

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE PETROLEO

CEMENTACION
DE POZOS
DE PETROLEO

FELIX GUERRA CHAVEZ

P R E F A C I O.

La presentación de este modesto trabajo me dá la oportunidad para poner de manifiesto mi admiración profesional por el ingeniero Fernando Noriega Calmet, con quien estoy en deuda por haberme dado la oportunidad de colaborar bajo sus órdenes en la Empresa Petrolera Fiscal.

Fué allí donde pude aquilatar su profundo conocimiento en materia de organización y técnica en todos los problemas relacionados con la industria del petróleo, á la vez que su devoción patriótica. Trabajando bajo sus órdenes he sido testigo presencial de sus infatigables esfuerzos y dedicación para incrementar la producción de los campos de la Empresa Petrolera Fiscal de 250 á mas de 3,000 barriles diarios.

Esta obra por él realizada, es digna de toda alabanza no solo por los que hemos tenido el honor de servir á sus órdenes, sino mas que todo merece el bien de la Patria.

Introducción

La cementación de pozos de petróleo constituye una de las faces mas importantes tanto durante la perforación como en el acabado de los mismos. Exige del ingeniero encargado de realizar esta operación un cuidadoso estudio de las condiciones de perforación y a fin de obtener un mejor resultado abarca el empleo de registros eléctricos, de calibración y de temperatura, comprendiendo también la perforación a bala de la tubería de revestimiento.

Es evidente que la cementación de un pozo de petróleo es esencialmente una operación constructiva. Desde este punto de vista, comprende el empleo del cemento para las muchas y variadas clases de trabajos necesarios de acondicionamiento, a fin de mantener o agregar una producción económica.

Debe tenerse presente, que el cemento que se emplea en un pozo forma parte de la estructura del subsuelo y por esta razón deberá ser de tal calidad y puesto en tal forma que dure el mayor tiempo posible. Es por esto que debe hacerse todo esfuerzo a fin de que el primer trabajo de cementación resulte lo mejor que sea posible.

El empleo del cemento en los pozos de petróleo ha alcanzado en la actualidad una enorme difusión en comparación con su uso inicial y en la misma forma en lo que respecta a su adaptación para los trabajos de acabado y acondicionamiento.

A fin de lograr buen éxito en las operaciones de cementación

deberá ponerse especial cuidado tanto en la selección del cemento a usarse como en la preparación de la lechada y en el equipo adicional que se emplea para la colocación de ésta, bajo las condiciones mas particulares que se encuentren.

El objeto de este estudio, es pues, dar detalles tanto sobre la mezcla de cemento y cemento como en la tecnica de cementación, que permitan obtener en pozos de gas y petroleo los mas satisfactorios resultados.

Asi mismo, las razones de los diferentes trabajos de cementación y los procedimientos que se emplean para la cementación de pozos de gas y petroleo, asi como los equipos y herramientas utilizadas para la ejecución de estos trabajos.

Se describirá las diversas clases de cemento y las variadas sustancias químicas que se emplean como aditivos a fin de impartirle propiedades especiales, que permitan realizar dentro de las mayores posibilidades de exite los diferentes trabajos de cementación que se requiran.

También se describirá los fundamentos y aplicación de los diversos tipos de perfilajes que se emplean con el objeto de obtener los mejores resultados.

Se indicarán los diferentes pasos que deben darse antes y durante las operaciones de cementación.

Por último se consideraran algunos trabajos de cementación, que se han ejecutado en la E.P.F. y que son prácti-

ca y de costos de este estudio.

CEMENTO

Resina Natural

Desde antiguamente, los romanos empleaban en sus obras una especie de cemento primitivo, que consistía en la mezcla de cal con puzolana. Este último producto es de origen volcánico de color amarillento verdoso o marrón, que se encuentra en abundancia en Pozzuoli, cerca de Nápoles o en las barrancas del río Etna, y que tiene la propiedad de endurecerse al ser puesto en contacto con el agua, transmitiendo también esta propiedad a la cal común.

Más tarde en 1750 el Ing. John Smeaton, debido a la necesidad de construir un aglomerante totalmente hidráulico, que le permitiera construir un faro sobre los peñones de Edyctose, en Inglaterra, realizó muchos y variados experimentos moliendo piedras calcáreas, margosas y luego calcinándolas y obteniendo por resultado en esta forma morteros sumamente fuertes que se endurecían al contacto con el agua. En realidad el producto no pasó de ser una cal hidráulica. Sin embargo con este material pudo construir el faro motivo de su preocupación, el cual fue demolido 120 años más tarde mediante el empleo de la dinamita.

Resión es el año 1824 se logra producir un material cementicio por trituración y calcinación de piedra calcárea y arcilla. El autor de este descubrimiento fue Joseph Aspin, que era albañil, y que por la semejanza de su producto con la dureza y color de las piedras de las canteras de Portland, en Inglaterra le dio el nombre

de "cemento Portland". Los hijos de Joseph Aspdin, James y William, fueron los que desarrollaron y perfeccionaron la fabricación del cemento.

Constitución y propiedades del cemento artificial

Se considera en general como "cemento Portland" al cemento artificial de lento fraguado. Su composición y propiedades varían ligeramente de acuerdo a su procedencia.

La elaboración del cemento artificial consiste primero en calcinar la arcilla y la caliza que han de formar el "clinker", luego se les reduce a polvo fino por medio de molinos rotativos de bolas. Al mismo tiempo se le agrega un pequeño porcentaje de yeso y de óxido férrico, el primero a fin de controlar el tiempo de fraguado y la velocidad de endurecimiento y el último como fundente. A este polvo se le llama "polvo crudo" se ensila y luego pasa a coquearse en hornos giratorios, que tienen la temperatura máxima de 1450 a 1500°C, pasando previamente por una parrilla giratoria en la cual recibe una finísima lluvia de agua, transformándose así el polvo seco en bolitas, con lo cual se evita su fácil arrastre por el fuerte tiraje del horno. Al salir del horno pasa a otro cilindro giratorio para su enfriamiento y luego se le almacena en depósitos cubiertos llamados "hall de clinker" para su total enfriamiento y para que pierda la cal libre que pudiera tener. Luego este "clinker" se muele en molinos giratorios de bolas de acero. El producto molido se hace pasar por tamices de 4900 mallas por cm² el que debe dejar un residuo no mayor de 15%.

La relación entre los componentes indicados es variable. La diferencia entre las propiedades del cemento Portland y las de otros cementos se debe a la temperatura a la cual se someten en los hornos, 1400 - 1450° el cemento Portland y 700 - 800° las otras clases. Como resultado de la alta temperatura a que se calientan los materiales, se transforman en otras sustancias adita, belita, celita y felita, de composición compleja - silicatos de alúmina cal y de hierro en proporciones variables - que le transmiten al cemento sus características. En los cementos artificiales se le da el nombre de índice de hidraulicidad a la relación:

$$I = \frac{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3}{\text{CaO} + \text{MgO}}$$

Los valores de las sustancias hidraulizantes - silice, alúmina y óxido de hierro - están dados en porcentaje. Los óxidos alcalinotérreos que contienen, están dados en peso. Se excluye los óxidos alcalinos a causa de que entran en muy reducida proporción en la constitución del cemento. En el cálculo de las características del mismo se utiliza bastantes veces el número de hidraulicidad que es el valor inverso del anterior:

$$N = \frac{1}{I}$$

Ambos determinan los límites entre los cuales puede variar la cantidad de cal que entra en su composición y que para obtener un buen producto oscila entre 1.8 x 2.2. Esta condición es necesaria; pero no suficiente, ya que se completa con el número de silicio o de silicato que se expresa por la relación entre la cantidad de silice y

las de óxidos de aluminio y de hierro:

$$\frac{51 \text{ O}_2}{\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3}$$

Este cociente debe oscilar entre 2 y 3. Por último el módulo de fundación debe ser lo mayor posible y está dado por la relación entre el óxido de aluminio y el de Hierro.

A los cementos de bajo índice de hidraulicidad se les denomina lentos. Fragan al cabo de 10 horas, adquieren resistencia suficiente a los 3 días y continúan endureciéndose durante varios meses. Los cementos de elevado módulo de hidraulicidad se les llama rápidos y pueden fraguar al cabo de 2 ó 3 minutos.

El cemento así producido está compuesto de una mezcla de óxido de calcio, (CaO), Óxido de Aluminio (Al_2O_3), Dioxido de silicio, Óxido de magnesio (MgO), Óxido ferrico (Fe_2O_3) y anhídrido sulfúrico (SO_2). Los óxidos se hallan combinados bajo la forma de silicato tricálcico (3CaO SiO_2), silicato bicálcico (2CaO SiO_2), aluminato tricálcico ($3\text{CaO Al}_2\text{O}_3$) y aluminato ferrico tetracálcico ($4\text{CaO Al}_2\text{O}_3\text{Fe}_2\text{O}_3$). Pueden estar finalmente presentes el pentacálcico ($5\text{CaO} \cdot 3 \text{Al}_2\text{O}_3$) y bicálcico ferrico ($2\text{CaO Fe}_2\text{O}_3$) pero hay que hacer notar que no son esenciales. Además de estos constituyentes se pueden considerar el óxido de potasio (K_2O) Óxido de sodio (Na_2O) Óxido de Magnesio (Mg_2O_3) y algunos otros óxidos que pueden estar presentes como impurezas en cantidades no mayores del 2%.

El fenómeno del fraguado que es muy complejo y a veces desconocido, se produce cuando el cemento se mezcla con agua. Sin es

largo se puede decir, aunque no en forma absoluta, que el fraguado del cemento en realidad ocurre por etapas, produciéndose en la primera de estas la hidratación del aluminato tricalcico ($3CaOAl_2O_3$) y posiblemente de la alúmina estos productos son amorfos al principio pero posteriormente cristalizan dando lugar a la formación de cristales de aluminato tricalcico y sulfoaluminato de calcio. En la formación de este último compuesto ha intervenido también el yeso. Después de 24 horas, se principia a hidratar el silicato tricálcico, cristalizando el contenido de cal, mientras que los menos básicos silicatos de calcio y sílice hidratada pasan a formar una sustancia gelatinosa. Se considera que la hidratación del silicato de calcio no se completa antes de 28 días.

El incremento de la resistencia de la mezcla fraguada se debe posiblemente a la hidratación continúa del silicato tricálcico y silicato bicálcico. Tanto el aluminato tricalcico como el ferroaluminato tetracálcico no contribuyen a aumentar la resistencia del cemento, aunque este último lo protege de la acción destructiva de los sulfatos de sodio y magnesio que contienen las aguas subterráneas que reaccionan con el aluminato tricalcico hidratado produciendo expansión y desintegración del cemento fraguado.

Desde el punto de vista físico se pueden distinguir tres fases en la hidratación del cemento Portland que son: "Fraguado inicial", "fraguado final" y "endurecimiento". El fraguado inicial ocurre cuando la lechada de cemento ^{ha} perdido su plasticidad y es este el momento cuando por mas que se junten dos pedazos de la mis-

na mezcla homogénea no se puede obtener una unidad. Además hay que hacer notar que su plasticidad no puede generarse nuevamente por más que se le eche agua. Antes de producirse el fraguado inicial, la lechada de cemento debe mantenerse estática, sin movimiento, a fin de obtener un posterior endurecimiento propio, ya que de agitarse, su resistencia no será pareja.

Después del estado de fraguado inicial, el cemento pasa al estado final debido a cambios químicos gracias a los cuales adquiere una mayor dureza. En la mayoría de los cementos artificiales el fraguado final se produce de 2 a 5 horas después de producido el fraguado inicial. Subsiguientemente al fraguado final ocurre el endurecimiento que se produce de 10 a 28 días como consecuencia de más cambios químicos.

Es evidente que durante el período que el cemento endurece y adquiere mayor resistencia, después de realizado un trabajo de cementación, el pozo debe mantenerse dentro de las condiciones más estáticas posibles.

Factores que afectan el comportamiento del cemento en pozos de petróleo

El fraguado del cemento en los pozos de petróleo es función de muchas variables, siendo las más importantes:

1. Constitución química.
2. Relación agua-cemento
3. Efectos de presión y temperatura
4. Efectos de las sustancias químicas empleadas en el control

tes, es por esto que la relación agua-cemento constituya un factor importantísimo en la resistencia del fraguado final del cemento.

La resistencia a la compresión para las diferentes relaciones agua-cemento, de los tres tipos de cemento generalmente usados en la cementación de pozos de petróleo se dan en el gráfico N° 1.

Debe tenerse presente que mientras menos cantidad de agua se emplee para la preparación de la lechada, la densidad de ésta será la de la masa de cemento y es por esto que se asume que mientras mas espesa es la lechada siempre que pueda ser manipulada, se tendrá mejor resultado en la cementación.

Se puede considerar que los cementos en promedio aunque requieren aproximadamente 20% de agua, en peso, para su completa hidratación, no constituyen un fluido bombeable a menos que se emplee en la preparación de la lechada alrededor del doble de este porcentaje.

Por lo general las lechadas de cemento mas frecuentemente usadas contienen entre 40 y 50% de agua ó sea de 4.5 a 5.5 galones de agua por saco de cemento con densidades de 122.2 y 115 lbs/pie³ respectivamente.

Hay que hacer notar que la relación agua-cemento que se escoja para la realización de un trabajo de cementación depende de las condiciones que haya bajo el pozo y de otros factores particulares a cada caso; pero de todos modos la cantidad de agua que se emplea, en relación con el tipo mas adecuado de cemento escogido

para un determinado trabajo, debe ser tal que produzca una mezcla movible y de consistencia mínima que asegure que todo el cemento pueda ser colocado en el sitio deseado antes que principie a espesarse. En el gráfico N° 2 se da la relación de la cantidad de agua por saco de cemento (94 lbs.) con respecto al peso y volumen de la mezcla.

Las mezclas que son bien densas son menos susceptibles de contaminación con el fluido de inyección que las mezclas que tienen altos porcentajes de agua. Por otra parte debe tenerse presente, que cuanto mas pesada sea la mezcla mayor será la carga hidrostática, que agregada a la presión de la bomba inyectora dará la presión total aplicada sobre una posible sección porosa. En esta forma se produce a través de esa zona una pérdida de agua de la mezcla por filtración y con esto una aceleración en su velocidad de espesamiento.

En algunos casos, cuando se va a cementar juntas de tuberías de revestimiento en pozos profundos y se vá a utilizar cemento en grandes cantidades, es mas conveniente el principiar con mezcla de peso ligero a fin de emplear mas tiempo en llegar a la posición deseada, para luego aumentar el peso de la mezcla y poder tener la de mayor densidad desde la zapata flotadora hasta el lugar mas conveniente. Debe tenerse presente que este cambio en la relación agua-cemento no significa que se pueda permitir una mezcla no uniforme, ya que precisamente la uniformidad en la mezcla es de suma importancia.

Existe la posibilidad de canalización cuando se cementa espacios anulares de gran extensión, o si el tiempo de desplazamiento es grande. Este riesgo aumenta debido a la posibilidad de agitación después que principia el espesamiento de la mezcla. Dicha dificultad se ha obviado mediante el procedimiento de cementación por intervalos.

Los tiempos de fraguado varían de acuerdo a los diversos tipos y grados de cementos y esto debe tenerse siempre presente para cualquier trabajo a realizarse posterior a una cementación. Así los cementos de fraguado lento son más elásticos después de 24 horas de fraguado que después de 72 horas cuando ya han obtenido de 60 á 90% de su máxima resistencia. Es por esta razón que la tubería final de revestimiento debe perforarse casi a las 24 horas después de efectuado el trabajo de cementación. Los pozos profundos de alta presión no deberán ser puestos en producción por lo menos hasta 72 horas después de efectuada la cementación.

Efectos de presión y temperatura

Las temperaturas altas aceleran el tiempo de fraguado de la mezcla. Sin embargo cuando se bombea la mezcla alrededor de la zapata flotadora y hacia arriba del espacio anular, es dudoso que dicha mezcla adquiera la temperatura de fondo que tiene el pozo, ya que la velocidad de bombeo es lo suficientemente alta como para evitar esta situación. Probablemente el calor generado durante el fraguado de la mezcla excedese siempre a cualquier cantidad de calor absorbida; pero desde que ese calor se produce después que la mez-

cia principia a fraguar no tendria evidentemente ningun efecto en la movilidad de ella. Cuando se emplea grandes cantidades de cemento en la cementación de pozos que tienen temperaturas de fondo mayores de 150°F es conveniente el empleo de retardadores de fraguado o agua helada en la preparación de la mezcla a fin de reducir la temperatura de fondo del pozo. Es interesante hacer notar que el tiempo de fraguado de algunos cementos a 150°F es la tercera parte que tendrían a 60°F. El grafico N° 4 muestra el efecto de la temperatura en el fraguado de una mezcla de cemento de 40%.

La presión posiblemente tiene efecto beneficioso sobre el cemento cuando su acción se realiza antes que la mezcla pierda su movilidad. Si la mezcla se coloca bajo presión, el cemento fraguado constituirá una masa mas densa, esto es tanto mas cierto cuanto mayor sea la relación agua-cemento. Se ha podido determinar experimentalmente que cuando se aplica presiones altas durante la colocación de una mezcla, se acelera la velocidad de espesamiento y esto debe tomarse en cuenta cuando se determina la relación agua-cemento necesaria para dar movilidad a la mezcla hasta que esta se encuentra en el lugar conveniente. No se ha podido establecer ninguna regla para determinar o estimar la disminución de tiempo de espesamiento causado por la presión debido a que los diversos cementos reaccionan distintamente y bajo ciertas condiciones no se puede predecir siempre la presión final aplicada a la mezcla.

El gráfico N° 4 muestra la relación entre la resistencia a la compresión del cemento versus la consistencia de la mezcla.

La mezcla de cemento utilizada en la obtención de este gráfico tiene una relación en peso de 100 partes de cemento por 40 de agua y se probó en un consistómetro de alta presión a 140°F y a 5000 p.s.i.

Las unidades "poises" indican la consistencia de la mezcla empleada, debiéndose tener presente que 40 poises corresponden al límite máximo al que puede bombearse la mezcla. En este gráfico puede notarse que conforme la consistencia de la mezcla aumenta la resistencia a la compresión del cemento disminuye; pero debe tenerse presente también que probablemente los efectos producidos por la agitación principian al mismo tiempo con la caída en la resistencia a la compresión y aumentan tan rápidamente como cae dicha resistencia. Además es probable que la baja resistencia a la compresión no tenga un efecto tan perjudicial en el trabajo de cementación como la granulación, permeabilidad, no uniformidad y ligazón pobre que puede causar el movimiento de la mezcla después que empieza a aumentar la consistencia.

Efectos de las sustancias químicas empleadas en el control del fluido de inyección

Tanto los alcalis de sodio como los fosfatos que se emplean en el tratamiento de los lodos de perforación no tienen un efecto notable sobre el cemento, siempre que se usen en concentraciones semejantes a las que pueden encontrarse en contaminaciones de pozos de petróleo.

