de la columna de cemento en el espacio anular comprendido entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo.

Tipos de instrumentos usados.-

Para los estudios de los gradientes geotérmicos se utilizan los termómetros de máxima los cuales al ser bajados dentro del pozo indican la temperatura máxima alcanzada. Equipos de perfilajes termo-electricos de registro continuo se están utilizando con excelentes resultados y consisten esencialmente en un instrumento que responde a los cambios térmicos, el cual es bajado dentro del pozo mientras que la temperatura es registrada por medio de otro instrumento en la superficie. El termómetro es del tipo de resistencia eléctrica y debe ser bajado por medio de un cable aislado. La temperatura es marcada en un gráfico en la superficie de acuerdo con la profundidad a que esté el cable.

PERFILAJE TERMICO

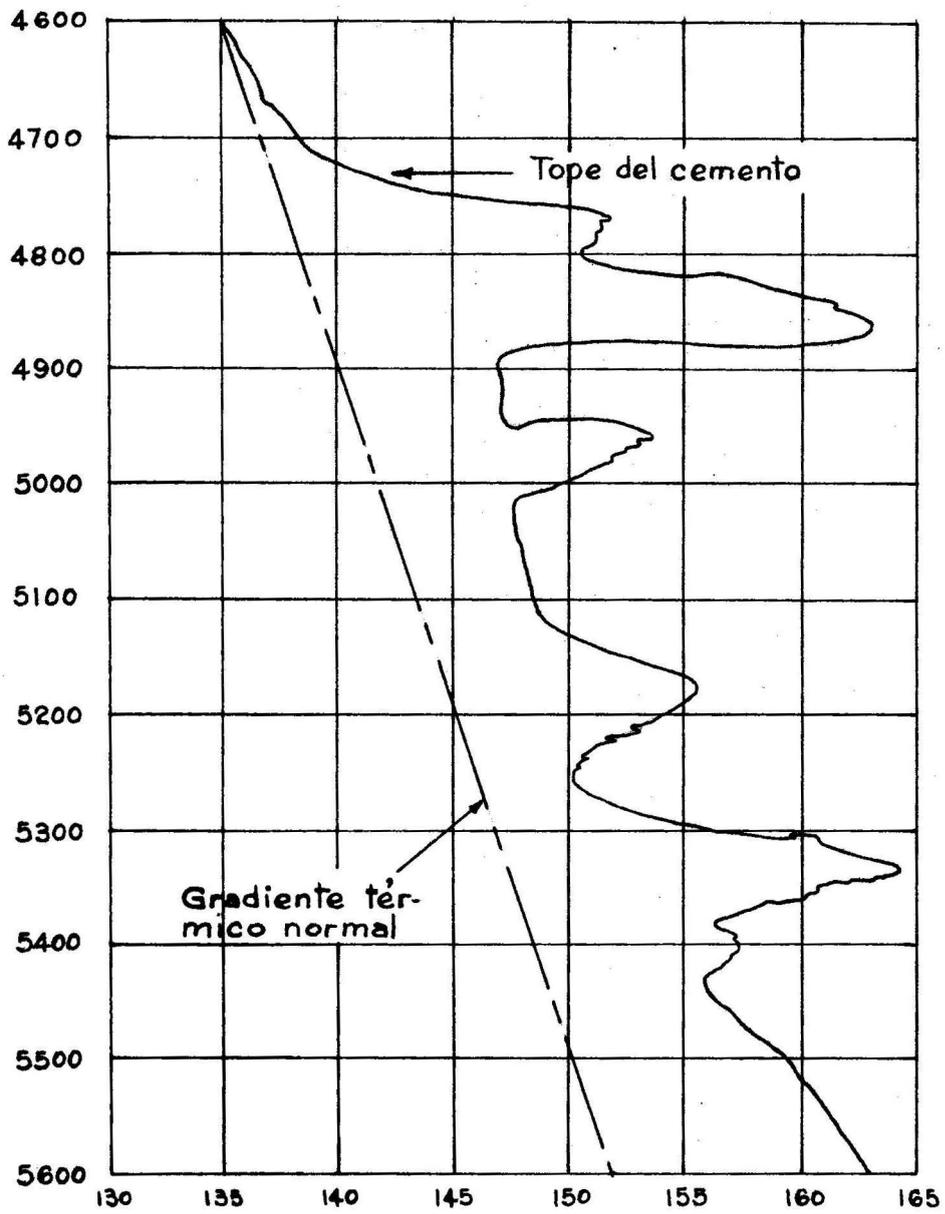


FIGURA 42

Uso de los perfilajes térmicos.-

Los perfilajes térmicos son utilizados ó tomados despues de cementar la tubería de revestimiento para conocer la altura a que ha llegado el cemento en el espacio anular entre la pared del pozo y la tubería. La reacción exotérmica producto del fraguado del cemento es tomada por un perfilaje térmico aunque transcurran varios días despues que el cemento ha fraguado inicialmente.

La fig. 42 muestra la forma de localizar el tope del cemento.

Los perfilajes térmicos son tambien utilizados para comparar ó correlacionar formaciones de distintos pozos; donde frecuentemente es posible hallar temperaturas comunes correspondientes a estratos que aparecen en perfilajes de distintos pozos.

(VII) COMPLETACION DE POZOS. CAÑONEO DE LAS TUBERIAS.-

(1) Completación de pozos.

(2) Cañoneo de las tuberías.

(a) Perforación con proyectiles.

(b) Perforación con proyectiles de "bazooka"

(Shaped charges).

(VII) COMPLETACION DE POZOS. CAÑONEO DE LAS TUBERIAS.-(1) Completación de pozos.-

Al encontrar la formación que contiene petróleo ó gas el perforador debe proceder cuidadosamente, quizás en la formación existan altas presiones y si no se toman las debidas precauciones el pozo puede explotar lo que traerá como consecuencia el flujo incontrolable del petróleo y gas que en él se encuentre disuelto, ocasionando una gran pérdida de petróleo y gas que dañará seriamente el pozo y el equipo utilizado en la perforación.

Si la formación donde se encuentra el petróleo está sometida a bajas presiones entonces no habrá señales exteriores que demuestren la existencia del petróleo durante el proceso de perforación, además el peso del lodo evita que el petróleo ó gas escapen al exterior. En éste caso es recomendable el tomar una muestra de la formación que se está perforando, utilizando para ésta operación una barrena y tubería especial.

De ésta manera podemos hacer una prueba cualitativa pero no podremos estimar la productividad del pozo sin hacer una prueba de producción; para lo cual es necesario ir sacando todo el fluido que se encuentra dentro del pozo y así ir disminuyendo la carga hidrostática que actúa sobre la formación cuya productividad se desea saber, permitiendo al petróleo y gas escapar de la formación y acumularse dentro del pozo, aumentando su cantidad según disminuye la carga hidrostática que lo mantenía aprisionado.

Los factores que afectan las formas en que el petróleo manifiesta su presencia son:

- (a) Naturaleza de las rocas del yacimiento.
- (b) Presión a que él petróleo está almacenado.

Si las rocas donde se encuentra el petróleo no están

PERFORADOR

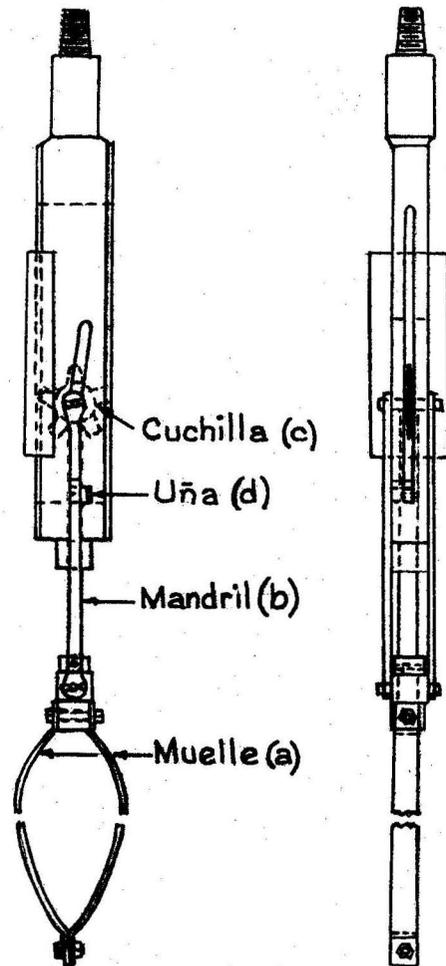
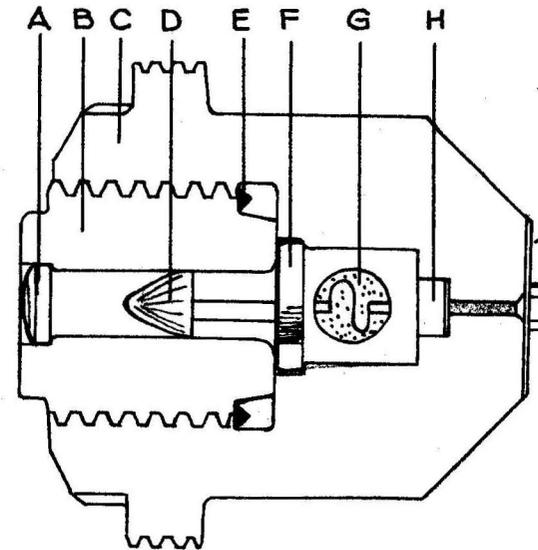


FIGURA 43

CAÑON



- A- Disco sellador
- B-
- C- Camara de fuego
- D- Proyectil
- E- Sello de la rosca
- F- Disco
- G- Cartucho de polvora
- H- Contacto del mecanismo de ignición
- I- Muelle de contacto

FIGURA 44

consolidadas entonces las partes que de ellas se desprenden fluyen junto con el petróleo hacia el pozo llenando en muchos casos cientos de pies de éste, que habrán de ser perforados nuevamente.

En los casos de rocas consolidadas como rocas calizas.. arenas compactas, ó pizarras es necesario hacer pruebas por varios días antes que la productividad final pueda ser lograda. En rocas duras como las calizas(limestone) muchas veces hay que fracturarlas con cargas de nitroglicerina ó dinamita para conseguir que el petróleo fluya hacia el pozo.

Después de perforado el yacimiento se debe continuar la perforación 10 ó 15 pies más. Esto sirve como un sumidero donde se acumulan los sedimentos, desprendimientos de las paredes, la arena que fluye junto con el petróleo y como receptáculo donde se acumula el petróleo.

(2) Cañoneo de las tuberías.--

Las perforaciones que hay que hacer en la tubería de revestimiento que se coloca en la zona productora pueden ser hechas antes ó después que la tubería es cementada en el pozo. La operación en que la tubería se perfora después de cementada en el pozo se conoce con el nombre de cañoneo de la tubería y puede ser llevada a cabo por medios mecánicos ó empleando proyectiles que son disparados por un tipo de cañón especial.

Antes de la invención del "cañón" la única forma de perforar la tubería de revestimiento era por medio de perforadores mecánicos, de los cuales hay 2 tipos principales:

- (1) Perforadores de una cuchilla.
- (2) Perforadores de una ó dos cuchillas en forma de estrella.

La fig. 43 es un perforador de una cuchilla en forma de estrella que para ser operado es enroscado en la tubería de perforación y está formado por un muelle "a", un mandril

"b" donde se fija la cuchilla en forma de estrella. Una uña "d" evita que la cuchilla se mueva de su posición al ser bajado el aparato al pozo. Cuando se llega a la profundidad deseada se gira el tubo zafando el agarre de la uña con el mandril. Según el cuerpo del aparato baja el mandril es forzado a subir permaneciendo estacionario debido al muelle "a" que lo sujeta y la cuchilla es forzada a subir por la ranura según muestra el dibujo hasta que sus puntas friccionan contra la tubería. Al aplicar una fuerza hacia abajo en la herramienta la cuchilla gira abriendo un agujero en la tubería según cada punta fricciona contra la tubería.

Después que una hilera de agujeros es cortada de esta forma, la herramienta es levantada a su posición original, girada 90° ó 180° y forzada otra vez hacia abajo para repetir la operación.

Los perforadores de dos cuchillas cortan 2 hileras de perforaciones al mismo tiempo pero tienen tendencia a dañar la tubería de revestimiento si se usa en tuberías de paredes muy finas.

Cañones para perforar tuberías de revestimiento.-

La perforación de las tuberías de revestimiento se puede llevar a cabo también utilizando proyectiles que son disparados con cierto tipo de "cañón" especial fabricado para este fin. Estos cañones se inventaron principalmente debido a los grandes inconvenientes y dificultades que se tenían al utilizar perforadores mecánicos. Dos tipos básicos de cañones son utilizados actualmente. El primero fue diseñado y utilizado por la compañía Lane-Wells en 1931 y dispara proyectiles de acero cónicos a través de las tube-

rias de revestimiento utilizando cargas explosivas. El segundo tipo de cañón es un producto del desarrollo militar de la Segunda Guerra Mundial, y en éste caso las tuberías son perforadas por el impacto de un chorro caliente debido a la expansión de los productos de la combustión de un explosivo determinado. Con cualquiera de los dos métodos es posible perforar 2 ó más hileras de tuberías de revestimiento y también el cemento que las rodea haciendo agujeros que frecuentemente se extienden cierta distancia dentro de las rocas que constituyen las paredes del pozo.

A través de éstas perforaciones el petróleo y gas pueden fluir desde las formaciones hacia el pozo.

El cañoneo de los pozos de petróleo es generalmente realizado por compañías dedicadas a ese fin que envía el equipo necesario y personal especializado al pozo y ejecutan el trabajo según sean las bases del contrato acordado con anticipación.