En todo general estos compuestos tienen un comportamiento

irregular en su efecto sobre el cemento, pues bajo ciertas condiciones tienden a acelerar el fraguado y en otras condiciones lo retardan. Igualmente existe esta irregularidad en el comportamiento sobre la resistencia a la compresión. Sin embargo estas variaciones en el tiempo de fraguado ó en la resistencia no son tan grandes como para afectar seriamente un trabajo de cementación.

Las químicas inorgánicas usadas en el control de los fluidos de perforación, tienen en general, a tener efectos un poco irregulares en los cementos para pozos de petróleo; pero éstos no son tan considerables como para ser perjudiciales. Las químicas orgánicas producen en general reacciones mucho más fuertes, lo que da lugar muchas veces a que el cemento no frague. Estos compuestos orgánicos pueden dividirse en cuatro grandes grupos:

- 1°) Compuestos de lignina (Carbonos)
- 2°) Compuestos de tanino (Quebrache)
- 3°) Azúcares y almidones (Almidones pregelatinizados)
- 4°) Celulosas (Carboximetil celulosa de sodio)

Por lo menos tres de estos grupos de compuestos orgánicos se emplean en la preparación de cementos de lento fraguado. Las cantidades que se utilizan son cuidadosamente controladas.

Se ha comprobado mediante pruebas, que se obtienen resultados similares, cuando el cemento está contaminado con las químicas anteriores, que cuando se agregan estas químicas directamente a la mezcla. También se ha podido comprobar que el efecto de atraso del fraguado es mucho más pronunciado, cuando se emplean estas químicas

de tratamiento en cementos que tienen retardadores químicos que en aquellos que no lo tienen. Parece ser que el efecto retardador de las químicas de tratamiento se agrega al retardador contenido en el cemento dando lugar a retardos excesivos con solo pequeñas contaminaciones.

Las medidas más convenientes para combatir el efecto de estos aditivos del lodo de perforación sobre los cementos, son las de reducir a un mínimo las contaminaciones del cemento con el fluido de inyección. Para este fin se emplean tapones limpiadores, que se colocan delante del cemento en los trabajos de cementación de tubería de revestimiento, o soluciones limpiadoras colocadas en la misma posición. Los tapones limpiadores evitan la contaminación del cemento con el lodo de perforación en el interior de la tubería de revestimiento y las soluciones limpiadoras - agua, soluciones de fosfatos ácidos, cloruros de calcio, agua de sal, mezclas de agua con bentonita y arcillas no tratadas - bombeadas delante del cemento la eliminan en el espacio anular.

Se puede agregar, en lo que respecta al efecto retardador del quebracho, que cuando cementos de lento fraguado se contaminan en cantidades tan pequeñas como 5% con fluidos de inyección que tienen, 1 libra de quebracho por Barril su resistencia en 24 horas baja de 3700 lbs per pulg. cuadrada a 0

El comportamiento irregular de los fosfatos de sodio pueden apreciarse en el gráfico N° 5 que muestra el máximo tiempo de espesamiento y la resistencia a la compresión en 24 hrs con vari-

cantidades de hexametáfosfato de sodio. El espesamiento o máximo tiempo de bombeo del tipo I de cemento aumentó con todas las concentraciones del aditivo y en las tres condiciones de la prueba.

Bajo condiciones simuladas para 6000 pies, el tiempo empleado para alcanzar 70 poises-máximo tiempo de espesamiento fué aproximadamente el doble con 0.16% de hexametáfosfato de sodio que para el cemento puro, de profundidad, señalando en esta forma una manifiesta acción retardante.

El tiempo de espesamiento de los cementos de lento fraguado sin retardadores es afectado diferentemente con las distintas concentraciones del aditivo; pero con tendencia general a tener un efecto retardante. Recíprocamente este mismo aditivo tiene un efecto decididamente acelerante sobre los cementos de lento fraguado retardados.

El hexametáfosfato de sodio reduce en un 25% la resistencia a la compresión de los cementos de tipo I. Por otra parte este aditivo aumenta en mas de 100% la resistencia de los cementos de lento fraguado retardados.

La resistencia de los cementos de lento fraguado no retardados es menos afectada por este aditivo.

Resultados similares se obtienen con las siguientes químicas: pirofosfato ácido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio e hidróxido de sodio.

Aunque las sustancias químicas mas arriba nombradas producen

resultados impredecibles en las mezclas de cemento. En ningún caso con excepción del hidróxido de sodio, el cemento queda afectado en tal forma que las propiedades resultantes sean tales que lo hagan impropio para su empleo en los pozos de petróleo.

El hidróxido de sodio tiene efecto retardador en concentraciones hasta de 0.5% del peso del cemento, pero acorta fuertemente el tiempo de espesamiento cuando se agrega mas de 1%. Los cementos de lento fraguado sin retardadores son acelerados en toda la amplitud de las concentraciones.

El gráfico N° 6 muestra el efecto del quebracho sobre el tiempo de espesamiento y resistencia a la compresión de los tres tipos de cemento.

En cantidades tan pequeñas como 0.1% y a 180°F el quebracho evita a que los cementos de lento fraguado retardados no fraguen por mas de 2½ horas. En cantidades de 0.3% dá lugar a que no fraguen los cementos de lento fraguado sin retardadores y produce en los cementos de tipo I una reducción de 400 lbs/pulg² en la resistencia a la compresión en 2½ horas.

Si el cemento contiene de 0.5 a 1.0% por peso del cemento el fraguado queda retardado varios días.

Cuando el quebracho se mezcla con la soda en partes iguales se obtienen los mismos efectos. Esto pone de manifiesto que la acción retardadora del quebracho es mas fuerte que la acción aceleradora del hidróxido de sodio.

Se dá a continuación un breve resumen de los resultados que se obtienen de la contaminación del cemento con las sustancias químicas utilizadas en el tratamiento del fluido de inyección:

<u>Sustancia Química</u>	<u>Efecto sobre la mezcla de cemento</u>
NaCl	Aceleran el tiempo de espesamiento.
NaCO	
NaOH ³	
Pirofosfato ácido de sodio	Irregular, algunas veces actúan como aceleradores y otras como retardadores.
Hexametapirofosfato de sodio	
Na ₂ SiO ₃	
Quebracho	Retardan el tiempo de espesamiento.
Quebracho + cáusticos	
Palcanato de Sodio	
Ligno Sulfonato de calcio	
Carbonimetilcelulosa de sodio	
Almidón pregelatinizado	
<u>Efecto del revoco</u>	

A pesar del adelanto que ha alcanzado la técnica para el control del lodo de perforación, que ha permitido mantener el revoco que forma el lodo sobre la pared del pozo, bajo un límite despreciable, todavía hay muchos pozos que se perforan con fluidos de inyección que forman revocos de espesor considerable sobre las paredes del pozo.

Tales revocos son de carácter tan adhesivo que no pueden ser

removidos por el cemento conforme este pasa detrás de la tubería. Cuanto mas espesor tenga el revoque menor será el espacio libre entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Por ésta razón el mejor procedimiento consiste en el empleo de lodos de perforación que tengan buenas cualidades de revoque durante la perforación, que sea de pequenísimos espesor y pueda ser facilmente removido cuando las condiciones del pozo lo permitan. Es conveniente circular fluido de inyección propiamente acondicionado antes de realizar un trabajo de cementación, y continuar circulando por el tiempo necesario para limpiar el pozo del material cortado que se encuentre todavía en suspensión, así como uniformar la densidad del fluido dentro del pozo. De ninguna manera debe bajarse la densidad del lodo de perforación cuando éste está controlando una formación que tiene alta presión.

Conforme el revoque tenga mas espesor, mayor será la posibilidad de tener efectos perjudiciales en la cementación de sartas de tubería.

Es conveniente el empleo de raspahoyos cuando se trata de obtener una mejor ligazón del cemento desde la zapata hasta cualquier distancia encima de ella.

Cuando se raspan las paredes del pozo, el lodo que se emplee en la circulación debe ser acondicionado de tal modo que forme el menor espesor posible de revoque y que este sea removido fácilmente por el desplazamiento de cemento.

Siempre que se emplee raspahoyos, es conveniente raspar la

formación desde unos décimos de pulgada a varias pulgadas.

Efectos de las aguas subterráneas

El cemento es bastante sensible a algunos de las sales que se encuentran disueltas en las aguas subterráneas en estado de salmuera. Así soluciones diluidas de cloruro de sodio (NaCl) disminuyen el tiempo de fraguado, siendo más activos los cloruros de calcio y de magnesio. Ciertos porcentajes de sulfatos en solución, cuando se ponen en contacto con el cemento, retardan el tiempo de fraguado sin embargo porcentajes reducidos de esta sal aceleran el tiempo de fraguado.

El carbonato de sodio o cualquier otro reactivo que libere iones libres de OH , actúan como aceleradores.

En el gráfico N° 7 se puede apreciar la influencia de las sales disueltas en diferentes porcentajes y que más frecuentemente se encuentran en las aguas subterráneas de los campos de petróleo.

Algunas de las sales que se encuentran en las aguas subterráneas provenientes de alcalis y de tierras alcalinas producen la desintegración del cemento cuando están en contacto durante algún tiempo.

Los sulfatos de sodio y magnesio dan lugar a que el cemento pierda su resistencia.

Cuando se ponen en contacto soluciones de estas sales con cemento que haya fraguado y endurecido, tienen la tendencia a reaccionar con el aluminato de calcio hidratado formando nuevos compuestos

que dan lugar a recristalizaciones, dilataciones y desmenuzamientos del cemento.

Parece ser que cuando el cemento tiene más o menos 3% de alúmina tricálcica, se vuelve inmune a este efecto; pero cuando este constituyente se encuentra presente en mayor cantidad las aguas sulfatadas puedan tener efectos perjudiciales.

Las aguas sulfatadas subterráneas tienen efectos menos perjudiciales a temperaturas altas (200°F) que a bajas temperaturas (100°F).

Por esta razón se emplean menos los cementos resistentes a los sulfatos, cuando se va a realizar trabajos de cementación a grandes profundidades, que cuando estos se efectúan en formaciones superficiales o frías.

Los cementos que contengan altos porcentajes de óxido férrico (aluminoférrite tetracálcico) son más resistentes a las aguas sulfatadas que los cementos ordinarios.

Es necesario, debido al efecto corrosivo del cloruro de calcio y de los sulfatos en solución contenidos en los horizontes de agua, proteger la tubería de revestimiento mediante un anillo de cemento que resista su influencia.

Los cementos sin resistencia pueden deberse a la dilatación después del fragado, como resultado de la cristalización retardada de la cal libre y magnesio presente en el mismo cemento. Por esta razón se considera como de efecto perjudicial a los cementos Portland

que contenga mas de 5% de magnesio.

Los efectos de desintegración y desmenuzamiento debido a esta razón se manifiestan posteriormente y finalmente fallan en la eliminación del agua.

Se considera como índice del grado de falta de resistencia del cemento a la cantidad de excreción gelatinosa que se forma en la parte superior de una mezcla de cemento durante el periodo de fraguado.

Efecto del Petróleo y Gas

El petróleo cuando se mezcla con una lechada de cemento produce retardo en el tiempo de fraguado. Si la mezcla de cemento tiene suficiente agua como para hidrolizarse, el petróleo no evitará que frague.

El peligro que existe con el petróleo, es que impida que el cemento se adhiera a la tubería de revestimiento dejando grietas a través de las cuales el agua pueda pasar después de algún tiempo a causa de la acción solvente de las aguas subterráneas alcalinas filtrantes. En el gráfico N° 8 se puede apreciar el efecto del petróleo en el cemento.

La acción del gas es mucho mas importante debido a que por su acción de agitación puede evitar que el cemento frague o formar pasos en él permitiendo que posteriormente el agua atraviese estos canales.

Efecto del grado de finura

Las cualidades fraguantes del cemento Portland están directamente influenciados por el grado de la molienda.

Se considera que las partículas que no pasan la malla 100 no tienen propiedades hidráulicas y por esta razón son reactivas.

Cuando mas gruesas sean las partículas de cemento, mayor será su tiempo de fraguado. Generalmente el 85% de las partículas de los cementos pasan a través de la malla 200, y del 97 al 98% a través de la malla 100.

La uniformidad en el tamaño es una de las condiciones mas importantes en la elaboración del cemento.

Influencia del almacenamiento del cemento.

Los cementos que están almacenados algún tiempo sufren inevitablemente cambios en su composición química, que dan lugar a retardos en el tiempo de fraguado. Esto se debe a la hidrólisis de la cal por acción de la humedad del aire. La formación de trozos dentro de las mismas bolsas de cemento o barriles constituye la característica mas saltante que permite la selección de éste, a fin de evitar dificultades durante el trabajo de cementación y paralizaciones por reparación de las bombas o posteriormente, a éste malas cementaciones.

Los cementos que se han almacenado durante 6 meses, pueden dar lugar a aumentos en el tiempo de fraguado de 2 a 5 horas.

Tipos de cementos

Los cementos para ser aceptados en la cementación de pozos

deben poseer tres propiedades fundamentales y para ser clasificados como satisfactorios deben reunir un número de propiedades secundarias. Las tres propiedades fundamentales son:

- 1°) Tiempo de espesamiento
- 2°) Tiempo de fraguado
- 3°) Resistencia

Los cementos deben tener suficiente tiempo de espesamiento como para permitir que pueda ser colocado dentro del pozo con un razonable factor de seguridad. El tiempo de espesamiento requerido, varía extensamente de un pozo a otro y depende de varios factores como son:

- 1°) Profundidad del pozo
- 2°) Temperatura de fondo del pozo
- 3°) Presión de fondo del pozo
- 4°) Cantidad de cemento a emplearse.

Los cementos deben de desarrollar suficiente resistencia después de un corto tiempo, algunas veces 12 á 24 horas, a fin de poder soportar satisfactoriamente los trabajos a los cuales va a estar sometido. Esta condición es de suma importancia ya que puede dar lugar a recomendaciones con la consiguiente pérdida económica y de tiempo.

Las condiciones secundarias que definen si un cemento es satisfactorio o no, son:

- 1°) Resistencia a la corrosión
- 2°) Cualidades perforantes

Ya se ha visto los efectos que tienen las aguas subterráneas que contienen sulfatos solubles lo mismo que los de las sales provenientes de los álcalis y tierras alcalinas, sobre el cemento. La solución a este problema consiste en el empleo de cementos resistentes a los sulfatos.

Las cualidades perforantes del cemento deben tenerse siempre presente, ya que muchas veces las perforaciones a balas tienen que efectuarse después que la mezcla de cemento ha alcanzado su máxima resistencia.

Con el objeto de obtener buenos resultados en estas operaciones y así conseguir las mejores posibilidades de que la sección perforada ha sido puesta totalmente en comunicación con el pozo, se emplean varias mezclas de baja resistencia y por esta razón de buenas cualidades perforantes.

No existe cemento que reúna todas las cualidades deseadas; pero dentro de la variedad de tipos, siempre es posible elegir el más conveniente para las condiciones existentes en el pozo a cementarse.

La A.S.T.M. reúne a todos los cementos Portland en cinco grupos que son:

Tipo I

Tipo II

Tipo III

Tipo IV

Tipo V

Tipo I. Son los cementos comunes de construcción. Normalmente se les considera satisfactorios cuando son empleados en la cementación de pozos a profundidades menores de 6,000 pies. Cuando se les agrega algún agente retardante, se les puede utilizar satisfactoriamente en pozos de 14,000 pies.

Tipo II. Son aquellos que se emplean donde se vá a encontrar acciones moderadas de sulfatos o donde se necesita también acción moderada del calor de hidratación.

Tipo III. Son aquellos que poseen una rápida alta resistencia. Se les emplea en la cementación de la primera carta de revestimiento o en pozos que tienen baja temperatura.

Tipo IV. Son aquellos que se emplean cuando se requiere bajo calor de hidratación.

Tipo V. Son aquellos que se emplean cuando se requiere una alta resistencia a los sulfatos.

Cementos especiales para pozos de petróleo

Los cementos que mas se utilizan en la actualidad en los pozos de petróleo, se agrupan en cinco tipos:

- a) ASTM Tipo I
- b) ASTM Tipo III
- c) Cementos de lento fraguado
- d) Cementos retardados para pozos de petróleo
- e) Cementos resistentes a los sulfatos
- f) Cementos puzolánicos
- g) Cementos de baja pérdida de agua

h) Cemento de yeso

i) Cementos resinados

Los dos últimos se han desarrollado con el objeto de cumplir con los requisitos requeridos en algunas cementaciones de tuberías de revestimiento, cementaciones forzadas, puentes temporales o permanentes.

Cementos de lento fraguado.- Son aquellos que tienen modificada su composición de clinker (escoria) y se emplean usualmente con seguridad en pozos de 12,000 pies aproximadamente. También se les emplea en pozos que tienen temperaturas altas, ya que estas acelerarán la resistencia de este tipo de cemento, después que la mezcla ha quedado en reposo. Una vez que ha principiado el fraguado, es probable que bajo la acción de altas temperaturas no sea muy notable la velocidad de aumento de resistencia de los cementos de lento fraguado, con respecto a los cementos fundamentalmente de alta resistencia sometidos a bajas temperaturas. El gráfico N° 8 (pág. 1) muestra estos efectos. En este gráfico se puede apreciar tres tipos de cementos: de lento fraguado, de rápido fraguado (fundamentalmente de alta resistencia), y de construcción. Todos ellos alcanzan 4000 lbs/pulg² de resistencia a la compresión después de un día y sometidos a diferentes temperaturas.

Cementos retardados.- Son aquellos que además de tener su composición de clinker modificada contienen retardadores químicos. Estos cementos son empleados satisfactoriamente en pozos de 14,000 a 16,000 pies de profundidad. Son manufacturados de manera que ten-

gan un tiempo de espesamiento mayor de 2 horas y 20 minutos.

A fin de tener estas condiciones el cemento es toscamente molido (superficie específica 1,400 a 1,600 cm² por gramo) y con bajo contenido de aluminato tricálcico. Con el objeto de tener lento fraguado se le agrega cantidades cuidadosamente balanceadas de algún retardador químico como el tanato de sodio, HB-4 ó Kembreack,

En un día las mezclas de 40% de estos cementos sometidas a 100°F alcanzan una resistencia a la tensión igual a la mitad de la que tienen los cementos fundamentalmente de alta resistencia. Estas mismas mezclas de 40% a 150°F después de 3 días tienen menos de 500 lbs por pulg² en su resistencia a la tensión.

Cementos resistentes a los sulfatos.- Estos cementos han sido modificados a fin de poder resistir la acción desintegrante de las aguas sulfatadas. Algunos cementos de lento fraguado y otros cementos retardados, son mucho más resistentes a los sulfatos que el tipo I A.S.T.N.

Cementos de puzolana.- La puzolana se define como material siliceo o sílice reactiva que no tiene cualidades cementantes por sí sola, pero que sí es reactiva con la cal o en presencia de humedad. Combinadas con hidróxido de calcio forman compuestos insolubles que tienen propiedades cementantes. Las puzolanas naturales son fundamentalmente materiales de origen volcánico, aunque algunas diatomáceas o harinas fósiles tienen propiedades de puzolana. Las puzolanas artificiales son materiales obtenidos principalmente por tra-

tamiento térmico o calcinación de las arcillas naturales, lutitas y algunas rocas silíceas. Las propiedades fundamentales que hacen de la puzolana un material ventajoso para la cementación de pozos de petróleo cuando se la mezcla con cemento son:

1. Compatibilidad con el cemento
2. Baja densidad del material seco
3. Menos lixiviación de los componentes solubles
4. Menor permeabilidad del material fraguado
5. Mejor resistencia a las aguas corrosivas
6. Lento desarrollo de resistencia
7. Bajo calor de reacción.

Algunas puzolanas tanto artificiales como naturales que tienen una fineza semejante a la del cemento y pueden mezclarse con él en cualquier proporción deseada. La relación de la puzolana al cemento depende de las condiciones bajo las cuales se le vá a emplear.

La naturaleza de algunas puzolanas es tal, que si tienen la misma fineza que la del cemento con el cual se le va a mezclar, necesitan cantidades comparables de agua a las que se necesitarían para una mezcla de cemento neto.

Las puzolanas tienen una gravedad específica de 2.2 a 2.8 dependiendo de su origen. Si se compara con la de los cementos Portland que son 3.1 a 3.2 se tendrá una diferencia que permitirá tener mezclas de cementos con puzolana de menor densidad que si se tratara de sólo cemento Portland. Esto puede observarse en la tabla siguiente:

TABLA 1

DENSIDAD Y VOLUMENES PARA DIVERSAS MEZCLAS DE PUZOLANA-CEMENTO PORTLAND

PORCENTAJE DE CEMENTO I	MEZCLA TIPO	RELACION PUZOLANA DE AGUA A SOLIDOS	GALONES DE AGUA POR SACO	DENSIDAD LBS. POR GALON.	VOLUMEN DE LA MEZCLA - PIES CUB. POR SACO
100	0	0.46	5.20	15.4	1.18
75	25	0.55	5.82	14.6	1.26
50	50	0.56	5.63	14.3	1.24
40	60	0.56	5.45	14.2	1.22

Los componentes solubles del cemento, como el hidróxido de calcio, que están sujetos a lixiviación, reaccionan con la puzolana dando lugar a una reducción de las posibles entradas de aguas corrosivas en el cemento. En esta forma se logra que las aguas sulfatadas que tienen efecto perjudicial no contaminen al cemento, evitando en esta forma que reaccionen con los componentes de éste.

El empleo de puzolana en cantidades convenientes aumenta notablemente la impermeabilidad del concreto.

Los concretos o morteros que contienen puzolanas tienen baja resistencia; pero conforme pasa el tiempo desarrollan su resistencia en tal forma que pueden llegar a igualar la resistencia de los morteros y cementos portland puros. La resistencia a la compresión de las mezclas de puzolana-cemento, decrecen conforme aumentan los porcentajes de puzolana. Farris ha demostrado que las bajas resistencias de estas mezclas, son suficientes para que la tubería este rígida en el pozo y por esta razón no son necesarios las altas resis-

tencias que se obtienen con cemento puro. Este efecto puede verse en la tabla N° 2.

TABLA 2

RESISTENCIA A LA COMPRESION LBS/PULG² - 24 HORAS PUZOLANA-CEMENTO PORTLAND

CEMENTO TIPO I	PUZOLANA	80°F	100°F	140°F
100	0	1710	2660	4300
50	50	370	510	920
40	60	260	330	630

El tiempo disponible para la manipulación de estas mezclas es casi el mismo que si se usara cemento Portland puro. La tabla N° 3 muestra este resultado:

TABLA 3

TIEMPO DE ESPESAMIENTO EN HORAS Y MINUTOS PUZOLANA-CEMENTO PORTLAND

<u>PORCENTAJE DE MEZCLA</u>		<u>PROFUNDIDAD SIMULADA DEL POZO</u>		
CEMENTO TIPO	PUZOLANA	2000 ft	4000 ft.	8000 ft.
I	"A"			
100	0	4:30	2:59	1:42
75	25	4:01	2:56	1:52
50	50	4:01	3:17	1:53
40	60	4:41	2:33	1:57

Cuando se agregan puzolanas al cemento, baja la cantidad de calor generado por la hidratación de un volumen dado de cemento y también libera este calor a una velocidad mas lenta. A pesar de que

la reacción de la puzolana misma libera calor, sin embargo siempre es considerablemente menor que el que liberaría el cemento a igualdad de peso.

Los cementos con puzolana tienen las siguientes ventajas:

- 1.- Las relaciones de agua son tales que una parte grande del volumen de la mezcla es material cementante compacto. Cuando se emplean algunos aditivos de cementación es necesario usar grandes cantidades de agua a fin de obtener mezclas bombeables de propiedades satisfactorias.
- 2.- Cuando se hacen mezclas de cemento con puzolana, esta última reacciona con algunos compuestos no deseables del cemento.
- 3.- Las densidades de la mezcla son algo mas bajas que las correspondientes al cemento neto y pueden cambiarse variando las cantidades de puzolana.
- 4.- Las mezclas de cemento con puzolana son resistentes a la acción corrosiva de los sulfatos.
- 5.- Se forman compuestos de reacciones menos solubles durante la hidratación del cemento. En esta forma el cemento fraguado está menos sujeto a la acción lixiviante de las aguas y salmueras dando lugar a una menor permeabilidad durante un largo periodo de tiempo.
- 6.- La baja resistencia inicial dá lugar a una mejor acción perforante de los disparos, ya que el cemento no se despedaza y las perforaciones llegan a mayor profundidad debido a la menor resistencia ofrecida a la fuerza de las balas.

7.- El calor generado por la hidratación de la puzolana es menor que el calor generado por un volumen igual de cemento puro.

Cementos de baja pérdida de agua.- Se les define como aquellos cuya mezcla tiene una pérdida de agua no mayor de 100 ml. Estos cementos contienen aditivos especiales que permiten reducir a muy bajas cantidades la pérdida de agua probada con el filtro prensa Baroid. Al tiempo requerido para que la mezcla pierda el agua filtrable se le denomina "Tiempo de deshidratación". Se les emplea ventajosamente en trabajos de cementación forzada o en cementaciones de tuberías de revestimiento que requieran cementos de baja pérdida de agua. El peligro de atascamiento de la tubería por deshidratación del cemento durante su rotación o movimiento alternativo queda especialmente suprimido. Aún en los casos que no fuera necesario mover la tubería de revestimiento, existe el peligro de un rápido fraguado por dicha deshidratación que se obvia empleando este tipo de cemento.

La limitación para el uso de aditivos reside en que pueden dar lugar a retardamientos excesivos del fraguado.

Son varias las sustancias que se utilizan para reducir el filtrado de la mezcla. Se pueden citar a la metil celulosa, carboximetil hidroxetil celulosa (CMHCE), sales alquiloamidas de éter ácido carboxialquilo celulosa, inulina que es un almidón, etc.

Cemento de yeso.- Desde el punto de vista químico, estos cementos son en parte sulfatos de calcio hidratado ($\text{Ca SO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) Fraguan aún estando en contacto con aceite o agua salada. Uno de estos prp

ductos que es de uso frecuente es el Cal-Seal, que tiene una alta resistencia. Se vende en el mercado de acuerdo a las siguientes especificaciones:

- 1.- Cal-Seal N° 60. Este grado de Cal-Seal fragua entre 25 y 50 minutos después de haber sido mezclado con agua destilada. Se le puede emplear en pozos que tengan hasta 110°F.
- 2.- Cal-Seal N° 30. Este grado de Cal-Seal fragua entre 25 y 30 minutos después que se le ha mezclado con agua destilada. Se le puede emplear en pozos que tengan hasta 140°F.
- 3.- Cal-Seal H.T. Este grado de Cal-Seal se emplea en pozos que tengan altas temperaturas hasta 180°F.

Antes de cementar un pozo empleando Cal-Seal, debe procederse a hacer la siguiente prueba de control de campo para el fraguado:

- 1.- Usese como recipiente una copa de papel engrasado o un envase de lata limpio.
- 2.- Viertase sobre dicho recipiente aproximadamente una pulgada de agua.
- 3.- Tome una muestra de cal-seal del centro de una bolsa.
- 4.- Marque el tiempo cuando el Cal-Seal se agrega al agua.
- 5.- Viertase en el agua gradualmente el Cal-Seal hasta que toda el agua sea absorbida.
- 6.- Déjese que el Cal-Seal se remoje durante un minuto y luego meze el mismo durante 30 segundos con una varilla limpia.
- 7.- Déjese estática a la muestra hasta que esté lo suficiente dura como para sostener la aplicación, con ligera presión, de un lá-

piz afilado o de una varilla. El tiempo de fraguado esta constituido por el tiempo comprendido desde que principi6 a mezclarse hasta que la muestra se puso dura.

La densidad de la mezcla de 100 lbs de Cal-Seal con 40 libras 6 4.8 galones de agua es de 14.9 lbs por gal6n con un volumen corregido de 9.4 galones. Cuando esta mezcla fragua, tiene una expansi6n lineal de 0.3%. Esto se demuestra facilmente llenando un dep6sito de vidrio con la mezcla, el cual se resper6 inmediatamente despu6s de producirse el fraguado.

La resistencia a la compresi6n del Cal-Seal una hora despu6s de producirse el fraguado es de 2,500 libras por pulgada cuadrada. Los factores que afectan el tiempo de fraguado del Cal-Seal est6n constituidos por la temperatura, y una serie de sustancias que pueden estar contenidas en las aguas que se emplean en el Campo. Por esta raz6n es necesario emplear agua de buena calidad en la mezcla, a fin de obtener los mejores resultados. Las siguientes sustancias aceleran el tiempo de fraguado de este tipo de cemento: aguas saladas, aguas sodadas, aguas sulfatadas, sal de mesa y cemento Portland. Por otra parte actúan como retardadores el Hexametafosfato de sodio los Quadrofos, los retardadores usualmente empleados, las aguas sulfatadas y las aguas de los pantanos que tengan 6cido t6nico. Asi si se agrega una libra de sal por cada 100 libras de cal-seal, la mezcla fraguar6 en 30 minutos en lugar de 60 minutos. Cuando se emplea sal no debe de excederse de 1/2 6 2 1/2 lbs por cada saco.

Si se desea que el cal-seal frague en un tiempo determinado

es necesaria la ejecución de pruebas pilotos. Con este objeto se mezclan 5 galones de agua con sal en diversas proporciones de acuerdo a lo indicado mas arriba y luego se le agrega dicho cemento. Se repite esta operación hasta que se logre el tiempo de fraguado que se busca. El agua de mar acelera el tiempo de fraguado de 60 minutos a 25 minutos.

El empleo de agua salada no es recomendable, ya que el material fraguado no resulta tan resistente y por consiguiente tan satisfactorio. Cuando se emplean aceleradores estos deben ser mezclados primero con la cantidad de agua a usarse y luego con el cal-seal. El Cal-Seal se emplea para los mismos trabajos que el cemento Portland.

Cementos con resina.- Este tipo de cemento especial, se hace mezclando resinas, agua y cemento Portland y son mejores que los cementos Standard.

Las características de una mezcla de cemento con resina y del fraguado de ella, depende de los ingredientes, las proporciones de la mezcla y de la temperatura del fondo del pozo dentro del cual va a ser colocada. Deberá siempre emplearse agua potable que sea limpia y fresca.

El aspecto de este tipo de cemento especial, es semejante al del cemento Portland. La densidad de la mezcla es de aproximadamente 15 libras por galón. Se le opera en la misma forma que al cemento puro, pero con la única excepción de que se le mezcla en una hoguera. Su viscosidad medida en el Consistómetro Howco no es ma-

por de 10 pois en comparación con la del cemento puro que tiene 15 pois.

Las presiones que se emplean en los trabajos de cementación forzada con cemento puro son análogas a las que se necesitan cuando se usa cemento con resina. Bajo la acción de la presión se forma un revoque de partículas de cemento compactadas con resina sobre la superficie lateral del pozo. Este revoque limita automáticamente la profundidad de la penetración de la resina dentro de la formación. El espesor del revoque así formado es de 1/2" y la penetración de sello del fluido resinoso es de aproximadamente 2 1/2".

Las partículas de cemento dentro de la mezcla tienden a tener una mayor uniformidad de penetración a todo lo largo del hueco abierto que se va a cementar forzadamente y en esta forma se evita que las zonas mas permeables tomen mas mezcla. La penetración de la mezcla está limitada a la profundidad de penetración de los diáparos hechos.

La mezcla de cemento con resina no es un material selectivo y por esta razón penetra y sella las formaciones de gas, aceite o agua. También fragua y se adhiere a las formaciones de calizas y areniscas.

Antes de proceder a efectuar una cementación con este material es conveniente tomar un registro de calibración o un registro de sección del pozo.

La temperatura constituye el factor predominante cuando se emplea este tipo de cemento especial, razón por la cual siempre de-

be tenerse presente desde el momento en que la resina se almacena hasta que se coloca dentro del pozo la mezcla de cemento con resi-

Deberá pues tomarse un registro de temperatura previo a la cementación, es decir, antes de darse principio a ésta. Es conveniente hacer notar que la temperatura estática de fondo del pozo casi siempre se conoce, ya sea de los registros eléctricos tomados o de otras fuentes. La circulación de lodo de perforación u otros fluidos dentro del pozo dan lugar a lecturas mucho mas bajas. El tiempo necesario para que los fluidos dentro del pozo alcancen la temperatura estática de fondo puede variar desde algunas horas hasta varios días.

Las mezclas de cemento con resina fraguan en 24 horas. Después de 48 se pueden continuar las operaciones en el pozo.

El revoque que se forma sobre la pared del pozo es el que fragua primero, y luego la mezcla de cemento con resina. El fluido resinoso metido a presión dentro de la formación es lo último que fragua. Por esta razón deberá esperarse de todos modos 24 horas si el pozo va a ser reperforado.

Tanto el cemento con resina como el fluido resinoso no son atacados por gas, aceite o agua salada, además son resistentes a la acción de los ácidos comunes. Por ésta razón es permanente y completamente impermeable, cualquier tapón o aislamiento hecho con este material.

La resistencia a la compresión del material fraguado es amplia en lo que se refiere a su empleo en los pozos de petróleo. La velocidad a la cual obtiene su resistencia varía con la temperatura a la cual fragua. De un modo general su resistencia a los tres días es de 1,000 libras por pulgada cuadrada o más. Alcanza su máxima resistencia mas lentamente que el cemento puro. Se le perfora de manera muy semejante y con la igual velocidad que si se tratara de los diversos cementos Portland.

El tiempo para bombeo o vaciado es más reducido que cuando se emplea sólo cemento. Este tiempo varia con la marca del cemento y es por esto que siempre debe someterse a prueba el cemento elegido.

Se pueden emplear tanto los cementos comunes Portland a los de rápida alta resistencia, sin embargo los segundos son de resultados más satisfactorios para temperaturas de fondo menores de 100°F.

Los ingredientes adicionales que se emplean en los cementos con resina son:

- 1.- Resina LR -11
- 2.- Resina IB - 4
- 3.- Alcohol isopropilico

La resina LR - 11 es la resina fundamental que se emplea en la mezcla. Es soluble en agua fría, no se deteriora y no requiere refrigeración.

La resina IB-4, es soluble en agua fría y se le emplea como acelerante de la resina LR-11. Su función es obtener que frague la

face resina de la mezcla. Este producto debe ser cuidadosamente sellado a fin de que no se evapore el alcohol solvente y quede mucho menos soluble para los propósitos de la mezcla.

El alcohol isofropílico. Se le emplea para alargar el tiempo de bombeo o de descarga cuando se tiene temperaturas entre 100°F y 120°F. La extensión del tiempo no es muy grande, pero puede ser ventajosa bajo ciertas condiciones. Si hay alguna duda es conveniente chequearlas en el laboratorio.

Los cementos con resina se pueden dividir en dos grupos:

- 1) Cementos con resina para bajas temperaturas de fondo.
- 2) Cementos con resina para altas temperaturas de fondo.

Las mezclas cemento resina para bajas temperaturas de fondo se emplean en pozos que tienen comprendida entre 80°F y 120°F. Antes de realizarse cualquier trabajo de cementación debe tenerse presente los siguientes factores:

- 1) Tipo y marca del cemento disponible.
- 2) Temperatura del pozo en el lugar donde se vá a emplear el cemento con resina.
- 3) Tiempo de bombeo o vaciado que se requiere para colocar el material.

El modo de realizar las pruebas piloto con este material consisten en emplear más o menos 500 grms de cemento, el cual debe haberse cernido previamente a fin de extraerle los posibles trozos que pudiera tener. Luego se le agregan los aditivos ya conocidos en la

siguiente forma:

Cemento: 100 partes ó 500 grms ó 1 libra
ER - 11: 70 partes ó 350 grms ó 0.7 libras
IB - 4: 10 partes ó 50 grms ó 0.1 libras
Agua : 30 partes ó 150 grms ó 0.3 libras

Mediante un consistómetro Howco se mantiene la mezcla de cemento-resina a temperatura constante. Al mismo tiempo se le mide el tiempo de bombeo. Para hacer la mezcla, el agua y la resina LA-11 se mezclan primero, luego se agrega la IB-4 y se agita todo esto hasta que la mezcla líquida quede uniforme, entonces se le añade el cemento. La mezcla deberá estar absolutamente fluida y libre de trozos. Se vierte la mezcla de cemento en el depósito del consistómetro, se abre la llave del motor rotador y se mide el tiempo necesario para que la mezcla tenga la consistencia requerida, la cual corresponde a una lectura de 4 en la escala del consistómetro. Esta lectura se considera como el límite de bombeabilidad ó tiempo permisible de bombeo o colocación. Si no se dispusiera de un consistómetro Howco, se vacía la mezcla dentro de un depósito colocado en baño de aceite pesado ó agua a la temperatura deseada. La mezcla se agita eventualmente. El tiempo necesario para que dicha mezcla se ponga espesa, se considerará como límite de bombeabilidad ó tiempo permisible. El baño deberá colocarse a la temperatura requerida, antes de mezclar el cemento con resina.

A fin de determinar el tiempo final de fraguado y la dureza en 24 hrs. se deja a la temperatura del pozo durante 24 horas una

muestra de cemento con resina, que ha sido escogida para el trabajo. Esto puede hacerse colocando la muestra en una latita o jarro y poniéndola en el consistómetro o en un baño de temperatura constante. La mayor parte de las mezclas de cemento con resina pueden ser removidas del aparato probador mediante con agua corriente o jabón. Sin embargo, una solución débil de lejía da mejores resultados. Esta solución se prepara agregando al agua caliente, lejía, en cantidad de una lata por 5 galones de agua. Debe evitarse el contacto de esta solución con los ojos ó piel.

La resina LR-11 es de tal naturaleza que fragua a las temperaturas mas bajas que se pueden encontrar en pozos superficiales. También altas temperaturas atmosféricas producen su rápida gelatinización y fraguado. El mejor remedio es tener a los componentes de la mezcla a temperaturas tan bajas como se pueda. Esto puede lograrse agregando hielo machacado a razón de una libra por galón de mezcla total ó sea si se van a preparar 100 galones, deberán agregarse 100 lbs de hielo a la mezcla de agua con resina LR-11 antes de añadir el cemento y la resina IB-4.