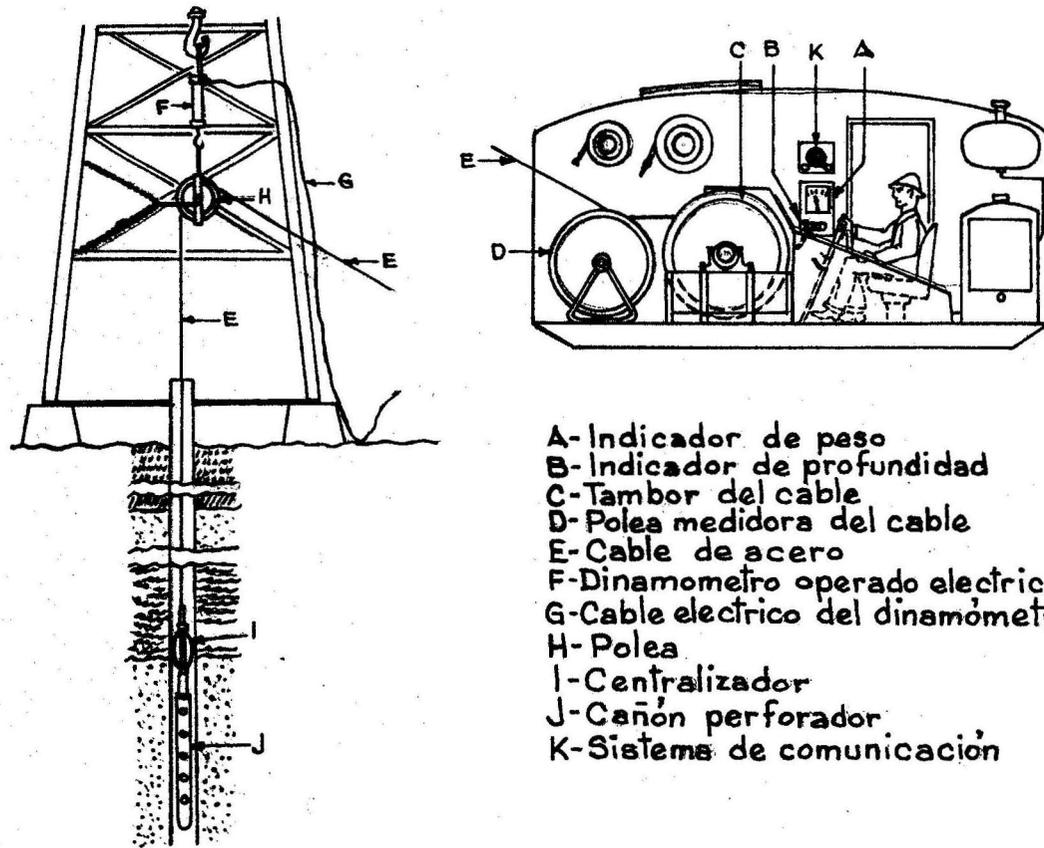
(a) Perforación con proyectiles.-

Los cañones que utilizan proyectiles de acero son obtenibles en una gran variedad de diferentes estilos y tamaños, diseñados para disparar desde 1 hasta 128 proyectiles todos al mismo tiempo ó uno por uno y a la profundidad deseada sin sacar el cañón del pozo después de cada disparo.

El cañón está formado por una barra cilíndrica de acero que constituye el cuerpo del cañón con aberturas en su superficie en las cuales se han hecho roscas interiormente que sujetarán las cámaras de fuego. Cada cámara de fuego lleva en su interior (ver fig. 44) un proyectil, una cápsula explosiva y un mecanismo de ignición.

El cañón es controlado y disparado eléctricamente

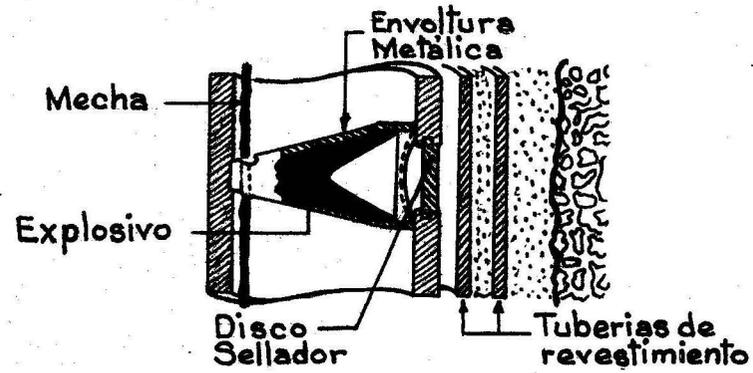
EQUIPO UTILIZADO EN EL CAÑONEO



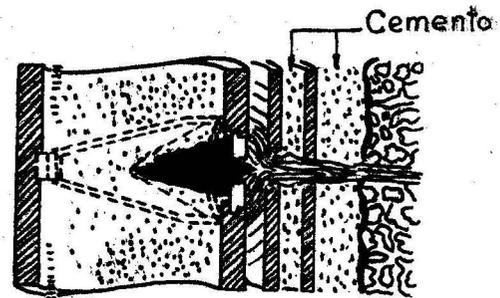
- A- Indicador de peso
- B- Indicador de profundidad
- C- Tambor del cable
- D- Polea medidora del cable
- E- Cable de acero
- F- Dinamómetro operado electricamente
- G- Cable electrico del dinamómetro
- H- Polea
- I- Centralizador
- J- Cañón perforador
- K- Sistema de comunicación

FIGURA 45

SECCION



Antes de la detonación



Despues de la detonación

FIGURA 46

CAÑON

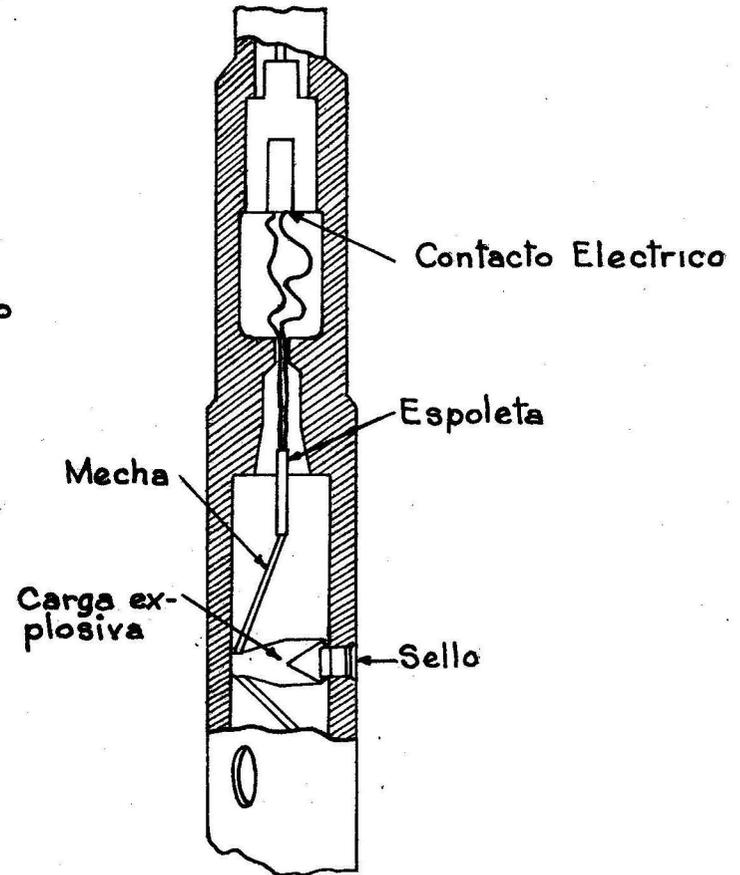


FIGURA 47

por medio de un conductor de cobre completamente aislado que pasa a lo largo de un cable de acero que soporta al cañón dentro del pozo.

Sobre el cabezal del pozo el cable pasa sobre una polea que opera a un medidor de profundidad y es enrollado en un tambor montado en la cama de un camión el cual lleva en su interior un generador eléctrico y equipos de control según se muestra en la fig. 45.

(b) Perforación con proyectiles de "bazooka" (Shaped charges).

Este cañón perforador no utiliza proyectiles de acero sino la energía cedida por la expansión de los productos de combustión resultantes de la detonación de un explosivo.

El cuerpo del cañón está hecho de hierro fundido muy liviano soportado por un cable que tiene un solo conductor de la misma clase usado en perforadores de proyectiles. El cuerpo del cañón soporta un número de cargas colocadas en posición de disparo y las conexiones con el mecanismo detonador.

El explosivo utilizado es fabricado en forma de un cono hueco dentro de una envoltura metálica muy fina de acero ó cobre unida a un detonador. En posición de disparo la parte hueca del cono mira hacia la pared de la tubería que va a ser perforada según se muestra en la fig. 46. Un sellador evita el contacto del fluido del pozo con el explosivo. Una espoleta colocada en la parte superior del cuerpo del cañón es explotada eléctricamente desde la superficie lo cual enciende una mecha conectada a todas las cargas. La forma de las cargas hace que las fuerzas desarrolladas por la expansión de los gases calientes resultantes de la explosión se dirija hacia afuera en forma de un chorro con-

centrado de gran potencia.

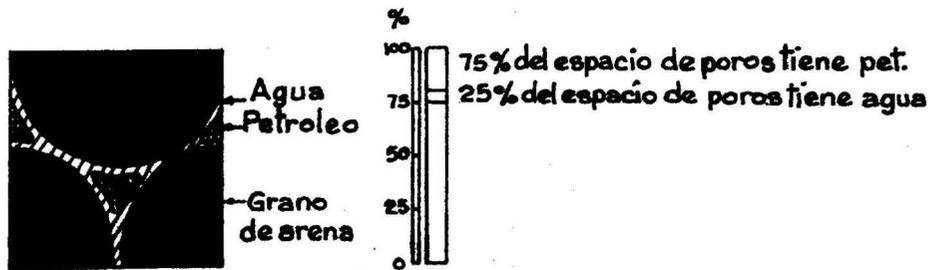
Estas cargas explosivas son fabricadas por la compañía Dupont y son obtenibles en tamaños de 21 gramos y 28 gramos. Hay diferentes tipos de cañones; los usados por la compañía Lane-Wells tienen forma tubular con aberturas donde van colocadas las cargas, espaciadas 3 plgds. y separadas 120° (Ver fig. 47). Cada cañón lleva 24 cargas explosivas pudiéndose conectar varios cañones y disparar cualquier número de cargas múltiplo de 24.

Las cargas de 28 gramos hacen un agujero de $1/2$ plgd. de diametro en una tubería de $6 \frac{5}{8}$ plgds. de diametro exterior mientras que la de 21 gramos hace un agujero de $3/8$ plgds. en una tubería de $5 \frac{1}{2}$ plgds. de diametro exterior. Estas cargas pueden perforar la tubería de revestimiento y penetrar hasta 9 plgds. de cemento continuando en las rocas del pozo.

(VIII) CALCULOS DE RESERVA DE PETROLEO.-

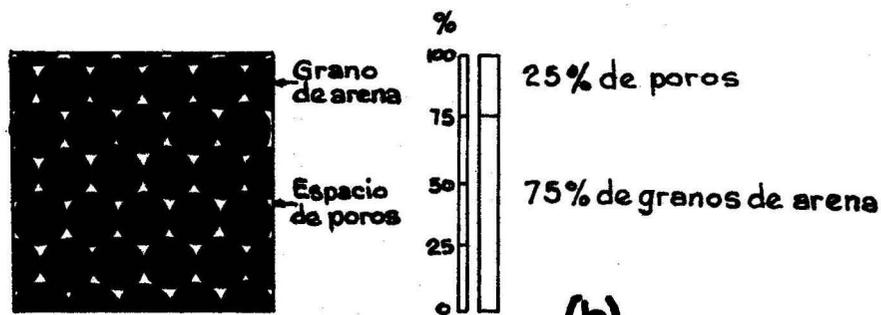
- (1) Propiedades físicas importantes de las acumulaciones petrolíferas.
 - (a) Porosidad.
 - (b) Permeabilidad.
 - (c) Agua intersticial ó congénita.
 - (d) Zonas de saturación en un yacimiento ideal.
 - (e) Factor de contracción.
- (2) Cálculo del petróleo existente en un yacimiento.
- (3) Volumen de la formación petrolífera en una acumulación de carácter estructural.
- (4) Volumen de la acumulación y reservas en yacimientos de carácter estratigráfico.
- (5) Importancia del cálculo de reservas.

PETROLEO Y AGUA INTERSTICIAL EN LOS ESPACIOS DE LOS POROS



(a)

ILUSTRACION DE LA POROSIDAD



(b)

FIGURA 48 (a), (b)