A fin de compensar la cantidad de agua que produce el hielo es necesario efectuar las correcciones correspondientes. Así 100 lbs de hielo dan 12 gal. de agua, luego por cada 100 galones de mezcla de resina-cemento, la cantidad de agua que se agregará con la resina LR-11 deberá ser 12 galones menos que la que se indica en la tabla.

TABLA N° 4

VOLUMENES DE MEZCLA DE CEMENTO-
RESINA PARA BAJA TEMPERATURA

<u>Sacos de Cemento</u>	<u>Resina LR-11 Galones.</u>	<u>Resina IB-4 Galones.</u>	<u>Agua Galones.</u>	<u>Volumen de la mezcla Galones.</u>
1	6.5	1.0	3.4	14.5
2	13.0	2.0	6.8	29.0
3	19.5	3.0	12.2	43.5
4	26.0	4.0	13.6	58.0
5	32.5	5.0	17.0	72.5
6	39.0	6.0	20.4	87.0
7	45.5	7.0	23.8	101.5
8	52.0	8.0	27.2	116.0
9	58.5	9.0	31.6	130.5
10	65.0	10.0	34.0	145.0
11	71.5	11.0	37.4	159.5
12	78.0	12.0	40.8	174.0
13	84.5	13.0	44.2	188.5
14	91.0	14.0	47.6	203.0
15	97.5	15.0	51.0	217.5
20	130.0	20.0	68.0	290.0
25	162.5	25.0	85.0	362.5
30	195.0	30.0	102.0	435.0
35	227.5	35.0	119.0	507.5
40	260.0	40.0	136.0	580.0
45	292.0	45.0	153.0	652.0
50	325.0	50.0	170.0	725.0
75	488.0	75.0	255.0	1090.0
100	650.0	100.0	340.0	1450.0

Con el objeto de eliminar la acción rápida de gelatinización, deberá prepararse la mezcla en la siguiente forma:

- 1.- Se echa en el recipiente mezclador la resina LR-11 y el agua,

menos 12 galones por cada 100 lbs de hielo.

- 2.- Luego se agrega la cantidad conveniente de hielo en la proporción de una libra por galón de mezcla hecha.
- 3.- A continuación se agrega el cemento.
- 4.- Por último se agrega la resina IB-4.

Es conveniente hacer notar que la resina IB-4 se agrega al último debido a que el rápido fraguado de la resina LR-11 no se produce hasta que se añade la resina catalítica IB-4. Esto permite disponer de un pequeño tiempo adicional que facilita el manejo de la mezcla antes de principiar a espesarse en el recipiente mezclador.

Las mezclas de cemento-resina para altas temperaturas de fondo se emplean en los pozos que la tienen comprendida entre 135°F y 230°F.

Los ingredientes adicionales que se emplean en este tipo de cemento son:

- 1.- Resina LR-10
- 2.- Paraformaldehido

La resina LR-10 es un producto que ha sido hecho especialmente para ser usado con cemento Portland.

Cuando se mezclan juntos se produce una reacción química entre ellos, la cual está acompañada por un aumento de temperatura de 40°F. Después de lo cual queda cambiada la naturaleza de ellos. El tiempo de fraguado de la resina queda grandemente acelerado y deja de ser soluble en agua fría. Por otra parte el tiempo de fraguado

del cemento queda retardado. Es por esta última razón que pueden usarse cementos Portland regulares hasta 190°F mientras que temperaturas normales de fondo de 140°F se consideran alrededor del límite superior. Después de la unión del cemento y de la resina en solución, la resina es insoluble en agua como se indicó más arriba, y no puede diluirse con agua adicional. Si se mezcla más agua con la mezcla de resina-cemento, se separarán en dos fases, una de ellas será una masa gomosa compuesta de partículas sólidas y la otra será líquida. Lo mismo sucederá si se mezcla con la mezcla de resina-cemento una mayor cantidad de cemento.

Siempre se emplean cementos comunes Portland excepto para altas temperaturas en donde deberán usar cementos de lento fraguado.

El Paraformaldehído se emplea en el control del tiempo de bombeo y fraguado. Es un polvo blanco. Se le emplea con la resina LR-10. No se excederá el tiempo de fraguado, para una temperatura dada, si se emplean mayores cantidades que las que se indican mas adelante.

La resina LR-10 tal como se recibe es líquida y soluble en agua. Su aspecto semeja al de miel de color ambar y tiene una viscosidad aproximadamente igual a la de los aceites medianos para motores. Su densidad es de 9.8 libras por galón. La composición de esta resina constantemente cambia con el tiempo y con mucha mayor rapidez a altas temperaturas. Por ésta razón, cuando está almacenada, deberá guardarse en habitaciones refrigeradas a temperaturas bajo 50°F.

Solamente las cantidades necesarias de resina deberán tomarse del almacenaje para ser transportadas al campo a fin de preparar la mezcla resina-cemento. La vida de esta resina es muy corta cuando se le manipula a temperaturas de 70°F a 100°F, generalmente cuestión de horas ó días. Cuando la resina está guardada mucho tiempo, no produce una mezcla homogénea de resina-cemento.

Como medida de control y con el fin de tener un conocimiento de los materiales, el procedimiento siguiente es suficiente para determinar su calidad.

- 1.- Pruébese la resina tan pronto como se reciba y también después de dos meses de tenerla almacenada.
- 2.- Pruébese la resina si ella está expuesta por varias horas a la temperatura atmosférica.
- 3.- Téngase dudas de cualquier resina que tenga más de seis meses, mientras no se pruebe.

En los trabajos de cementación de este tipo resina-cemento hay cuatro factores que tienen que ser considerados:

- 1.- Antigüedad de la resina que se emplea en la mezcla.
- 2.- Marca y tipo de cemento que se emplea.
- 3.- Temperatura del fondo del pozo al momento de colocarse la mezcla resina-cemento.
- 4.- Tiempo necesario de bombas a fin de colocar el material dentro del pozo.

El aparato de prueba que se emplea es el consistómetro Howco para lechadas de , mediante el cual se puede mantener una

temperatura constante. El tiempo permisible de bombeo de la mezcla resina-cemento puede medirse también al mismo tiempo. Si no se dispone de este aparato, se puede emplear un baño de aceite denso ó agua.

La mezcla resina-cemento puede echarse en un recipiente conveniente colocado dentro del baño y agitarse de vez en cuando. El tiempo necesario para que la mezcla se ponga espesa puede considerarse como tiempo permisible de bombeo.

Debe tenerse presente con respecto a la prueba piloto que la temperatura del baño debe ser la temperatura del fondo del pozo en cuestión.

Tal como se indica en las tablas, algunos de los materiales empleados se miden por peso mediante balanzas.

La prueba piloto puede ser hecha empleándose 500 grs. de cemento Portland comido y sin que queden trozos, con las siguientes cantidades de resina y agua: LB-10 y Paraformaldehído para una mezcla 100-70-10.

Cemento 100 partes en peso ó 500 grms.

LB-10 70 partes en peso ó 150 grms ó e.s.

Paraformaldehído 0-20 partes en peso ó 0-20-35-70-100 grms.

Las cantidades de paraformaldehído corresponden a intervalos de temperaturas que se dan en las tablas para uso en el campo y que se darán mas adelante.

La mezcla resina-cemento hecha con resina de poca antigüedad

contendrá trozos los cuales se asentaran muy rápido. Cuando se emplea resina muy antigua, la mezcla resina-cemento se separará en dos fases: una fase delgada de agua y una masa gomosa de resina y cemento.

Previamente antes de la mezcla de cemento y resina el baño debe ser llevado a la temperatura requerida.

Al prepararse la mezcla de resina-cemento añádase la resina líquida al agua y agítese completamente, luego el paraformaldehído, se les mezcla bien y a continuación se agraga el cemento lentamente a la solución agua-resina agitándola fuerte y constantemente. Esto permitirá una mezcla uniforme, libre de trozos.

Se vierte la mezcla resina cemento en el recipiente del consistómetro, se pone en funcionamiento el motor y se mide el tiempo necesario para que la mezcla tenga la consistencia deseada, lo que da una lectura de 4 en la . . . Esta lectura se considera como límite de bombeabilidad ó tiempo permitible de bombeo ó colocación. Si la primera prueba piloto da un muy pequeño tiempo de bombeo, deberá corregirse y hacerse una segunda prueba. Para efectuar esta corrección retáncese la cantidad de formaldehído empleada.

Algunas nuevas resinas pueden tener un tiempo excesivo de bombeo. Si es demasiado grande, deberá usarse mayor cantidad de formaldehído. Se continúa con las correcciones hasta que se obtenga una mezcla resina-cemento, escogida para el trabajo, deberá mantenerse a la temperatura del pozo durante 24 horas a fin de verificar el tiempo final de fraguado y 24 horas de dureza. Esto puede

hacerse poniendo la mezcla dentro de un pequeño tarro o lata la cual se colocará dentro del consistómetro ó en un baño de temperatura constante.

CALCULOS Y PROPIEDADES FISICAS PARA MEZCLAS DE RESINA-CEMENTO DE
ALTAS TEMPERATURAS

Se escoge la tabla para el intervalo de temperatura que cubre la temperatura de fondo del pozo a trabajarse. Con esta tabla se calcula la cantidad de cada material a emplearse.

TABLA N° 5

INTERVALO DE TEMPERATURA

Tabla 6	-	Temperatura 135° - 150°F
Tabla 7	-	Temperatura 150° - 165°F
Tabla 8	-	Temperatura 165° - 175°F
Tabla 9	-	Temperatura 175° - 190°F
Tabla 10	-	Temperatura 190° - 230°F

Cuando se utilizan cucharas vertedoras se emplean las mismas proporciones dadas en las tablas y en el mismo orden en la mezcla de ingredientes.

TABLA N° 6

MEZCLA CEMENTO-RESINAS PARA ALTA TEMPERATURA

Intervalo 135° - 150°F

Paraformaldehido - 20 partes

Tiempo de bombeo - Mas de 4 horas

Tiempo de fraguado - 20-16 horas (Para el 2° vaciado con cuchara)

Resistencia a la compresión en 24 horas - 1500 - 2500 p.s.i.

Si es posible déjese sin movimiento de 24-30 horas después del trabajo.

CALCULOS PARA MEZCLA 100 - 70 - 30 - 20.

Sacos de Cemento	L-R - 10 Gals. (Peso 10 lbs/Galón)	Galones Agua	Paraformaldehido Galones	Volumen Total Galones
1	6.5	3.4	18.8	15
2	13.0	6.8	37.6	30
3	19.5	10.2	56.4	45
4	26.0	13.6	75.2	60
5	32.5	17.0	94.0	75
6	39.0	20.4	112.8	90
7	45.5	23.8	131.6	105
8	52.0	27.2	150.4	120
9	58.5	30.6	169.2	135
10	65.0	34.0	188.0	150
11	71.5	37.4	206.8	165
12	78.0	40.8	225.6	180
13	84.5	44.2	244.4	195
14	91.0	47.6	263.2	210
15	97.5	51.0	282.0	225
20	130.0	68.0	376.0	300
25	162.5	85.0	470.0	375
30	195.0	102.0	564.0	450
35	227.5	119.0	658.0	525
40	260.0	136.0	752.0	600
45	292.0	153.0	846.0	675
50	325.0	170.0	940.0	750
75	488.0	255.0	1410.0	1125
100	650.0	340.0	1880.0	1500

TABLA N° 2

MEZCLA CEMENTO RESINA PARA ALTA TEMPERATURA

Intervalo 150° - 165°F

Paraformaldehido - 14 partes

Tiempo de bombeo - 5 a 2 1/2 horas

Tiempo de fraguado - 16 á 10 horas (para segundo vaciado con cucharas)

Esfuerzo de compresión en 24 horas - 2800 - 3200 lbs/pulg².

Si es posible déjase sin movimiento hasta 24 horas después de ejecutado el trabajo.

CALCULOS PARA LA MEZCLA 100 - 70 - 30 - 14.

<u>Sacos de cemento</u>	<u>L-R - 10 Gals. (Peso 10 lbs/gal)</u>	<u>Galones Agua</u>	<u>Paraformaldehido Galones.</u>	<u>Volumen Total galn.</u>
1	6.5	3.4	13.2	14.5
2	13.0	6.8	26.4	29.0
3	19.5	10.2	39.6	43.5
4	26.0	13.6	52.8	58.0
5	32.5	17.0	66.0	72.5
6	39.0	20.4	79.2	87.0
7	45.5	23.8	92.4	101.5
8	52.0	27.2	105.6	116.0
9	58.5	30.6	118.8	130.5
10	65.0	34.0	132.0	145.0
11	71.5	37.4	145.2	159.5
12	78.0	40.8	158.4	174.0
13	84.5	44.2	171.6	188.5
14	91.0	47.6	184.8	203.0
15	97.5	51.0	198.0	217.5
20	130.0	68.0	264.0	290.0
25	162.5	85.0	330.0	362.5
30	195.0	102.0	396.0	435.0
35	227.5	119.0	462.0	507.5
40	260.0	136.0	528.0	580.0
45	292.0	153.0	594.0	625.5
50	325.0	170.0	660.0	725.0
75	488.0	255.0	990.0	1067.5
100	650.0	340.0	1320.0	1450.0

TABLA N° 8

MEZCLA CEMENTO RESINA PARA ALTA TEMPERATURA

Intervalo 165° - 175°F

Paraformaldehido - 7 partes

Tiempo de bombeo 4 a 2 1/2 hrs.

Tiempo de fraguado - 16 a 10 horas (para segundo vaciado con bailer)

Esfuerzo de compresión en 24 hrs 1500 - 6500 lbs/pulg.²

Si es posible déjase sin movimiento hasta 24 hrs. después de ejecutado el trabajo.

CALCULOS PARA LA MEZCLA 100 - 70 - 30 - 7.

<u>Sacos de cemento.</u>	<u>L-R - 10 Gals. (Peso 10 lbs/gal)</u>	<u>Galones agua.</u>	<u>Paraformaldehido Galones</u>	<u>Volúmen Total Galones</u>
1	6.5	3.4	6.6	14
2	13.0	6.8	13.2	28
3	19.5	10.2	19.8	42
4	26.0	13.6	26.4	56
5	32.5	17.0	33.0	70
6	39.0	20.4	39.6	84
7	45.5	23.8	46.2	98
8	52.0	27.2	52.8	112
9	58.5	30.6	59.4	126
10	65.0	34.0	66.0	140
11	71.5	37.4	72.6	154
12	78.0	40.8	79.2	168
13	84.5	44.2	85.8	182
14	91.0	47.6	92.4	196
15	97.5	51.0	99.0	210
20	130.0	68.0	132.0	280
25	162.5	85.0	165.0	350
30	195.0	102.0	198.0	420
35	227.5	119.0	231.0	490
40	260.0	136.0	264.0	560
45	292.0	153.0	297.0	630
50	325.0	170.0	330.0	700
75	488.0	255.0	495.0	1050
100	650.0	340.0	660.0	1400

TABLA N° 9

MEZCLA CEMENTO RESINA PARA ALTA TEMPERATURA

Intervalo 175° - 190°F

Paraformaldehido - 4 partes

Tiempo de bombeo - 4 a 2 1/2 hrs.

Tiempo de fraguado - 10 a 6 hrs (Para segundo vaciado con cuchara)

Esfuerzo de compresión en 24 hrs 5000 - 6000 lbs/pulg²

CALCULOS PARA LA MEZCLA 100 - 70 - 30 - 4.

<u>Sacos de cemento.</u>	<u>L-R - 10 Gals. (Peso 10 lbs/gal)</u>	<u>Galones Agua</u>	<u>Paraformaldehido Galones</u>	<u>Volumen Total Gals.</u>
1	6.5	3.4	3.8	13.8
2	13.0	6.8	7.6	27.6
3	19.5	10.2	11.4	41.4
4	26.0	13.6	15.2	55.2
5	32.5	17.0	19.0	69.0
6	39.0	20.4	22.8	82.8
7	45.5	23.8	26.6	96.6
8	52.0	27.2	30.4	110.4
9	58.5	30.6	34.2	124.2
10	65.0	34.0	38.0	138.0
11	71.5	37.4	41.8	151.8
12	78.0	40.8	45.6	165.6
13	84.5	44.2	49.4	179.4
14	91.0	47.6	53.2	193.2
15	97.5	51.0	57.0	207.0
20	130.0	68.0	76.0	276.0
25	162.5	85.0	95.0	345.0
30	195.0	102.0	114.0	414.0
35	227.5	119.0	133.0	483.0
40	260.0	136.0	152.0	552.0
45	292.0	153.0	171.0	621.0
50	325.0	170.0	190.0	690.0
75	488.0	255.0	285.0	1035.0
100	650.0	340.0	380.0	1380.0

TABLA N° 10

MEZCLA CEMENTO RESINA PARA ALTA TEMPERATURA

Intervalo 190° - 230°F

Paraformaldehido - 0 partes

Tiempo de bombeo 1 1/2 - 1/2 hora

Tiempo de fraguado - 6 a 3 hrs (para segundo vaciado con cuchara)

Esfuerzo de compresión en 24 hrs - 2500 lbs/pulg²

Si es posible fijese sin movimiento 18 hrs después de ejecutado el trabajo.

NOTA.- En este intervalo de temperatura debe usarse solamente cemento Starcor Slo-Set si es posible. Si no, debe usarse ATLAS UNIFLOW O TRINITY INFIERNO

CALCULOS PARA LA MEZCLA 100 - 70 - 30 - 0

<u> sacos de cemento.</u>	<u> L-R - 10 gms. (Peso 10 lbs/galón)</u>	<u> Galones Agua</u>	<u> Volumen total Galones</u>
1	6.5	3.4	13.5
2	13.0	6.8	27.0
3	19.5	10.2	40.5
4	26.0	13.6	54.0
5	32.5	17.0	67.5
6	39.0	20.4	81.0
7	45.5	23.8	94.5
8	52.0	27.2	108.0
9	58.5	30.6	121.5
10	65.0	34.0	135.0
11	71.5	37.4	148.5
12	78.0	40.8	162.0
13	84.5	44.2	175.5
14	91.0	47.6	189.0
15	97.5	51.0	202.5
20	130.0	68.0	270.0
25	162.5	85.0	337.5
30	195.0	102.0	405.0
35	227.5	119.0	472.5
40	260.0	136.0	540.0
45	292.0	153.0	607.0
50	325.0	170.0	675.0
75	488.0	255.0	1015.0
100	650.0	340.0	1350.0

Por último nos ocuparemos de la mezcla de los dos últimos tipos, que en el mercado se le vende con el nombre de Hydromite. Este producto es una combinación de una resina sintética soluble en agua y un cemento especial de yeso. Se mezcla en el campo con agua y un agente catalizador para formar una mezcla que tenga un tiempo de fraguado controlado y conveniente para las condiciones de temperatura del pozo en el cual vá a ser empleado. Puede usarse en cualquier formación. Este material se usa principalmente en la colocación de tapones de fondo para obturar fluidos ó gases. En cementaciones forzadas a través de perforaciones y en pozo abierto ó en tapones perforables.