CONDICIONES IDEALES PARA CALCULAR EL PETROLEO EN UNA ACUMULACION ESTRUCTURAL

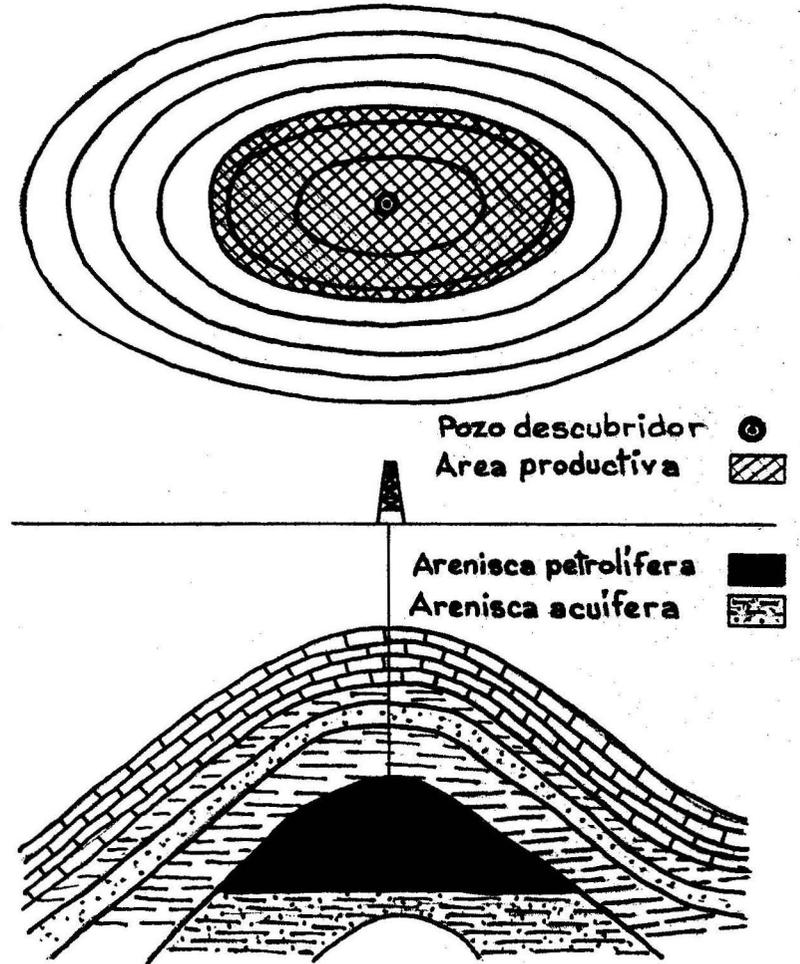


FIGURA 49

(VIII) CALCULOS DE RESERVA DE PETROLEO.

(1) Propiedades físicas importantes de las acumulaciones petrolíferas.-

El cálculo de las reservas petrolíferas tiene por objeto estimar aproximadamente la cantidad de petróleo comercialmente recuperable de un yacimiento. Estos cálculos requieren el conocimiento de las propiedades físicas de la acumulación que a continuación se tratan.

(a) Porosidad. Los espacios libres existentes entre los granos de las rocas no compactas son denominados poros y el porcentaje del volumen de los poros con respecto al volumen total de la roca se denomina porosidad.

Donde más comunmente se producen acumulaciones de petróleo es en las areniscas y en las rocas calcáreas. La porosidad de las areniscas está constituida por los intersticios diminutos ó poros existentes entre los granos individuales de la arena (ver fig.48), y los espacios vacíos así formados constituyen por lo común el 25% del volumen total; ésto se expresaría diciendo que las areniscas tienen una porosidad del 25%. La cantidad de petróleo que puede acumularse en una unidad de volumen de una roca de la formación petrolífera, depende directamente de la porosidad de la misma.

(b) Permeabilidad. Esta es la propiedad que tiene un cuerpo poroso para dar paso a un fluido bajo determinadas condiciones. La unidad de la permeabilidad es el Darcys, cuya definición es la siguiente: Es la propiedad que permitirá el paso de un líquido homogéneo, cuya viscosidad es de un "centipoise" a razón de un centímetro cúbico por segundo a través de una sección cuadrada y con una caída de presión de una atmósfera por centímetro de largo.

Refiriendonos a la fig.48 podemos apreciar que la per-

meabilidad está condicionada por el tamaño y forma de los espacios libres existentes entre los granos de arena. Cuanto menor es el tamaño de los granos de arena tanto menor es el de los poros y por consiguiente, tanto menor es también la permeabilidad de la roca. La permeabilidad no es necesariamente proporcional a la porosidad de la roca porque, aún cuando una reducción en el tamaño de los granos reduce también el de los poros, el número de éstos por unidad de volumen puede ser mayor, resultando finalmente que la porosidad será la misma. En conclusión, podemos decir que una arenisca de grano fino tiene normalmente una permeabilidad alta, pudiendo ser ambas de igual porosidad.

(c) Agua intersticial ó congénita.-

Todas las rocas petrolíferas se han formado en el agua que ha llenado originalmente sus poros(en general agua salada).

El petróleo al acumularse en los poros de las rocas, ha ido desplazando poco a poco el agua que los llenaba, pero como el agua se adhiere a la roca más que el petróleo, ésta no es desalojada en su totalidad y el petróleo solo ocupa los espacios mayores(ver fig.48). A ésta agua retenida en los poros se le designa generalmente con el nombre de agua congénita ó intersticial y se le mide como porcentaje (en volumen) con relación al espacio total de los poros. No es raro que un 25% del espacio total de los poros de una arena petrolífera esté ocupado por agua lo que se expresa diciendo que la roca contiene 25% de agua intersticial.

(d) Zonas de saturación en un yacimiento ideal.-

El petróleo acumulado en los poros de una roca contiene, en estado de solución, hidrocarburos gaseosos más livianos. En la prác-

tica se ha comprobado que antes de explotarse un yacimiento, el gas que acompaña al petróleo no está en estado libre sino disuelto en éste último.

En un yacimiento ideal hay generalmente tres zonas de saturación. La zona superior, que ocupa la parte más alta de la estructura, contiene gas libre, siempre que la cantidad de éste fluido exceda a la necesaria para disolverse a saturación en el petróleo.

La zona intermedia, ubicada debajo de la zona de gas libre, contiene petróleo y gas disuelto en el mismo, y la zona inferior, por debajo de la zona petrolífera, contiene agua.

La superficie de contacto entre la zona de gas libre y la zona petrolífera se denomina "contacto gas-petróleo" y la existente entre la zona de petróleo y la de agua se denomina "contacto petróleo-agua". Estas tres zonas pueden ser identificadas por el análisis de las muestras obtenidas durante la perforación de pozos.

Al calcularse las reservas de petróleo de un yacimiento, la sección más importante es la zona intermedia, es decir, la petrolífera. Esta zona contiene dos fluidos:

(1) Petróleo y gas disuelto (2) Agua intersticial ó congénita.

(e) Factor de contracción.-

El petróleo y el gas disuelto, en las condiciones de presión y temperatura reinantes en la formación, se hallan en la fase líquida; pero al ser extraído el petróleo, la reducción de presión que origina, libera parte del gas disuelto en él. Debido a éste proceso de liberación del gas, una determinada cantidad del petróleo medido en el yacimiento ocupa un volumen mayor que cuando se le

mide en los tanques de almacenamiento despues de desprendido el gas que contenía en disolución; en general, ésta reducción de volumen es de un 15% aproximadamente y se le llama "factor de contracción"

(2) Cálculo del petroleo existente en un yacimiento.--

Los tres factores: Porosidad, Agua intersticial y Factor de contracción, son los que intervienen en la determinación del volumen de petroleo (medido en la superficie) por unidad de volumen de la roca productiva.

Por ejemplo, el volumen de petroleo (medido en los tanques) contenido en un metro cúbico de arenisca petrolífera, con 25% de porosidad, 25% de agua intersticial y cuyo petroleo tiene un factor de contracción de 0.85 sería:

1 mt.³ ó 1,000 dm.³ de roca contiene $1,000 \times 0.25 = 250$ dm.³ de poros

Este volumen de poros está ocupado:

$250 \times 0.25 = 62.5$ dm.³ por agua intersticial

$250 - 62.5 = 187.5$ dm.³ por petroleo.

Este petroleo, medido en la superficie ocupa en los tanques un volumen de:

$187.5 \times 0.85 = 159.4$ litros.

No todo el petroleo contenido en los poros de una roca es recuperable mediante los métodos de extracción. La recuperación real es inferior al total del petroleo existente en la acumulación y la relación entre éstos dos se denomina "Factor de Recuperación", el cual es expresado como un porcentaje.

El valor cuantitativo del factor de recuperación para cualquier acumulación depende de:

- (1) Las características físicas del complejo petroleo-gas tal como se encuentra en la acumulación.

(2) El fluido que desplaza al petróleo de la arena.

Las características físicas del complejo petróleo-gas que influyen en la recuperación son: viscosidad, cantidad de gas disuelto en el petróleo y rapidez con que se libera el gas disuelto de la solución, a medida que la presión de la formación declina durante la explotación del yacimiento. Los fluidos que desplazan el petróleo de la arena pueden ser el gas, el agua, ó ambos.

La recuperación final en la mayoría de los yacimientos varía entre 25 y 60% del petróleo total acumulado. Con el propósito de ilustrar los cálculos de reservas continuaremos con el siguiente ejemplo, suponiendo que el factor de recuperación es de un 35%. Por lo tanto las reservas por cada metro cúbico de arenisca petrolífera será:

$159.4 \times 0.35 = 56$ litros de petróleo (medidos en la superficie por cada metro cúbico de arenisca petrolífera).

Las unidades generalmente usadas en al cálculo de reservas son metros cúbicos ó barriles para el volumen; hectareas ó acres para el área productiva y metros ó pies para el espesor medio de las areniscas. Las unidades lógicas para expresar la recuperación son, por lo tanto, metros cúbicos por hectarea-metro ó bien barriles por acre-pié. Una hectarea-metro es el volumen correspondiente a un espesor de 1 metro en una superficie de una hectarea, y con referencia al sistema inglés de medidas, 1 acre-pié es el volumen correspondiente a 1 pie de espesor y a un área de 1 acre. La unidad de recuperación dada en el ejemplo es 0.056 metros cúbicos de petróleo (medido en la superficie) por metro cúbico de roca arenisca y arroja un total de 560 metros³ de petróleo (medido en la superficie) por cada hectarea-metro.

Si en el ejemplo anterior, en vez del sistema decimal adoptamos unidades inglesas y tomamos un pié³ de una roca

con las características enunciadas anteriormente, ésta contendrá 0.16 pies cúbicos de petróleo (medido en la superficie) por pié cúbico de arenisca petrolífera.

Si consideramos como antes un factor de recuperación de 35%; las reservas por cada pié cúbico de arenisca petrolífera será: $0.16 \times 0.35 = 0.056$ pies³ de petróleo (medido en la superficie) por pié³ de roca productiva.

Según he dicho anteriormente en el sistema de unidades inglesas, el volumen se expresa en barriles, el área productiva en acres y el espesor medio de las areniscas en pies, por lo tanto, la unidad de recuperación estará expresada en barriles por acre-pié. Por lo tanto una recuperación de 0.056 pies³ de petróleo (medido en la superficie) por pié³ de roca equivale a 430 barriles de petróleo (medido en la superficie) por acre-pié.

Después de calcular la recuperación por cada unidad de volumen de roca, se continúa con el cálculo del volumen total de roca al cual se aplicará la unidad de recuperación. El volumen de la formación saturada de petróleo se determina basándonos en la superficie de la zona productiva y el espesor medio de las areniscas petrolíferas. Estos factores se determinan por las informaciones geológicas y los datos relativos a los contactos gas-petróleo y petróleo-agua, obtenidos en las pruebas realizadas en los pozos perforados.

(3) Volumen de la formación petrolífera en una acumulación de carácter estructural.-

En un yacimiento del tipo estructural, en el cual la estructura ha sido revelada mediante estudios geológicos y geofísicos, se conocen las dimensiones y características generales de dicha estructura, la cuales presentada gráficamente por medio de cortes, seccio-

nes y planos acotados, tal como se indica en la fig.49.

El caso más sencillo que permitiría hacer un cálculo bastante exacto de todo un yacimiento por medio de un solo pozo de ensayo, sería aquel en que dicho pozo ha sido perforado en la parte superior de la estructura tal como se indica en la fig.49, que hubiera dado con una arenisca de espesor apreciable y uniforme y, por último, que el pozo hubiese alcanzado el nivel de contacto petróleo-agua.

La fig.49 ilustra un descubrimiento de ésta índole. En éste ejemplo los planos estructurales han hecho conocer la naturaleza y forma de la parte superior de la acumulación, en tanto que la posición de la superficie inferior queda determinada por la superficie de contacto petróleo-agua. El volumen de roca saturada con petróleo puede, por lo tanto, ser determinado fácilmente. Para ilustrar con un ejemplo, supongamos que un yacimiento tiene un área de 1,000 hectareas y un espesor medio de areniscas petrolíferas de 30 mts. resultando entonces un volumen de 30,000 hectareas-metros. Las reservas de éste yacimiento se calcularían, por consiguiente, multiplicando por el factor de recuperación (expresado en metros³ por hectareas-metro. Con un factor de recuperación de 560 metros³ por hectarea-metro, las reservas serán:

$$560 \times 30,000 = 16,800,000 \text{ metros}^3 \text{ de petróleo.}$$

Tomemos un ejemplo con unidades inglesas, supongamos un yacimiento con un área de 1,000 acres en el que la capa productiva tenga un espesor medio de 100 pies, lo que nos dá un volumen de 100,000 acres-pies. Las reservas de éste yacimiento se calcularían, multiplicando por el factor de recuperación expresado en bbls./acre-pié el volumen expresado en acre-pies; si el factor de recuperación es de 430 barriles por