Las características físicas de la "Hydromite" la hacen ideal para ser empleada en tapones de fondo ó puentes en el control de formaciones que contienen agua o gas. Se mezcla y coloca en el pozo mediante cuchara vertedora con capacidad de 10 bolsas o con unidad cementadora. La fase resina se fuerza en la formación con una bomba de presión ó por rápida carga del pozo.

Mezclada con 3 galones de agua por 100 libras tiene las siguientes propiedades:

- 1.- Volumen de mezcla por 100 libras de "Hydromite" - 8.4 gal - (1.12 pies cúbicos).
- 2.- Peso de la mezcla - 14.9 lbs/gal (111.5 lbs/pié cúbico).
- 3.- Resistencia a la compresión - En 24 horas 4000 p.s.i ó más.
- 4.- Expansión - 0.3% En el tiempo inicial de fraguado.

La "Hydromite" fraguada es un material duro ó impermeable

que se expande conforme toma su fraguado inicial. Esto permite dar al tapón una unión mas estrecha con la formación.

La "Hydromite" está compuesta de dos fases: la fase yeso y la fase resina yeso. Cuando se aplica presión a la "Hydromite" o esta es forzada, la fase resina-agua penetra dentro de la formación permeable en donde se fragua en forma de masa dura e impermeable. La cantidad de fluido ó de la fase resina-agua que pasa de la mezcla a la formación es controlada por el revoque de cemento de yeso que se forma en la cara de la formación. La profundidad de la penetración de esta fase, depende de la porosidad de la formación; pero generalmente está comprendida entre 2 ó 3 pulgadas.

La "Hydromite" debe almacenarse en un lugar seco y frio, que debe mantenerse bajo 85°F a fin de reducir al mínimo el envejecimiento de este producto. Deberá tenerse especial cuidado a fin de que el material esté almacenado el menor tiempo.

El fraguado ó endurecimiento de la "Hydromite" se produce en dos etapas, ambas dependen tanto de la temperatura como de la cantidad de catalizador empleado. Generalmente la parte del cemento de yeso de la "Hydromite" se endurece o fragua antes de que la parte resina haya alcanzado su punto final de endurecimiento. Por esto mientras la "Hydromite" alcanza su fraguado inicial en aproximadamente 90 minutos ó menos después de ser mezclada, el material puede no alcanzar su endurecimiento final por un número de horas debido al endurecimiento gradual de la parte resina de la mezcla.

El efecto de los catalizadores es pequeño sobre la parte ye-

so de la "Hydromite". El uso principal de los catalizadores es el de controlar el tiempo de fraguado de la parte resina. Por esto es un error en la cantidad de catalizador empleado puede no ser muy apreciable en la muestra de superficie ó en el endurecimiento del tapón en el pozo; pero cambiará el tiempo de fraguado de la parte resina que impedirá su forsamiento dentro de la formación ó habrá fraguado antes de que haya sido forzada dentro de ella.

Se usan dos tipos de catalizadores, dependiendo de la temperatura de fondo.

La Tabla N° 12 indica las cantidades de catalizador "A" que deben de emplearse cuando la temperatura de fondo del pozo está comprendida entre 60° y 120°F. La tabla N° 11 dá las cantidades de catalizador A-120 que deben emplearse cuando la temperatura de fondo del pozo está comprendida entre 120°F y 180°F. Estas tablas también dan el tiempo de vaciado de la "Hydromite" y su endurecimiento inicial y final.

En caso que sobre un tapón de "Hydromite" se quiera vaciar más material, el tiempo de fraguado que se considera es el indicado en la columna que tiene por encabezamiento "Tiempo inicial de Endurecimiento". Por ejemplo, con una temperatura de fondo de 145°F y agregando 7 onzas de catalizador A-120, por 100 libras, el tapón quedará suficientemente duro para un nuevo vaciado, después de aproximadamente 90 minutos de realizada la mezcla, aunque la máxima dureza se alcanzará dentro de 5 a 6 horas.

En caso que la fase resina sea forzada en la formación y el

tapón deba ser perforado, el tiempo a considerarse está indicado en la columna de encabezamiento "Tiempo final de Endurecimiento". Por ejemplo a una temperatura de fondo de 145°F empleándose 7 onzas de catalizador por 100 libras, el tapón no deberá perforarse por lo menos en 4 horas. Este es el tiempo requerido para que la parte resina de la "Hydromite" fragüe.

La mezcla se ejecuta empleándose 3 galones de agua por 100 libras de "Hydromite".

Esta relación de agua no debe de elevarse encima de lo indicado, a fin de evitar que el material resultante tenga menor resistencia. El agua debe ser limpia y fresca. No deberá usarse bajo ninguna circunstancia agua salada para mezclar "Hydromite". La temperatura del agua de la mezcla no deberá exceder la temperatura de fondo del pozo y preferentemente no ser mayor de 85°F. El empleo de agua fría con "Hydromite" produce espesamiento de la mezcla, dando la impresión de que se está empleando insuficiente cantidad de agua. Este espesamiento debe esperarse cuando la temperatura de la mezcla está bajo 40°F.

Cuando el tiempo es frío es conveniente precalentar suficientemente el agua de mezcla, a fin de balancear el efecto de enfriamiento del mezclador frío, cuchara o "Hydromite". El catalizador se agrega al agua y se efectúa la mezcla. Luego se añade la "Hydromite" y se mezcla hasta que la mezcla quede uniforme, libre de trozos y tenga la consistencia apropiada.

TABLA N° 11

60°F a 120°F

CATALIZADOR "A" POR 100 LIBRAS DE "HYDRONITE"

Temperatura de Fondo del Pozo °F	Catalizador "A" por 100 lbs.	Tiempo disponible de bombeo	Tiempo de endurecimiento inic.	Tiempo de endurec. final.	Tiempo de frag. a 250°F
60	24 oz.	30 min.	100 min.	20 hrs.	60 min.
65	21 oz.	30 min.	95 min.	16 hrs.	60 min.
70	18 oz.	30 min.	90 min.	10 hrs.	70 min.
75	15 oz.	30 min.	85 min.	8 hrs.	70 min.
80	12 oz.	30 min.	85 min.	7 hrs.	75 min.
85	9 oz.	30 min.	75 min.	6 hrs.	75 min.
90	6 1/2 oz.	30 min.	75 min.	5 hrs.	80 min.
95	5 oz.	30 min.	70 min.	4 hrs.	80 min.
100	4 oz.	30 min.	65 min.	4 hrs.	80 min.
105	3 1/2 oz.	30 min.	65 min.	4 hrs.	80 min.
110	3 oz.	30 min.	60 min.	3 hrs.	80 min.
115	2 3/4 oz.	30 min.	60 min.	3 hrs.	80 min.
120	2 1/2 oz.	30 min.	60 min.	3 hrs.	80 min.

TABLA N° 12

120°F a 180°F

CATALIZADOR A-120 POR 100 LIBRAS DE "HYDRONITE"

Temperatura de Fondo del Pozo °F	Catalizador A-120 por 100 lbs	Tiempo disponible de bombeo.	Tiempo de endurecimiento inic.	Tiempo de endurec. final.	Tiempo de fraguado a 250°F
120	20 oz.	30 min.	60 min.	3 hrs.	85 min.
125	16 oz.	30 min.	60 min.	3 hrs.	85 min.
130	12 oz.	30 min.	70 min.	4 hrs.	85 min.
135	10 oz.	30 min.	80 min.	4 hrs.	90 min.
140	8 oz.	30 min.	80 min.	4 hrs.	90 min.
145	7 oz.	30 min.	90 min.	4 hrs.	90 min.
150	6 oz.	30 min.	90 min.	4 hrs.	90 min.
155	5 oz.	30 min.	90 min.	4 hrs.	90 min.
160	4 oz.	30 min.	95 min.	5 hrs.	90 min.
165	3 oz.	30 min.	95 min.	5 hrs.	90 min.
170	2 oz.	30 min.	95 min.	5 hrs.	90 min.
175	1 1/2 oz.	30 min.	100 min.	5 hrs.	90 min.
180	1 oz.	30 min.	110 min.	5 hrs.	90 min.

NOTA.- Es permisible usar ya sea mediciones de volumen o peso para las cantidades de catalizadores requeridos.

Ingredientes adicionales en una lashada de cemento.

Estos pueden dividirse en tres grupos:

- a) Aceleradores del periodo de fijación del cemento.
- b) Retardadores del periodo de fijación del cemento.
- c) Cementos solubles en ácido y por lo tanto fácil de remover.
- d) Los que le dan ciertas propiedades al cemento que lo hacen adaptable a varias condiciones adversas del subsuelo.

Aceleradores del periodo de fijación del cemento.

Debido a que no es posible obtener en todas partes cementos de fijación rápida cuando el caso lo requiere, se emplean frecuentemente productos químicos que aceleran la fijación de la mezcla aguada. La mayoría de los aceleradores de la mezcla de cemento tienen como base el cloruro de calcio. Cuando el cloruro de calcio se agrega en cantidades adecuadas a la mezcla de cemento, reduce el periodo de fijación de cualquier tipo de cemento portland en aproximadamente media hora. Las pruebas efectuadas con este producto han puesto de manifiesto que la proporción de cloruro de calcio que se agregaría al cemento sería de 1 al 3 por ciento por peso, y que cuando se añade mas de 3% se reduce la consistencia del cemento.

También se ha determinado, que la consistencia requerida del cemento así tratado puede obtenerse en la mitad del tiempo que normalmente se emplearía, y que la resistencia final resultaría probablemente mayor cuando se aplica la proporción correcta a la mezcla. Así mismo este producto químico reduce la merma apreciablemente, ya

sultando por tal razón ventajoso en la cementación de pozos de petróleos. El cloruro de calcio aumenta el promedio de hidratación con el mismo efecto en la relación del calor producido. Aunque el promedio total de calor producido resulta igual si se emplea ó no este producto químico, sin embargo la temperatura aumenta más rápidamente en las primeras etapas de la mezcla cuando se aplica el cloruro de calcio al cemento.

La forma de preparar una solución standard consiste en agregar 5 libras de cloruro de calcio en escamas por cada galón de agua. Esto produciría 5 cuartos de solución por cada galón del agua original, luego cada cuarto de solución contendrá una libra de cloruro de calcio en escamas. Deberá tenerse presente que para la preparación de la solución standard siempre deberá agregarse primero el cloruro de calcio al agua.

Las cantidades recomendadas por bolsa de cemento son:

Temperaturas encima de 90°F	-	1 libra
" comprendidas entre 80° y 90°F		1 1/2 libras
" " " 32° y 80°F		2 libras
" " " 32° y 25°F		3 libras
" " " 25° y 20°F		4 libras

No se recomienda el empleo de cantidades mayores a 4 libras. Cuando se emplea 2 ó 3½ al límite de bombeo se alcanza muy pocas veces en menos de una hora. El cloruro de calcio no deberá emplearse con cemento gelatinoso ya que esto floccularía la gelatina, eliminando en esta forma el agente gelatinoso.

Dentro de otros agentes químicos pueden citarse el hidróxido de sodio y potasio, silicato de sodio y la mayoría de los sulfatos excepto el sulfato de calcio.

Retardadores del período de fijación del cemento

Estos se emplean cuando se tiene altas temperaturas de fondo, debido a que el cemento puede fraguar rápidamente. Dentro de los productos más usados para este fin tenemos el yeso, azúcar, cal, varias gomas, ácido bórico, y sus sales, y compuestos orgánicos tales como el tanato de sodio.

Estos aditivos tienen el objeto de retardar la velocidad a la cual el cemento reacciona con el agua y al mismo tiempo mantener baja la viscosidad de la mezcla durante un período de varias horas.

Es evidente que ellos se utilizan cuando no es posible conseguir cemento de fijación retardada. No ha recibido mucha atención la forma en la cual reaccionan estos diversos materiales con el cemento, a fin de retardar la velocidad inicial de la reacción. Sin embargo se acepta que estos materiales funcionan principalmente cambiando las fuerzas superficiales de los granos de cemento por absorción. En esta forma pueden haber algunos átomos sobre la superficie de los granos de cemento que pueden retener por adhesión o reaccionar con un grupo de un compuesto orgánico para formar una capa que lo protege de rápida reacción con el agua.

Cementos solubles en ácido.

Son aquellos que provienen de mezclar cualquier cemento por-

tiand con carbonato de calcio molido en finas particulas. La adición de 40 á 45% de carbonato de calcio permite hacer a cualquier cemento soluble en una solución de 15% de ácido clorhídrico, dejando solamente un sedimento fino después de 10 minutos de estar en contacto con el ácido. El uso principal del cemento soluble con ácido reside en las cementaciones de la tubería final de revestimiento frente a las zonas productivas. Después de la perforación de la tubería se trata el cemento con flujo de ácido a fin de producir la desintegración de él, extrayéndosele tan luego se haya desintegrado totalmente. También se le emplea en operaciones de cementación forzada con el propósito de sellar ciertas formaciones productivas a fin de producir de otras; pero dentro del mismo intervalo, teniendo en mente su futura remoción por tratamiento de ácido.

Además se le utiliza en las colocaciones de tapones temporales los que después de llenar su cometido son removidos fácilmente. Las pruebas efectuadas con cemento soluble en ácido han puesto de manifiesto que posee una durabilidad excepcional contra los efectos de las salineras inherentes de los pozos, y que por tal razón están presentes en el mismo durante las operaciones de cementación. Estos cementos han dado resultados satisfactorios cuando se encuentran condiciones adversas en el subsuelo, las que afectarían la fijación de cementos regulares.

El grado de norma del cemento soluble con ácido es un poco mayor que el del cemento sin ingredientes adicionales, por tal razón se le emplea en trabajos donde es necesario una ligadura sumamente

te efectiva.

Ingredientes que dan al cemento propiedades que lo hacen adaptable a varias condiciones del subsuelo.

Nos ocuparemos de dos ingredientes aditivos:

1.- Bentonita.

2.- Diesel

Desde hace muchos años en las operaciones de cementación de pozos de petróleo, se agrega bentonita al cemento. La tendencia a emplear cemento con bentonita ha ido aumentando grandemente debido a la perforación de pozos profundos así como a mejorar las prácticas de cementación. En algunos casos la cantidad de bentonita empleada a llegado a 15%. Se ha empleado con buen resultado tanto en cementos Portland (tipo I A.S.T.M) como en los tipos de cemento para altas temperaturas. Mineralógicamente hablando la bentonita con tiene de 85 a 90% de montmorillonita con trazas de feldespatos, yeso cuarzo, carbonato de calcio y otros minerales.

A la mezcla de cemento con bentonita se le dá el nombre de cemento gelatinoso.

Cuando se emplean porcentajes altos de bentonita es conveniente agregar a la mezcla lignosulfonato de calcio en porcentajes de 0.2 á 0.3 por lo menos, a fin de obtenerse mezclas parejas de dispersión y retardamiento uniformes. Sin embargo en la actualidad se ha logrado mezclar altos porcentajes de bentonita en forma satisfactoria sin empleo de sustancias dispersantes.

Debido a su naturaleza altamente coloidal, la bentonita tie-

ne la propiedad de absorber agua en cantidades que representan varias veces su peso y de hincharse en proporción de muchas veces el volumen que tiene cuando esta seca.

El empleo de cemento gelatinoso en los pozos de petróleo ofrece las siguientes ventajas:

- 1.- Aumenta el volumen de la mezcla.
- 2.- Menor peso. Cuanto mayor sea el porcentaje de bentonita, mayor será la cantidad de agua a emplearse y por tal razón menor la densidad de la mezcla.
- 3.- Menor presión hidrostática debido a ser menor el peso de la mezcla.
- 4.- Menor costo por trabajo. Se verá que es mas barato, si se compara el volumen de cemento gelatinoso con el que habría que emplear de cemento puro.
- 5.- Mejores resultados en la perforación a bala. Se obtiene mayor penetración con menor quebramiento cuando se emplea cemento gelatinoso en lugar de cemento puro.

Cuando se mezcla cemento puro con agua, se trata de lograr siempre el máximo volumen posible, sin tener agua libre. Bajo estas condiciones el volumen de la mezcla será igual al volumen fraguado de cemento. Si se agrega al cemento una cantidad dada de bentonita será posible entonces aumentar el agua de mezcla, debido a las propiedades de hinchamiento y absorción de la bentonita.

Si se aumenta el porcentaje de bentonita, se tendrá que aumentar las cantidades de agua de mezcla y en esta forma se tendrá

mayeres volumenes en la lechada de los que normalmente se obtendría con cemento puro. Sin embargo empleándose bentonita también se tiene un límite en la cantidad de agua de mezcla pasado el cual también se tendrá agua libre.

Mediante pruebas de laboratorio se han logrado determinar las máximas y mínimas razones de agua-cemento las cuales se dan en la Tabla N° 13 y 14.

TABLA N° 13

Máxima relación agua-cemento cuando se emplea cemento Portland (Tipo 1 A.S.T.M.) con varios porcentajes de bentonita

<u>% Bentonita</u>	<u>Cantidad máxima de agua Galones bolsa</u>	<u>Densidad de la mezcla libras/Galón</u>	<u>Volumen de la mezcla Pies cúb/bolsa</u>
0	5.5	15.40	1.22
2	6.5	14.70	1.36
4	7.7	14.10	1.53
6	8.8	13.65	1.69
8	9.7	13.30	1.82
10	11.1	12.98	2.02
12	12.3	12.60	2.19
14	13.8	12.25	2.40
16	15.2	12.00	2.60
18	16.6	11.80	2.80
20	18.2	11.60	3.03

TABLA N° 14

Mínima relación agua-cemento cuando se emplea cemento Portland (Tipo 1 A.S.T.M.) con varios porcentajes de bentonita

<u>% Bentonita</u>	<u>Cantidad máxima de agua Galones bolsa</u>	<u>Densidad de la mezcla libras/Galón</u>	<u>Volumen de la mezcla Pies cúb/bolsa</u>
0	3.9	16.85	1.00
2	5.05	15.90	1.17
4	5.95	15.15	1.30
6	6.55	14.75	1.40
8	7.30	14.35	1.51
10	8.50	13.80	1.62
12	9.75	13.35	1.85
14	10.05	13.25	1.91
16	11.10	13.00	2.06
18	11.60	12.90	2.14
20	12.10	12.80	2.21

Los máximos valores de agua son aquellos que en una mezcla de bentonita y agua no dejan agua libre, siendo por esta razón los que normalmente se usan cuando se utiliza cemento gelatinoso, a fin de obtener el mayor volumen de mezcla con la menor densidad.

Los valores mínimos de agua son aquellas que al emplearse producen una mezcla de aguada de cemento y bentonita que todavía es bombeable. Si se emplea menor cantidad de agua, la mezcla se pondrá muy espesa. El espesamiento ó tiempo de bombeo será considerablemente menor con una mezcla que contenga la mínima cantidad de agua que otra que tenga la mayor cantidad de agua.

La mínima cantidad de agua se emplea cuando se desea una mezcla espesa ó un corto tiempo de bombeo, por ejemplo para restegar pérdidas de circulación ó reparar hendiduras en tuberías de revestimiento.

Aumentando el porcentaje de bentonita, es posible disminuir la densidad de la mezcla debido a que es necesario agregar mayor cantidad de agua. La reducción de la densidad de la mezcla aguada disminuye la presión hidrostática ejercida sobre las formaciones al cementarse tubería de revestimiento. En algunos campos esta reducción permite subir a la columna de cemento hasta el punto deseado detrás de la tubería, sin producirse pérdidas de circulación en formaciones ladronas. Esto puede reducir en algunos casos, la necesidad de cementaciones múltiples. Se ha determinado que el cemento gelatinoso fluye en una masa compacta y se mueve como un pistón en el espacio anular, detrás de la tubería de revestimiento, presionando

el lodo sin mezclarse con él, debido a las propiedades gelatinosas impartidas a la mezcla aguada, que no permiten el asentamiento de las partículas de cemento, dando lugar a la formación de una mezcla homogénea sin exceso de agua.

El volumen de la mezcla que se obtiene de una bolsa de cemento fundamentalmente depende de la cantidad de agua empleada en la preparación de ella, se agregue o no bentonita. En las operaciones de campo el método más conveniente para determinar el contenido de agua de las mezclas es mediante la densidad. El gráfico N° 9 muestra la relación entre la densidad y el volumen de mezclas de cemento conteniendo varios porcentajes de bentonita. Esta relación es válida también, para las mezclas de cemento modificado que contengan lignosulfonato de calcio, debido a que la cantidad de esta sustancia es tan pequeña que su efecto sobre la densidad y volumen es insignificante.

La aplicación del cemento gelatinoso en los pozos de petróleo se debió principalmente a sus propiedades coagulantes, cuya acción se pone de manifiesto por el ángulo de reposo de la mezcla aguada, o sea el ángulo que ésta se coloca sobre una superficie plana. Si una mezcla aguada tiene un ángulo pequeño de reposo, ésta se extenderá sobre una superficie plana, mientras que si la mezcla aguada tiene un ángulo de reposo elevado, se acumulará en forma cónica. En consecuencia es el alto ángulo de reposo del cemento gelatinoso, el factor que permite la restauración de la circulación perdida, sellando y cubriendo headeduras y convexidades en las for-

naciones sin fluir a través de ellas.

El ángulo de reposo más conveniente para la mayoría de las condiciones existentes es de 45° . Este ángulo puede obtenerse mediante el empleo de diversos porcentajes de bentonita con otros tantos volúmenes de agua usados en la mezcla.

Los cementos puros mezclados con 4.49 galones de agua por bolsa de cemento (mezcla aguada de un 40%) dan pérdidas de agua de 40 a 340 c.c. durante los tres primeros minutos de su colocación bajo presión de 100 lbs/pulg². En treinta minutos las mezclas perderían de 100 a 1000 c.c. depositando al mismo tiempo espesos aglomerados glutinosos. Si se aumenta la cantidad de agua, la pérdida de la misma aumentará también.

El tiempo de espesamiento para los cementos gelatinosos varía ligeramente con la adición de bentonita y agua.

En lo referente a esfuerzos de compresión se ha comprobado mediante experimentos, que en todos los porcentajes de bentonita con cemento, este esfuerzo aumenta conforme se aumenta el tiempo de curación y la temperatura. Si se incrementa el porcentaje de bentonita, el esfuerzo de compresión será menor. Esto se debe al aumento de la bentonita y del efecto de dilución del agua de la mezcla. Esto se puede observar en la Tabla N° 15.

TABLE N° 15

Resistencia a la compresión del cemento gelatinoso a las 24 horas
Cemento A.S.T.M. Tipo I

<u>Porcentaje de</u> <u>Bentonita</u>	<u>LIBRAS/PULO² A 100°F.</u>		<u>LIBRAS/PULO² A 140°F.</u>	
	<u>Cont.máxima</u> <u>de agua</u>	<u>Cont.mínima</u> <u>de agua</u>	<u>Cont.máxima</u> <u>de agua</u>	<u>cont.mínima</u> <u>de agua</u>
0	2,400	4,790	4,060	8,500
2	2,032	3,170	2,960	4,080
4	1,220	2,030	1,830	3,270
6	850	1,580	1,300	2,790
8	728	1,440	1,170	2,510
10	670	910	1,050	1,660
12	395	940	620	1,020
14	245	620	380	1,010
16	152	420	270	720
18	120	290	220	640
20	97	280	150	490

La experiencia ha puesto de manifiesto que el empleo del material gelatinoso no afecta suficientemente el esfuerzo de compresión como para considerarlo un factor importante, ya que la fuerza inherente es mucho mayor que lo que generalmente se requiere.

En los cementos de lento fraguado el empleo de bentonita no trae ninguna dificultad. Su acción varía con las diferentes marcas. Hasta el presente parece que se ha dado poca importancia a la resistencia al cisallamiento de los cementos, aunque es bien sabido que el cisallamiento es un factor importante en lo relativo a la habilidad del cemento para acilar la tubería de revestimiento en el pozo, suministrando así un cierre hermético.

En la Tabla N° 16 se dan las proporciones para el empleo del

cemento gelatinoso:

TABLA N° 16

Proporciones típicas para la mezcla de cemento gelatinoso

TEMPERATURA: 200-250°F

Tipo de Trabajo	Agua Galones/Bolsa	Porcentaje de Bentonita.	Cantidad agrega- da de lig- no sulfonate de calcio en porcentaje de peso del ce- mento.
Cementación de tubería su- perficial de revestimiento.	7.10	3	
Cementación de tubería a pro- fundidades menores a 4000 pies.	7.10-12.3	3-12	0.00-0.30
Cementación de tubería a pro- fundidades de 4,000 a 7,000 pies.	7.10-12.3	3-12	0.30-0.50
Pérdidas de circulación en zonas agrietadas ó altamen- te presas.	8.80- 9.7	6 a 8	
Recubrimiento de aberturas cavernosas	9.70-11.1	8 a 10	

Los porcentajes de bentonita normalmente empleados en la cementación de tuberías de revestimiento varían de 2% a 6% con un promedio de 3%. Los porcentajes extremadamente altos se utilizan en zonas de posibles pérdidas de circulación, debido a su menor densidad y presiones de bombeo, así como para dar mayor penetración a las perforaciones con menos fracturamiento.

Mezcla de Diesel Oil y Cemento.- Esta mezcla puede ser bombeada en pozos profundos. Fragua cuando está en contacto con agua y con fuego suficiente que evita flujo de regreso, así como permite su fácil

te dispersante al cual lo ha denominado DCC-1. Después de haber penetrado en una grieta ó fractura, la mezcla se espesará rápidamente formando una pasta debido a la absorción de agua permitiendo así el control sobre el flujo de la mezcla y reduciendo grandemente el volumen necesario para obtener un cierre hermético. La figura N° 1 muestra la marcha operativa del proceso.

Esta mezcla tiene la ventaja de ser frecuentemente selectiva en su acción además el fluido que se pierde en la formación es aceite y por tal razón no daña la formación bloqueándola.

La pérdida de fluido de la mezcla varía con los diferentes cementos Portland; pero es mucho mas baja que para las mezclas normales aguadas. El revoque permanece suave y puede ser extraído mediante lavado con aceite a menos que haya estado en contacto con agua.

Si se compara sobre volúmenes iguales, el costo de esta mezcla es mucho mayor que para la mezcla aguada; pero usualmente es mas barata su uso debido a que se necesita menos cemento. Algunas veces la mezcla requerida es sólo una fracción pequeña del volumen normal de la mezcla aguada. Por otra parte la formación se daña menos. Se tiene mejores resultados bajo muy difíciles condiciones.

La resistencia a la compresión de la mezcla fraguada de diesel Oil y cemento es muy buena. Pruebas efectuadas con cemento Portland, mezclado en la relación de 4 galones de diesel oil por una bolsa de cemento y forzada a 5 libras/pulg² de presión diferencial, da las siguientes resistencias a la compresión:

TABLA N° 12

	78°F	140°F
1 día	4230 lbs/pulg ²	7300 lbs/pulg ²
4 día	6830 lbs/pulg ²	8300 lbs/pulg ²
7 día	9850 lbs/pulg ²	10900 lbs/pulg ²

TABLA N° 18

PROPORCIONES

(Usando solamente cemento Portland)

<u>Mezcla densa ideal</u>	<u>Mezcla Promedio</u>	<u>Extrema para trabajable</u>
100 bolsas de cemento 400 Gal. Diesel Oil 6 Gal. DOC-1	100 bolsas de cemento 500 Gal. Diesel Oil 7.5 Gal. DOC-1	100 bolsas de cemento 600 Gal. Diesel Oil 9 Gal. DOC-1

Las mezclas densas dependen de la cantidad de agua de contaminación en el Diesel Oil y de su ausencia en el equipo. Esta debería ser la más conveniente, sin embargo en el campo la que más predomina es la promedio. La Tabla N° 19 da otras características que muestran como el agua de contaminación puede producir mezclas similares a las que contienen 7 ó 8 gal. de diesel oil por bolsa de cemento.

TABLA N° 19

<u>Mezcla de Gal. DO/Bolsa de cemento</u>	<u>Densidad lbs/gal.</u>	<u>Mezcla Galones.</u>	<u>Volumenes Pies cúbicos</u>
4	16.1	7.6	1.016
5	15.0	8.6	1.15
6	14.15	9.6	1.283
7	13.45	10.6	1.417
8	13.00	11.6	1.55

Estos cálculos están basados en que no hay arrastre de aire y en la alta calidad del Diesel Oil. Cualquier intento tendientes a calcular el llenado deberán basarse en determinaciones actuales

de densidad.

La Tabla N° 20 puede servir de guía para la preparación de la mezcla:

	<u>TABLA N° 20</u>		
	<u>4 Galones</u> <u>por Bolsa</u>	<u>5 galones</u> <u>por bolsa</u>	<u>6 Galones</u> <u>por Bolsa</u>
Diesel Oil	400 galones	500 galones	600 galones
DOC-1	6 galones	7.5 galones	9 galones
Cemento Portland	100 bolsas	100 bolsas	100 bolsas
Densidad de la Mezcla	16.1 libras por galón	15 libras por galón	14.1 libras p'galón

El Gráfico N° 10 da las densidades de las mezclas contra relaciones de diesel oil-cemento para mezclas de DOC.

Desde que no hay recomendaciones generales para los trabajos de forzamiento, el mejor método a seguirse será el desarrollado por el uso de campos y el sentido común.

Los siguientes métodos ofrecen considerables expectativas para ayudar a recuperar producción:

- 1.- Donde sea posible, bombear toda la mezcla y desplazarla con 2 ó 4 barriles de crudo.
- 2.- Donde se obtengan presiones de forzamiento en formaciones de baja presión y si la mezcla está dentro del pozo, se deberá invertir la circulación para extraer la mezcla fuera del pozo. Esta operación reduce grandemente la cantidad de cemento que fragua opuestamente a la parte productiva de la formación. Algunas veces, bajo ciertas circunstancias es conveniente bombear algunos barriles de crudo dentro de la formación, después de invertida la circulación.

El tiempo de fraguado se estima de 18 á 72 horas dependiendo de las condiciones del pozo.

El agente dispersante DCC-1 no es tóxico relativamente; pero deberá removerse con jabón y agua tan pronto como sea posible.

Otros ingredientes adicionales.- Entre ellos pueden considerarse: Arena, material fibroso, óxido de hierro y carnotita.

La arena se agrega al cemento cuando se colocan tapones con el fin de desviar el pozo a causa que lo hacen mas duro de perforar y por tal motivo las herramientas se desvian mas fácilmente. La cantidad de arena a emplearse, tanto en las de desviación como en el relleno del pozo, es la tercera parte del componente sólido. Preferentemente debe emplearse arena gruesa.

Tanto el esfuerzo de tensión como el de compresión disminuye con la adición de la arena. El tiempo de espesamiento es mas corto. Debido a la absorción del agua por la arena es necesario emplear mayores cantidades de agua.

El material fibroso se emplea cuando se trata de cementar formaciones altamente permeables ó cavernosas que tienden a absorber cemento.

Uno de los más dificultosos problemas cuando se cementa, es el no ser posible colocar material detrás de la tubería de revestimiento, a la altura deseada, debido a pérdidas de la mezcla de cemento en formaciones ladronas. Esta situación puede ser causada por formaciones porosas ó fracturadas en las cuales se pierda la

mezcla en lugar de esparirse en el espacio anular.

Otra causa y probablemente la más común de pérdida de circulación, la constituyen las formaciones débiles en las cuales la carga hidrostática es suficiente para romperlas, dando lugar a pérdidas de mezcla en las fracturas inducidas. A fin de eliminar esta condición se emplean mezclas de baja densidad y materiales obturantes. En general el volumen deseado de la mezcla es el mayor que pueda obtenerse de una bolsa de cemento. Por esto, se emplean aditivos que incrementan el volumen por bolsa sin afectar adversamente las otras propiedades deseables.

Los materiales que se emplean corrientemente como aditivos del cemento para obtener las propiedades anteriormente indicadas, principalmente son dos:

- 1.- Bentonita
- 2.- Perlita Expandida

En unión con ellos se emplean otros aditivos, pero en pequeñas cantidades, para añadir más propiedades deseables a la mezcla. Estos son:

- 1.- Dispersantes para alisar y hacer más fluidas las mezclas.
- 2.- Escamas de celofán como ayuda para combatir las pérdidas de circulación.

Con relación a la mezcla de bentonita con cemento ya nos hemos ocupado anteriormente. Solo diremos que las propiedades utilizadas para estos casos son: baja densidad y aumento de volumen de la mezcla.

La perlita es una roca volcánica, que cuando se le calienta rápidamente a un punto conveniente dentro de su intervalo de reblandamiento, se expande para formar un material de estructura celular de peso ligero, no combustible y vidriosa. La expansión de la perlita cuando se calienta, se debe al hecho de que contiene (magnético) agua en suficiente cantidad como para expandirse volumétricamente. La expansión forma una serie de cavidades o celdas de paredes fuertes de vidrio volcánica. La perlita, debido a su estructura celular de pared delgada, se rompe bajo presión dentro de un medio fluido, permitiendo a este penetrar y saturar el interior de la partícula. Esta acción se realiza sin apreciable cambio de tamaño de las partículas individuales. A causa de que como cada partícula puede saturarse en esta forma, es posible envolver considerables cantidades de agua en cada pié cúbico de perlita. Pruebas de laboratorio han permitido determinar que cada pié cúbico de perlita (densidad 12 lbs por pié cúbico) requiere 4 á 4 1/2 galones de agua aproximadamente para mojar las superficies y saturar completamente todas las partículas sometidas a presión. Cuando se mezcla perlita y cemento con agua, las partículas de perlita tienden a flotar debido a que su densidad no saturada es menor que la del agua. La adición de 2 á 6 por ciento de bentonita en el cemento reduce grandemente esta flotación y produce una mezcla en la cual la perlita queda mucho mejor dispensada. Por esta razón se recomienda bentonita para todos los trabajos cemento-perlita. La adición de bentonita y perlita al cemento más la cantidad de agua necesaria para satisfacer estos materiales, produce mezclas de baja densidad con un rendimiento

to de mayor volumen por bolsa de cemento. Estas mezclas fraguan con menor resistencia que la del cemento puro, permitiendo así obtener mejores características para perforación a bala, mayor penetración y menor astillamiento.

Las propiedades físicas de una mezcla de cemento-perlita con bentonita, así como la razón máxima, mínima y recomendada para los varios tipos de mezcla, están dados en la Tabla N° 21:

TABLA N° 21

Propiedades físicas de una mezcla de Perlita - Cemento (Fortland)

Porcentaje Bentonita	Razón de Agua Galones/Bolsa	PRESION ATMOSFERICA		PRESION 3,000 LBS/PULG ²		Resistenc. a la presión en 24 hrs	Curado a 3,000 lbs/Pulg ² y a 100°F.
		Densidad de la mezcla Lbs/Gal.	Volumen de la mezcla Pies cúb/Bolsa	Densidad de la mezcla Lbs/Gal.	Volumen de la mezcla Pies cúb/Bolsa		
1 Pie cúbico (1 Bolsa) Cemento-1/2 Pie cub. Perlita							
2	6.5	13.8	1.52	14.9	1.41	
2	7.5	13.4	1.65	14.3	1.54	
2	8.5	13.0	1.78	13.8	1.67	
4	7.5	13.4	1.66	14.3	1.55	
4	8.5	13.0	1.79	13.9	1.68	
4	9.5	12.7	1.93	13.5	1.82	
6	8.5	13.1	1.80	13.9	1.69	
6	9.5	12.8	1.94	13.5	1.83	
6	10.5	12.5	2.07	13.2	1.96	
1 Pie cúbico (1 Bolsa) Cemento 1 Pie cúb. Perlita							
2	9.0	12.3	2.00	13.7	1.79	1,950	
2	10.0	12.0	2.14	13.4	1.93	1,500	
2	11.0	11.8	2.27	13.0	2.06	1,050	
4	10.0	12.1	2.15	13.4	1.94	1,600	
4	11.0	11.9	2.28	13.1	2.07	1,200	
4	12.0	11.7	2.41	12.8	2.20	800	
6	11.0	11.9	2.29	13.2	2.08	1,300	
6	12.0	11.7	2.43	12.9	2.22	1,100	
6	13.0	11.5	2.56	12.6	2.35	850	

	1 Pie cúbico		(1 Bolsa)Cemento-1 1/2 Pie cub. Perlita			
2	10.5	11.5	2.36	13.3	2.04
	12.0	11.2	2.56	12.9	2.24	1,050
2	13.0	11.1	2.69	12.6	2.37	800
4	11.5	11.4	2.50	13.0	2.18	1,170
4	13.0	11.2	2.70	12.6	2.38	740
4	14.0	11.0	2.84	12.4	2.52	600
6	12.5	11.3	2.65	12.8	2.33
6	14.0	11.0	2.85	12.4	2.53	800
	15.0	10.9	2.98	12.3	2.66	700

Como con todos los materiales de cementación, hay relaciones máximas y mínimas de agua cemento que permiten obtener las mezclas mas convenientes. Las cantidades normalmente recomendadas son aquellas que están en el punto medio de estos límites.

Es muy difícil poder determinar si una mezcla de cemento-perlita, contiene o no la cantidad propia de agua. Esto se debe a las propiedades de absorción de agua de la perlita. Si se agrega bastante cantidad de agua para obtener una mezcla bombeable bajo presión, esta en la superficie a presión atmosférica es extremadamente fluida y aparenta tener exceso de agua. La única forma de determinar la cantidad de agua añadida durante la mezcla en el campo es tomando la densidad a éstas. Por esta razón es importante efectuar continuas medidas de la densidad de la mezcla durante el trabajo de cementación a fin de asegurar las propiedades deseadas a la mezcla cuando esté bajo presión en el pozo.