ACUMULACION ESTRUCTURAL QUE REQUIERE VARIOS POZOS PARA ESTIMAR SU CONTENIDO DE PETROLEO

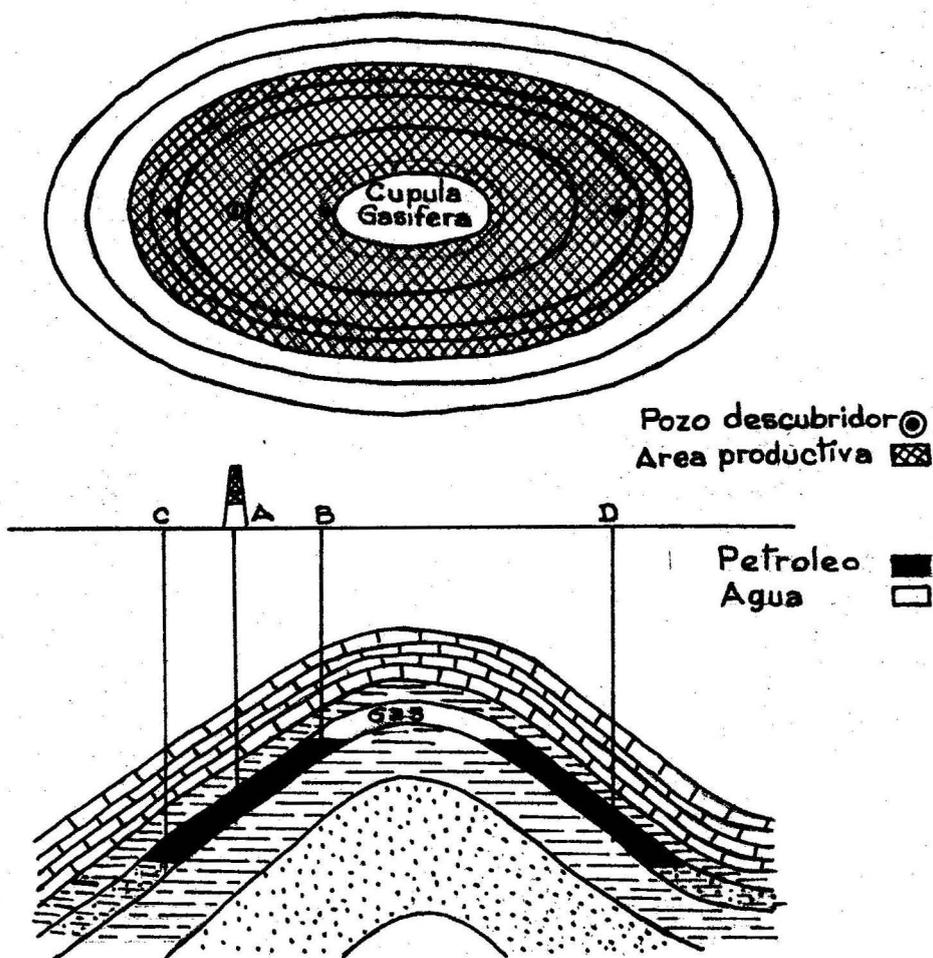


FIGURA 50



acre-pié, las reservas serán de:

$$430 \times 100,000 = 43,000,000 \text{ de barriles}$$

El caso más general sería el que ilustra la fig. 50 en el que fueron necesarios varios pozos para comprobar las reservas de un yacimiento. En éste caso la arenisca es de espesor reducido y el pozo descubridor "A" cayó fuera de la cresta de la estructura. El procedimiento a seguir en éste caso consiste en perforar pozos en la parte superior de la estructura hasta dar con el contacto gas-petroléo (pozo "B"); en la parte inferior de la estructura, para hallar el contacto petróleo-agua (pozo "C") y, a través de la estructura (pozo "D") para comprobar hasta donde se extienden las capas petrolíferas. El conocimiento obtenido con los cuatros pozos ilustrados con anterioridad es siempre necesario para determinar el volumen total de la acumulación a la cual puede aplicarse el factor de recuperación. Los cálculos de reserva de un yacimiento deben hacerse solamente para la parte de la zona productiva que ha sido comprobada mediante perforaciones. Por ejemplo, en la ilustración de la fig. 50 una estimación efectuada con anterioridad a la perforación del pozo "D" solamente deberá incluir como area productiva a la parte de la estructura en que fueron perforados los pozos "A", "B" y "C".

(4) Volumen de la acumulación y reservas en yacimientos de caracter estratigráfico.

Se denominan yacimientos estratigráficos aquellos que se forman por deposición, sobre un terreno ligeramente inclinado, se un sedimento poroso cuyp espesor decrece gradualmente en el sentido ascendente. los depósitos marinos costeros, recubiertos posteriormente por sedimentaciones arcillosas impermeables, constituyen

ejemplos típicos de "trampas estratigráficas". Ejemplos de éste tipo de acumulación, son los yacimientos del Este de Texas y los del lago Maracaibo en Venezuela.

El cálculo de reservas de una acumulación estratigráfica ofrece en la práctica mayores dificultades que en el caso de los yacimientos estructurales.

Los estudios geológicos, de superficie y los geofísicos, no permiten, por lo general fijar las dimensiones de una trampa estratigráfica; para esto hay que recurrir íntegramente a la perforación aunque el conocimiento de las condiciones sedimentarias puede ser de gran ayuda en la interpretación de los datos obtenidos durante la perforación de los pozos.

El cálculo de la reserva debe llevarse a cabo paulatinamente al ir perforando los pozos; pero al proyectar las perforaciones de exploración, la información necesaria puede obtenerse con mucha anticipación a la fecha en que se complete la perforación de todos los pozos. Al perforarse el pozo descubridor de una trampa estratigráfica, se conoce el espesor de la capa productiva, así como las características generales de la roca de la acumulación y del yacimiento. El pozo de exploración suministra en consecuencia la información necesaria para poder fijar la unidad de recuperación; y una arenisca de gran espesor indicaría un campo prolífico en tanto que una arenisca de poco espesor sería indicio de un yacimiento pobre. El conocimiento de las condiciones generales de sedimentación podría indicar la extensión más o menos grande que abarcan las capas productivas, pero cualquier cálculo de reserva fundado sobre éste dato carecería de exactitud; solo los pozos perforados darán indicaciones acerca de las direcciones en las cuales las capas se adelgazan y desaparecen.