Si se emplean cantidades menores de la mínima cantidad de agua, al aplicarse presión, el agua forzada de la mezcla a las partículas de perlita da lugar a que la mezcla vuelva demasiado viscosa con la posibilidad de una obturación prematura. El gráfico N°

11 muestra gráficamente el efecto de la presión sobre la viscosidad de una mezcla de cemento-perlita. Conforme se aplica presión se incrementa la viscosidad hasta que las partículas de perlita se han saturado completamente después de lo cual, los aumentos de presión no tienen apreciable efecto. La saturación se completa prácticamente a 1000 libras por pulg².

La mínima cantidad de agua empleada para la obtención del Gráfico N° 11 fué de 10 galones por bolsa, para obtener una mezcla bombeable bajo presión. Solo se produjo separación de agua libre cuando se agregaron mas de 12 galones de agua bajo 3000 lbs/pulg² de presión.

No se han podido determinar tanto el tiempo de fraguado como el de bombeo de una mezcla de cemento-perlita sin embargo, según Farris parece ser que hay una correlación directa entre el tiempo de bombeo, el tiempo de fraguado y el máximo calor generado de la mezcla. La reacción química que ocurre durante el fraguado del cemento libera calor. En el Gráfico N° 12 se puede observar que el tiempo de calor máximo de varias mezclas, con ó sin perlita es el mismo aproximadamente. Por lo tanto las otras propiedades serán también aproximadamente iguales.

En zonas donde se espera tener pérdidas de circulación puede emplearse la siguiente mezcla:

Cemento: 1 Pie Cúbico - Perlita: 1 1/2 Pies Cúbicos - Bentonita: 4% y mínima cantidad de agua.

En casos de cementaciones para controlar pérdidas de circula

ción se emplean altos porcentajes de bentonita y perlita. Una mezcla ideal para esta condición es emplear 4 a 7% de bentonita y cemento/perlita en proporción de 1:3 a 1:6. Un mayor ángulo de reposo se obtiene con esta alta razón bentonita/cemento/perlita. La resistencia es suficiente para soportar presiones estáticas del fluido de perforación.

La perlita debe mezclarse a relación volumétrica de 1 bolsa de cemento a 1/2 ó 2 pies cúbicos de agregado, con 2% a 6% de bentonita dependiendo de las condiciones del trabajo. Para trabajos superficiales hasta 600 pies de profundidad deberá usarse la relación de mezcla 1: 1/2 con 2% de bentonita y mínima cantidad de agua (6.5 galones por bolsa de cemento).

Para trabajos comprendidos entre 600 pies y 1500 pies de profundidad deberá emplearse la razón de mezcla 1: 1/2 con 2% de bentonita y mínima cantidad de agua (9 galones por bolsa de cemento).

Para trabajos más profundos de 1500 pies deberá usarse la mezcla 1:1 con 4% de bentonita y cantidad de agua promedio (11 galones).

Para trabajos de cementación forzada deberá emplearse la mezcla 1: 1/2 con 4% de bentonita y máxima cantidad de agua (9.5 galones). Cuando se toman muestras de mezclas cemento-perlita en el mezclador, algunas partículas van a la superficie, debido a que el strata crete flota en el agua. Después que estas mezclas llegan a su estado de fraguado inicial, el tope tiene un aspecto friable ó delemable. Esta situación no se presenta en la mezcla cuas-

do las bombas la absorven fuera del mezclador, no produciéndose separación alguna desde este punto. Pruebas de presión y nucleos tomadas a 200 psi y a 5000 psi no muestran separación ó flotación alguna.

En cuanto a los dispersantes, estos se emplean en unión de altos porcentajes de bentonita (10% o más) con cemento. Los agentes dispersantes más comúnmente empleados son los compuestos de lignito sulfonado, que tienden a dispersar las partículas sólidas en la mezcla para hacerla más uniforme.

Morgan y Dumbauld han determinado que el empleo de este agente como aditivo en una mezcla alta de cemento gelatinoso, dá como resultado que su tiempo de espesamiento sea comparable con los que se obtiene al emplearse cementos de lento fraguado.

Las cantidades que se emplean de agentes dispersantes varían con las condiciones de temperatura. A bajas temperaturas, cantidades excesivas de este aditivo pueden dar lugar a lento fraguado en tal forma que la mezcla no fragüe ó sea demasiado débil en el tiempo deseado. Debido a esta razón cuando se emplea esta clase de agentes, se utilizan cantidades determinadas para las diferentes temperaturas en el intervalo de 0.2 á 0.8 por ciento del aditivo en peso del cemento.

Las escamas de celofán se emplean en muchos campos para controlar pérdidas de circulación. Estas escamas son laminillas delgadas de celofán de más o menos 3/8 á 3/4 de pulgada de longitud las cuales pueden ser cernidas de la mezcla en una zona permeable, con

truyendo en esta forma un revestimiento a través del cual no podrá pasar más mezcla, con lo cual la mezcla restante se elevará en el espacio anular en lugar de perdarse en la formación.

Son pequeñas las cantidades que se requieren siendo las más comunes 1/4 á 1/2 lb. por bolsa, aunque en algunos casos se emplea hasta 1 1/4 lb. Se le usa tanto con cemento solo como con cemento gelatinoso obteniéndose en ambos casos buen resultado. Las escamas de celofán son material inerte.

C E M E N T A C I O N

Finalidad de la cementación.- La cementación de pozos de petróleo tiene los siguientes propósitos:

- 1.- Separar zonas que contienen fluidos.
- 2.- Permitir la perforación más profunda cubriendo formaciones causantes de dificultades.
- 3.- Proteger la tubería de revestimiento.
- 4.- Refuerza la tubería contra el aplastamiento por presión externa.
- 5.- Refuerza la tubería para el caso de fracturamiento.
- 6.- Previene los reventones de gas de horizontes de alta presión por fuera de la tubería revestidora.
- 7.- Conserva el petróleo y gas en estratos poco profundos, por fuera de la revestidora.
- 8.- Proteje la sarta final de revestimiento, cuando se sacan las sargas de mayor diámetro, en pozos perforados a cable.
- 9.- Permite la ejecución de pruebas de formación

Muchos de los pozos de petróleo perforados atraviesan forma-

ciones que contienen agua fresca, agua salada ó gas, antes de llegar a las zonas productoras de crudo. Por esta razón es necesario colocar cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo a fin de prevenir migración de fluidos de esas zonas a las zonas productivas ó evitar que el estrato de agua dulce se contamine. Las aguas superficiales o poco profundas deben protegerse de contaminaciones cuando ellas se emplean para irrigación ó fuentes de aguas municipales. En muchas áreas es necesario proteger el carbón y otros estratos de minerales. También es necesario sellar las formaciones productivas a fin de que no pierdan aceite en otras zonas permeables que tengan menor presión.

Las pruebas de producción de una formación muchas veces no es posible realizarlas hasta que se ha cementado tubería de revestimiento en la zona que se vá a probar.

Frecuentemente se encuentran formaciones causantes de dificultades que hacen sumamente difícil o imposible la perforación a mayor profundidad. En tales casos es necesario cubrirlas a fin de que la perforación continúe. Este es el caso de pérdidas de circulación o sea cuando el fluido de perforación que se bombea a través de la tubería de perforación se pierde dentro de formaciones en lugar de regresar a la superficie. Otras veces es necesario cubrir formaciones que tienden a derrumbarse dentro del pozo tales como lutitas desmoronables con el fin de continuar la perforación. También es necesario cubrir las formaciones de anhídrita o sal ya que estos pueden contaminar el fluido de inyección.

Algunas formaciones que contienen aguas corrosivas tienden a destruir la tubería de revestimiento, por cuya razón es necesario colocar cemento entre ella y esas formaciones para protegerla de la corrosión.

Hay varios procedimientos mecánicos de colocar el cemento por fuera de la tubería. La elección del procedimiento más apropiado se debe basar en las condiciones del pozo y los cambios que se esperen.

Análisis de apariciones auxiliares en la cementación

Podemos dividirlos a éstos en dos:

- 1.- Registros especiales
- 2.- Perforación a bala.

Con tres los registros especiales a los cuales vamos a hacer mención solo desde el punto de vista de su fundamento y aplicaciones, prescindiendo de los detalles de su interpretación:

- 1.- Registros eléctricos
- 2.- Registros de calibración
- 3.- Registros de Temperatura

Registros eléctricos

Los registros eléctricos tuvieron su origen en la idea de los científicos franceses Conrad y Marcel Schlumberger, de aplicar métodos eléctricos de exploración para la exploración de lechos sedimentarios en pozos. Extensas exploraciones de carbón en Francia; perforando pozos poco profundos, hicieron surgir la cuestión de si

se podría encontrar un medio más rápido de registro de la formación para localizar y medir lechos carboníferos, que por la extracción de núcleos, que demandaba más tiempo. Mediante la aplicación de medidas de resistividad en estos pozos, los hermanos Shlumberger principiaron sus investigaciones que han conducido a la técnica actual. La primera aplicación de registros eléctricos en pozos por petróleo en el Hemisferio Occidental se efectuó en el año 1929. En 1930 se agregó el potencial espontáneo a estas mediciones.

Es así pues, que registro eléctrico comprende las mediciones de dos fenómenos diferentes:

- 1.- Resistividad eléctrica de la formación.
- 2.- Voltaje generado por corrientes espontáneas ó "autopotencial".

Los minerales que generalmente se encuentran en depositivos sedimentarios son altamente resistentes. Las variaciones en la resistividad dependen de la resistividad de los fluidos intersticiales. Las mediciones del valor de la resistividad se llevan a cabo transmitiendo una corriente, producida por un generador especial, entre dos electrodos A y B y midiendo el voltaje por medio de otros dos M y N, se tendrá la resistencia de las formaciones entre las dos superficies equipotenciales que pasan por M y N (Figura N° 3) Estas superficies, en la región por donde fluye la mayor parte de la energía no difieren mucho de dos planos horizontales por lo que el volumen de material comprendido en la medición queda limitado por esos dos planos y por una superficie cilíndrica. Al aparato de mucho peso que lleva los electrodos se le llama "sonda". Las corrientes

eléctricas producidas por el generador especial se dejan pasar cable abajo midiéndose la resistividad de la roca, la que es automáticamente registrada en una película fotografiada del aparato contenido en el camión de instrumentos registradores al tiempo que la sonda se vá enrollando. La resistividad se expresa en "Ohmios por metro cuadrado por metro o en ohm metros".

La resistividad se mide para un volumen de roca que depende de la separación de los electrodos. Cuanto menor sea el espaciado de los electrodos, tanto mayor será la influencia del fluido de inyección en el pozo. En la actualidad se miden hasta tres curvas para dar una idea no solo de la resistividad en penetraciones superficiales, sino también de los reflejos mas generalizados si bien mas exactos de la verdadera resistividad de la roca, dada por las curvas de penetración más profunda. Los espaciados de electrodos para el perfilaje de resistividad son "normales" y "laterales". El significado de "normal" viene de que durante muchos años se usó este dispositivo exclusivamente para medidas de resistividad. El término "lateral" es abreviatura de "investigación lateral". En la figura N° 2 hay dos espaciados normales de electrodos con diferentes profundidades de investigación ó distancia a que alcanza la medida de resistividad. La investigación menor se confina a la sección invadida. La curva obtenida con este espaciado, sirve para determinar exactamente el espesor de la formación y para medir la resistividad de la roca invadida por el lodo.

El segundo espaciado normal mayor sirve para definir mejor

la profundidad de la invasión por filtrado del fluido de inyección, así como para definir el espesor de las espas. El tercer espaciado "lateral", mide principalmente la resistividad de las formaciones fuera de la sección invadida y que, por tanto, dé un valor próximo a la resistividad verdadera de la formación. En la Figura N° 4 se muestra un perfil eléctrico dividido en tres rastros. El registrado en 1 es el autopotencial. En los rastros 2 y 3 se registran tres curvas, todas de resistividad; pero medidas con tres circuitos eléctricos diferentes, debido a las razones más arriba indicadas. La curva normal ampliada es la misma que la normal; pero en otra escala. Es decir, que si la curva normal está registrada a escala de 20-ohm, la normal ampliada podría estar a 4 ohm.

La curva de "autopotencial" de la Figura N° 4 complementa a la curva de resistividad. Esta curva se mide y registra al mismo tiempo que las curvas de resistividad. Esta compuesta de los efectos electro-osmótico y electroquímico. El primero de ellos es el producido cuando un electrólito es forzado a fluir a través de una membrana semipermeable. Se presenta en todas las perforaciones, debido al hecho de que hay una presión diferencial entre el fluido en el pozo y el fluido en la roca, los cuales están separados por la capa de lodo que actúa como membrana semi-permeable. El efecto electroquímico es el responsable de la mayor parte de la curva autopotencial y es producido por las corrientes espontáneas debidas a los contactos de las referentes rocas entre sí y con los electrolitos en el pozo.

La curva autopotencial se considera como la de las diferencias de los potenciales entre el ledo, al nivel de cada formación y un punto fijo de potencial constante. Así en la Figura N° 5, M es un electrodo móvil conectado a un voltímetro B; N es un electrodo fijo comunicado a tierra en la superficie. Al moverse el electrodo M del fondo del pozo a la superficie se registra la curva mas arriba indicada. La unidad de medida es el milivolt.

Con referencia a la Figura N° 6 que es una reproducción de un registro eléctrico hecho por la Cia. Schlumberger of Latin America, se observa que las curvas de resistividad indican la naturaleza de las formaciones. Las lutitas muestran baja resistividad. En las arenas de agua salada la resistividad da resultados con valores cercanos a los de la lutita. En el caso de petróleo o gas, cuando no se presentan en asociación con agua, se encuentran resistividades muy marcadas. En casos de agua dulce o ligeramente salada la resistividad crecería considerablemente. Las formaciones impermeables tales como las calizas duras pueden dar muy altas resistividades y pudieran interpretarse equivocadamente por picos-partes altamente resistentes de petróleo ó gas.

En la mayor parte de las curvas de autopotencial las prominencias negativas indican formaciones porosas, y las positivas, formaciones impermeables tales como las de lutita, areniscas bien cementadas, etc.

El efecto electromagnético que ya ha sido mencionado, algunas veces, es inverso, y en casos que se están registrando arenas petró-

liferas, se han observado anomalías en los sitios en donde las corrientes inversas de fluido procedente de la arena, hacia el pozo mismo, han dado como resultado el que la curva cambie de dirección desviando el pico hacia la derecha de la línea de lutita.

Las calizas debido a su falta de efectos electrosmóticos y electroquímicos quedan trazadas exactamente como si fuesen lutitas.

Las lutitas muestran curvas relativamente abiertas que generalmente se registran cerca de la línea cero del registro.

Ahora bien, los perfiles eléctricos tienen las siguientes aplicaciones en las operaciones de cementación.

- 1°) Permiten escoger los puntos de asiento de la tubería de revestimiento.
- 2°) Permiten seleccionar los puntos convenientes para la instalación de centralizadores y raspahoyos.
- 3°) Permiten determinar las características generales de las diferentes formaciones que se han perforado.

Registro de Calibración

Por muchos años se sabía que el diámetro del pozo perforado frecuentemente difería del de la broca que lo había cortado.

Durante los primeros años de la perforación por petróleo por el sistema a cable, las medidas de volumen del material cortado y recuperado por la cuchara, reveló que algunas formaciones se derrumbaban mientras otras no. A fin de superar esta dificultad fué necesario emplear una técnica de perforación diferente. El sistema ro-

tativo gradualmente fué reemplazando al método de las herramientas de cable en áreas de formaciones suaves. Debido a que dicho sistema resolvía satisfactoriamente el problema originado por los derrumbes anormales, es probable que al comienzo la mayor parte de los perforadores coligieran que el nuevo método los suprimía casi completamente. Sin embargo esta suposición errónea fué descartada gradualmente conforme se ganaba cada vez más experiencia. Muchos pensaron que los derrumbes provenían de condiciones accidentales debidas a la forma de perforar los pozos. Otros creían que arenas no consolidadas podrían derrumbarse, mientras que las lutitas probablemente no. En fin otros sostenían que las lutitas se derrumbaban apreciablemente. Aún la introducción de nuevas técnicas, tales como medidas de temperatura para localizar la posición y cantidad relativa de cemento detrás de la tubería de revestimiento no dieron la respuesta a este problema, aunque una mejor comprensión de este desarrollo, dió datos cualitativos de la formación que se derrumbaba. Es así que correlacionando esta curva con el potencial gráfico del registro eléctrico, aparentemente en la sección cementada, la temperatura opuesta a las lutitas es constantemente mucho mayor que las opuestas en las arenas Figura N° 7. Se sabe que la diferencia es debida a la presencia de mas cemento en las lutitas que en las arenas, causado por los derrumbes apreciables de las primeras y por un pequeño ó ninguno de las segundas. Fué sólo en 1940 que se tuvo una clara visión del actual diámetro del pozo perforado, cuando se hicieron las primeras medidas en largas secciones abiertas.

El aparato diseñado por la Schlumberger para medir el diáme-

tre ó el área transversal del pozo perforado consiste en tres resortes en contacto con las paredes del pozo. Su movimiento es trasladado a un núcleo de acero que gobierna el acoplamiento inductivo entre dos bobinas del circuito eléctrico. Con un flujo constante de corriente en una bobina, la fuerza electromotriz inducida en la otra bobina depende de la posición del núcleo de acero. El diseño es tal que el voltaje inducido en la bobina de salida varía proporcionalmente al área transversal (ó diámetro) del pozo. Este voltaje transmitido a la superficie se registra en una película en forma de curva continua (Figura N° 8).

Otro instrumento que permite conocer el diámetro del pozo es el microcalibrador (Fotografía N° 1) que está diseñado para operaciones en pozo abierto, perforados con fluidos de perforación convencionales a base de agua. Esta herramienta de combinación hace posible registrar simultáneamente dos micro-curvas de resistividad. La medida de resistividad se hace con electrodos estrechamente espaciados montados sobre una almohadilla aislada de caucho, la cual es presionada contra las paredes del pozo perforado. La distribución de los electrodos es variable. En la Figura N° 9 se da una de ellas. El sistema mide la resistividad promedio de un volumen pequeño de material colocado bajo la almohadilla y está por esto, aislado eléctricamente contra la acción del corto circuito del barro.

A fin de tomar el registro de calibración, se coloca una segunda almohadilla de igual tamaño y diametralmente opuesta a la del Microregistro. La distancia entre ambas caras de las almohadillas

se registra continuamente y permite un registro detallado del diámetro del pozo (Figura N° 10). La curva resultante es el registro micro-calibrador. Este registro verifica la presencia de revoque, ó indica las secciones de cavidades en el pozo perforado.

Por último diremos que los factores que pueden causar derrumbes en las formaciones se dan tentativamente a continuación:

- 1.- Acción del fluido de inyección
- 2.- Acción de la broca
- 3.- Acción de la tubería de perforar

La influencia de estos agentes difiere para cada tipo de formación y en muchos casos solamente el efecto resultante de estos factores puede determinarse, lo que complica la investigación del fenómeno del derrumbe.

El fluido de inyección tiene una doble acción: química (hidratación) y física (erosión y dilución).