FORMA EN QUE SE CONFECCIONA UN PLANO ISOPATICO

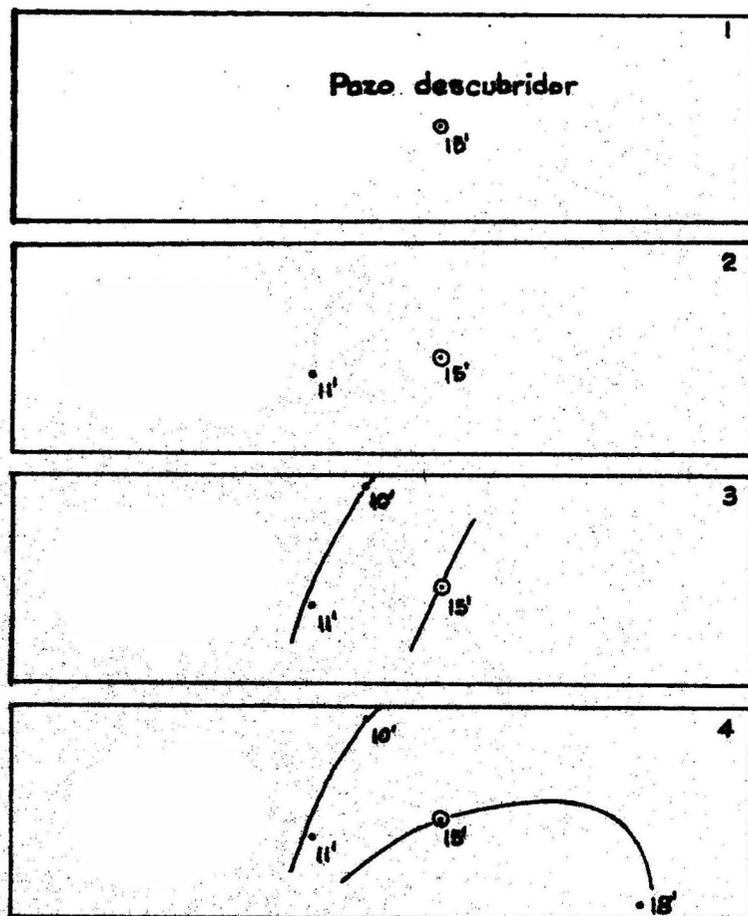


FIGURA 51

PLANO ISOPATICO

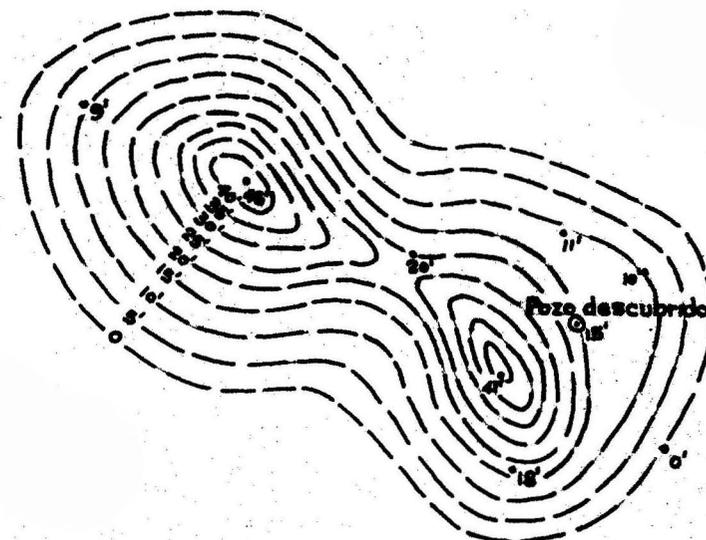


FIGURA 52

DETERMINACION DEL VOLUMEN DE PETROLEO

Zonas Isopáticas Adyacentes	Area (Acres)	Espesor (pies)	Volumen (acre-pie)
0-5	280	2.5	700
5-10	250	7.5	1875
10-15	220	12.5	2750
15-20	180	17.5	3150
20-25	150	22.5	3375
25-30	130	27.5	3575
30-35	100	32.5	3250
35-40	60	37.5	2250
Mas de 40	25	40.0	1000
Total	1495		21925

Estas informaciones sobre los cambios de los espesores de las capas se indican graficamente en mapas en que se marcan dichos espesores en cada pozo, uniendo luego con líneas los puntos de igual espesor. Estos planos se conocen con el nombre de planos isopáticos y las líneas que pasan por los puntos con igual espesor de areniscas se denominan líneas isopáticas.

La fig. 51 ilustra el desarrollo de un plano isopático a medida que progresa la perforación de exploración. El curso de las líneas isopáticas se establece después de perforar los primeros pozos y entonces es posible planear un programa para delinear las dimensiones y estimar el volumen de la acumulación. La fig. 52 indica la ubicación de pozos que han permitido circunscribir la acumulación y las líneas isopáticas por medio de las cuales se puede determinar el volumen de la acumulación; éste último se calcula midiendo el área comprendida entre dos líneas isopáticas vecinas y multiplicando ésta área por el espesor medio correspondiente. El volumen total se obtiene sumando los volúmenes parciales de cada segmento, en la forma como se indica en la fig. 52.

Las reservas se calcularán multiplicando el volumen de la acumulación por el factor de recuperación.

Los ejemplos anteriores indican en forma sencilla, el tipo usual de cálculo de reservas efectuado antes de haber terminado la perforación de todos los pozos del yacimiento. Las irregularidades de las estructuras y las discordancias en el depósito de las capas originan otros tantos cambios en los cálculos a efectuarse.

Por lo demás, los factores de recuperación varían de un yacimiento a otro de acuerdo con los caracteres físicos del mismo y de los fluidos que contiene.

(5) Importancia del cálculo de reservas.-

El cálculo de las reservas es de vital importancia a toda empresa petrolera, pues su existencia como tal, depende exclusivamente del petróleo que pueda producir en el futuro.

Una empresa petrolera necesariamente debe contar para sus operaciones futuras con una adecuada provisión de materia prima elaborable, que en éste caso es el petróleo que pueda encontrarse acumulado en el subsuelo. Al estimarse las reservas, previa deducción del volumen de petróleo anual extraído, la empresa puede pronosticar con bastante exactitud la duración de un yacimiento determinado y la de su reserva petrolífera, ó en otras palabras, determinar exactamente los años en que podrá continuar sus actividades como tal. Por ejemplo: Si una empresa posee al comienzo del año una reserva en el subsuelo de 5 millones de metros³ cúbicos de petróleo, y produce anualmente 1 millón tendría tan solo un abastecimiento de materia prima para 4 años y, por tal causa, le sería vital hallar otras reservas, nuevas arenas productivas y nuevas extensiones de sus yacimientos ó en su defecto nuevos yacimientos, porque de lo contrario tendría que cesar en sus actividades.

Por tal motivo, toda empresa debe prestar especial atención al volumen de sus reservas, poniendo el mayor empeño posible cada año en hallar tanto petróleo como el que produce (y aún más, si fuese posible, como factor de seguridad), a fin de equilibrar la producción anual.

--BIBLIOGRAFIA--

Petroleum Production Engineering. Oil Field Development.

Autor: Lester Charles Uren

Editado por: McGraw-Hill Book Company

Petroleum Production Engineering. Oil Field Exploitation.

Autor: Lester Charles Uren

Editado por: McGraw-Hill Book Company

Strength of Materials.

Autor: Joseph Marin

Editado por: The Macmillan Company.

Oil and Gas Production

Publicado por: American Petroleum Institute

Fundamentals of Rotary Drilling.

Publicado por: The Petroleum Engineering publishing Co.

Oil Well Drilling.

Publicado por: American Association of Oilwell Drilling
Contractors.

Engineering Fundamentals in Modern Drilling.

Publicado por: The Oil and Gas Journal

Mud Engineering.

Publicado por: Magnet Cove Barium Corp. (Magco-bar)

Making Hole.

Publicado por: The Oil and Gas Journal

Cementing Procedure Material.

Autor: Dwight K. Smith

Publicado por: Halliburton Oil Well Cementing Company.

Electrical Log.

Publicado por: Schlumberger Company

Radioactivity Log.

Publicado por: Schlumberger Company.

Neutron and Gamma Ray Log.

Publicado por: Schlumberger Company

Temperature Survey.

Publicado por: Schlumberger Company

Exploración y Producción de petróleo.

Publicado por: Esso productora de petróleo S.A.

Notas tomadas durante el entrenamiento con la Texas Company
y durante el tiempo en que trabajé con dicha compañía en la
República de Colombia.