Se ha conocido por varias décadas la acción deletérea de los fluidos de inyección a base de agua sobre las pizarras. De acuerdo al tipo de las lutitas perforadas, esta acción puede ser de hinchazón (lutitas desmoronables) ó de desintegración. Como el agua es el agente al cual se debe estas condiciones, su acción frecuentemente se denomina hidratación. En la actualidad no se presentan usualmente dificultades durante la perforación y acabado de los pozos perforados por el sistema rotativo, debido a que ellos se perforan con fluidos de inyección que reducen grandemente la hidratación. Sin embargo los registros de calibración ponen de manifiesto que to

avía hay muchas lutitas que se desintegran apreciablemente. En algunas lutitas, la desintegración aumenta con el tiempo, hasta que se forma el revoque sobre la cara de la formación. Después de esto el tamaño del pozo permanece substancialmente constante ó también decrece. En otros casos el tamaño del pozo aumenta continuamente con el tiempo aunque algunas veces lentamente. Este continuo aumento podría deberse al hecho que el lodo de perforación que se emplea es incapaz de controlar la desintegración de este tipo particular de lutita.

A fin de suprimir o por lo menos reducir la desintegración de algunas pizarras, se emplean fluidos especiales de perforación ocasionalmente, tal como el lodo a base de aceite. Sin embargo a pesar de ser convenientes en casos específicos, no constituyen una solución universal del problema, ya que a veces causan desprendimientos de pizarras cuando están en contacto con el aceite y por esta razón es necesario volver al empleo de los lodos a base de agua. En algunos casos es conveniente agregar agua salada a los lodos a base de agua para perforar algunas pizarras. Los lodos salados también se emplean en ciertas ocasiones; pero la mayor parte de las veces se los mezcla con otras químicas. Las arenitas calizas y otras formaciones no están sujetas al tipo de desintegración de las lutitas, debido a que sus constituyentes no reaccionan químicamente con el agua.

La acción mecánica producida por la corriente del fluido de inyección se denomina "Erosión". El efecto de desgaste que realiza

la circulación del lodo en el hueco perforado es probablemente despreciable a menos que la velocidad de éste sea sumamente alta. Esto es evidenciado por el hecho que las arenas, aún las no consolidadas no son erosionadas, aunque la velocidad de la corriente del fluido de inyección opuesta a ellas sea mayor que la opuesta a estratos desmoronables. Sin embargo es conveniente recordar que el revoque sobre la cara de las arenas pueden ocultar pequeñas cavidades.

En pozos perforados con ciertos tipos de lodos (aceite, silicato de sodio), tanto las arenas como las lutitas resisten bastante bien, lo que indica muy pequeña acción de erosión. El efecto de disolución se presenta al perforarse secciones de sal empleándose sal muera saturada como fluido de inyección, lo que da lugar a pozos de tamaño considerable con característica forma de zanahoria.

La anhídrita no es apreciablemente disuelta por el lodo debido a que solubilidad es aproximadamente 1/1200 de la sal y por esta razón el diámetro del pozo que tenga estratos gruesos de anhídrita está muy cerca del diámetro de la broca.

Las arenas, calizas, etc. son insolubles en agua y por esto no son disueltas por el fluido de perforación.

Bajo ciertas condiciones la broca puede ser la causa de ensanchamientos del pozo en delgadas secciones, especialmente cuando estos estratos están comprimidos dentro de gruesas lutitas desmoronables. En estos casos los registros de calibración muestran que el tamaño del pozo es apreciablemente mayor que el de la broca, aunque menor que en las lutitas. Es probable que por lo menos una par

te de este incremento del tamaño del pozo en las arenas sea causado por el golpeteo en los bordes de las arenas cuando la tubería de perforar se baja dentro del pozo a una relativamente alta velocidad (viaje completo).

En las secciones donde las arenas predominan ó en zonas que consisten principalmente de lutitas que no se desmoronan apreciablemente, el diámetro del pozo es aproximadamente igual al de la broca en la mayoría de los casos.

Cuando las secciones largas de tubería de perforar están sometidas a esfuerzos de compresión en secciones gruesas de lutitas que se desmoronan apreciablemente ó que tienen tendencias a desintegrarse fácilmente, la espiral resultante de la tubería probablemente aumenta la cantidad de derrumba, especialmente en los puntos de máximo balanceo. Otros dos efectos de la tubería de perforar sobre los desmoronamientos, aunque totalmente indirectos, son el cuidado en llenar el pozo con fluido de inyección y la acción de succión ambos producidos cuando se extrae la tubería. El primero de ellos trae como consecuencia disminución de la presión hidrostática ejercida sobre la formación, la cual causa un flujo de agua salada dentro del pozo producido por las arenas de baja presión. Algunas veces esta sal que se agrega contamina el fluido de inyección suficientemente como para causar mayor desintegración en algunas secciones de lutitas. El segundo, probablemente acelera el desmoronamiento de las lutitas que son particularmente quebradizas.

Los registros de calibración tienen las siguientes aplicacio

nes en las operaciones de cementación:

- 1°) Permiten determinar los puntos de mayor ensanchamiento así como los que han permanecido próximos al diámetro de la broca.
- 2°) Permiten determinar los puntos donde serán más efectivos los centralizadores y raspahoyos.
- 3°) Permite calcular el volumen de la lechada de cemento necesaria para llenar el espacio anular hasta una altura deseada, considerándose que no haya pérdida en la formación.

Registros de Temperatura.— Probablemente la primera propiedad física medida en pozos perforados, fué la temperatura. En 1869 Lord Kelvin tomó lecturas de temperatura en un pozo de 350 pies de profundidad empleando un par térmico. En los siguientes años se hicieron muchas otras medidas similares.

No obstante estas primeras investigaciones, los datos de temperatura no fueron extensivamente usados para registrar las formaciones atravesadas en los pozos. La razón principal para esto fué que en la mayor parte de las veces estas medidas no podían competir exitosamente con otros métodos de investigación. Solamente en un número limitado de casos, tales como la localización de reservorios de aceite y gas en pozos perforados por el sistema a cable, la detección del cemento detrás de las tuberías, y otros problemas menores como medidas de temperatura en pozos perforados. Sin embargo este método podría ser más extensamente aplicado si sus posibilidades fueran mejor comprendidas.

El termómetro eléctrico de la Schlumberger (Fotografía N° 2)

con que se toman estos registros puede soportar las presiones altas que se encuentran durante la perforación de pozos profundos. La investigación se registra en la superficie sobre película fotográfica mediante el registrador eléctrico de perfilajes standard de la Schlumberger.

Los registros de temperatura relativos a los pozos pueden clasificarse en dos grupos:

- 1°) Pozos que están en equilibrio térmico. La temperatura en tales pozos puede denominarse "estática".
- 2°) Pozos que no están en equilibrio térmico. La temperatura en tales pozos puede denominarse "transitoria".

Los pozos cementados pertenecen al primer grupo y de ellos nos vamos a ocupar.

El cemento genera considerable calor mientras fragua. Por ésta razón su posición detrás de la tubería de revestimiento puede ser determinada tomando medidas de temperatura de la columna del fluido de inyección en el tiempo apropiado. En la Figura N° 7 se muestra un registro de temperatura en el cual se observa que el tope del cemento está indicado por el aumento de temperatura de 104 á 109°F a la profundidad de 2555 pies.

La magnitud de la anomalía de temperatura medida en un punto dado de la columna de fluido es función de los siguientes factores:

- 1.- Tiempo
- 2.- Cantidad de cemento

- 3.- Naturaleza del cemento.
- 4.- Temperatura y presión de fondo.
- 5.- Diámetro de la tubería de revestimiento.
- 6.- Acondicionamiento del pozo.

Las relativamente altas presiones de fondo que se encuentran en los pozos perforados por el sistema rotativo aceleran el tiempo de fraguado del cemento. Generalmente el fraguado se inicia de una a tres horas según condiciones, después que el trabajo de cementación se ha terminado, y se completa virtualmente pocas horas después (posiblemente de 5 a 12 horas).

En el Gráfico N° 12, $\frac{1}{2}$ representa tentativamente la curva tiempo-temperatura en un punto del cemento después de haberse parado el bombeo. Llamemos respectivamente T , T_0 y T_f la temperatura del cemento en un tiempo t , la temperatura inicial del cemento (tiempo $t = 0$) y la temperatura de la formación. Hasta que se inicia el fraguado T está dado por la siguiente relación:

$$T = T_f - (T_f - T_0) e^{-\frac{2t}{d}}$$

en donde d es el diámetro del pozo. Esto dá el arco AB.

Cuando se inicia el fraguado, la temperatura del cemento aumenta uniformemente y puede llegar a ser mayor que la temperatura de la formación (arco BC). La máxima temperatura T_M se produce tal vez en el tiempo t_M , poco antes que el fraguado se complete virtualmente. Después de este menor calor se genera en el cemento que el que se transfiere al fluido de inyección y formación, y la tempera-

tura de la formación despues de varios días (arco CD).

Durante el proceso de fraguado la temperatura del lodo de formación T' se retrasa detrás de la temperatura del cemento, lo que esta representado por el arco ABC'D' de la curva Z' cuyo máximo T'_{M} es menor que T_{M} y ocurre en el tiempo t'_{M} mayor que t_{M} . Después de este tiempo, la temperatura del fluido de inyección gradualmente alcanza la temperatura del cemento, esto es decir, la temperatura de la formación. La anterior exposición ha sido evidentemente simplificada, desde que se ha considerado despreciable la influencia de la profundidad y la gradiente horizontal de temperatura del cemento. Sin embargo, la curva ABC'D' es probablemente cualitativamente correcta, por lo menos para las secciones del pozo que tienen una apreciable cantidad de cemento o sea donde existen grandes cavidades.

En las secciones donde no hay derrumbe, las temperaturas son menores que las mostradas en las curvas Z y Z' (menos cemento, por este el calor generado por el fraguado se disipa más rápido) y las curvas resultantes son quizás las indicadas por Y ó Y'. Y representa la temperatura del cemento ó Y' la del fluido de inyección.

En la práctica, las curvas Y' y Z' dan las temperaturas límites y la temperatura actual estaría dada por los puntos comprendidos entre estas dos curvas. La posición de estos puntos se controla primeramente por el grado de las formaciones deleznable.

Todos los datos anteriores deberán usarse solo cualitativamente desde que son hipotéticos.

Referente al Gráfico N° 13 \underline{E} y \underline{E} son las curvas tiempo-temperatura que podrían obtenerse del fluido de inyección si el pozo no estuviera cementado. \underline{E} muestra a la sección que está desmoronada apreciablemente, mientras que \underline{E} lo es de la sección que no lo está. Las curvas \underline{Z} ó \underline{Y} ya discutidas anteriormente por conveniencia se reproducen en este Gráfico.

En cualquier tiempo después de la cementación, la anomalía de temperatura en una sección apreciablemente desmoronada se mide por la distancia vertical \underline{T}_A entre las curvas \underline{Z} y \underline{E} , mientras que la anomalía en una sección que no lo hace \underline{T}'_A , distancia entre \underline{Y} y \underline{E} . Las anomalías promedio como \underline{T}''_A están comprendidas entre estos dos valores.

Es evidente que si transcurre demasiado tiempo antes de que se tome la medida de temperatura (tiempo t'' por ejemplo) la anomalía es del mismo orden de magnitud que las que se encuentran cuando no hay cemento. Un registro de temperatura hecho en tales condiciones no indicará las secciones que están cementadas.

Si designamos por \underline{D}_a y \underline{D}_b el diámetro exterior de la tubería de revestimiento y el diámetro del pozo respectivamente, la cantidad de cemento en cualquier punto es proporcional a $(\underline{D}_a - \underline{D}_b)^2$. Si \underline{D}_a es igual a siete pulgadas y si \underline{D}_b varía de $9 \frac{5}{8}$ (diámetro de la broca) a 15 pulgadas (máximo diámetro de la zona desmoronada), el volumen de cemento en ciertas secciones será nueve veces mayor que en otras. Sin embargo, las anomalías de temperatura no están en la misma razón. Generalmente, \underline{T}_A es aproximadamente dos veces mayor

que T'_A . Si hay desmoronamientos extremos en ciertas secciones del pozo (lutitas anormales) la razón puede llegar a 4. Por otra parte si el pozo es razonablemente uniforme (poco desmoronamiento), las anomalías son pequeñas (T'_A) y es difícil determinar el tope del cemento en el registro, aunque las medidas se hayan tomado temprano. En tales casos es casi necesario tener un registro de calibración ó un registro eléctrico a fin de interpretar los datos de temperatura, como se explicará posteriormente.

Es de suma importancia la naturaleza de los cementos. Así los cementos de rápido fraguado, dan mayores anomalías de temperatura que otros; pero estas anomalías son de corta duración. Con cementos de lento fraguado, mayores anomalías se observan todavía, hasta tres días después de ejecutarse el trabajo de cementación, mientras que temperaturas del mismo orden se observan solamente en tiempos más cortos con cementos de rápido fraguado, todos los otros factores son casi los mismos. Curvas tentativas de tiempo-temperatura para cementos de lento fraguado se dan en el Gráfico N° 14 don-
de se muestra que la temperatura en los puntos \underline{C} y \underline{C}' es mayor que para los cementos de rápido fraguado. Esto se debe al hecho que la temperatura del cemento antes de fraguar (puntos B y B') fueron relativamente altas. No tiene importancia que el cemento propiamente dicho sea de lento ó rápido fraguado, o las condiciones (profundidad) fuesen tales que retardaran o aceleraran el proceso. En cualquier caso las anomalías de temperatura son más o menos las mismas. Si el diametro de la tubería de revestimiento es grande, el calor

disponible del cemento tiene que calentar un volumen de fluido de inyección relativamente grande también. El aumento resultante de temperatura es menor que en tuberías de revestimiento de diámetro mas reducido.

Cuando fluido de inyección o agua se circula en el pozo con el objeto de acondicionarlo - aunque se a por un corto tiempo - después de la cementación parte o todo el calor producido por el cemento se disipa, y las medidas de temperatura hechas subsecuentemente pueden no indicar anomalías.

La temperatura de circulación de fondo del pozo esta dada por la siguiente formula:

$$T_f = T_t + \frac{P}{G}$$

T_f = Temperatura de circulación de fondo.

T_t = Temperatura del tanque de fluido de inyección

P = Profundidad del pozo.

G = Gradiente termal de circulación.

En la mayor parte de los casos, el tope del cemento puede determinarse fácilmente de los registros de temperatura, siempre que las medidas sean tomadas en el tiempo apropiado. Por ejemplo en el Gráfico N° 13, es obvio que de 6 a 24 horas después del trabajo de cementación, las anomalías de temperatura serán lo bastante grandes como para determinar el tope del cemento, del registro tomado. Después de este tiempo las anomalías pueden ser muy pequeñas como para poderlo permitir por inspección.

Hay casos cuando el gráfico no muestra ningún acodamiento agudo, aunque las medidas se hayan tomado en el tiempo apropiado. Esto sucede, por ejemplo, en algunos pozos que han atravesado lutitas que no se han derrumbado apreciablemente, y mas particularmente cuando el diámetro de la tubería de revestimiento es grande con respecto al de la broca: la cantidad del cemento detrás de esta tubería es relativamente pequeña y las anomalías resultantes de temperatura pueden ser del mismo orden de magnitud como las que se encuentran en pozos no cementados. Por esto, el tope del cemento no puede determinarse con seguridad de los registros de temperatura. Afortunadamente, si se dispone de otros registros, generalmente el problema puede resolverse. El registro mas conveniente para hacer esto es el de calibración y la información que puede suministrar se emplea en la forma siguiente:

Se sabe que en pozos relativamente profundos (mas de 2000' a 3000') que no están cementados, la temperatura del fluido de inyección es menor en formaciones que se derrumban que en aquellas que no lo hacen. La condición opuesta se encuentra en pozos que se han cementado recientemente. Por esto comparando los registros de temperatura y calibración, es posible determinar que secciones contienen cemento.

En la Figura N° 11 puede verse que la sección encima de 2,000' es mas fría que la comprendida desde esa profundidad hasta 2,080'.

Si se observa el registro de calibración, se nota una apre-

ciable disminución del diámetro original del pozo encima y debajo de la zona 2,000' á 2080' debido posiblemente al revoque acumulado ó a las lutitas hinchables, con el probable resultado de obtenerse menos cemento detrás de la tubería de revestimiento y consecuentemente menor temperatura. Luego el tope del cemento estará comprendido de 2000' a 2080'.

Por último hay un ligero cambio de pendiente alrededor de 2010'. Esto puede estar asociado a la disminución de la cantidad de cemento de 2080' (alguna clase de canalización ahusada) sin embargo no hay evidencia que esta suposición sea correcta.

Si no se dispone de un registro de calibración, se obtienen buenos resultados también en la mayor parte de los casos empleándose un registro eléctrico y asumiendo que las lutitas se derrumban mas que las arenas. Esta suposición es generalmente correcta excepto algunas veces en formaciones muy recientes (encima del Eoceno).

Registros de temperatura ahusados se encuentran generalmente en pozos que tienen formaciones transversales que se desmoronan poco. El tope del cemento se manifiesta en forma aguda en las lutitas que se derrumban apreciablemente, y la línea principal en el cemento es mas ó menos paralela a la línea principal en la sección no cementada del pozo (Figura N° 7).

Después de que el cemento es forzado, generalmente es necesario lavar el pozo durante un corto tiempo. Si se reduce el lavado a un mínimo (20 minutos) se disipará muy poco calor en la co-

riente del fluido de inyección y por esta razón es posible localizar el cemento detrás de la tubería mediante medidas de temperatura.

Si la circulación pasa de unas pocas horas una gran cantidad del calor desarrollado se disipa y generalmente es imposible determinar el cemento en el registro de temperatura, especialmente si el fraguado fué rápido (pozos profundos).

Un gran aumento de temperatura en la columna del fluido de inyección indica un gran volumen de cemento detrás de la tubería. El registro de temperatura, sin embargo, no indica como está distribuido el cemento. Puede estar todo alrededor de la tubería o puede estar a un lado. En cualquier caso, el registro de temperatura será sustancialmente el mismo. En resumen, el registro de temperatura indica donde está el cemento detrás de la tubería; pero no dice si el trabajo de cementación fué bueno o malo.

Las medidas de temperatura que se efectúan a fin de localizar el cemento deberán hacerse preferentemente de 5 á 24 horas después de la cementación si el cemento fragua rápido, y un poco más tarde si el fraguado es lento. La experiencia de Campo ha puesto de manifiesto que cuando se emplea cemento Portland el tiempo óptimo para la ejecución de dicho registro está comprendido entre 8 y 12 horas.

No debe circularse en el pozo entre el período comprendido después de la cementación y el registro de temperatura. Si es necesario lavar el pozo, la circulación deberá mantenerse al mínimo; aún así, este registro puede fallar en la localización del cemento.

Perforación a bala

Este trabajo también es ejecutado por compañías especializadas. El aparato consiste en un cuerpo al cual se pueden atornillar las cámaras de fuego (Fotografías N° 3, 4, 5 y 6) que son cilíndricas y que tienen tales características que no permiten la admisión del fluido del pozo hasta después de ejecutado el disparo. En la Figura N° 12 puede verse en detalle una de estas cámaras de fuego, que se componen de nueve partes:

- A) Disco sella fluidos
- B) Tambor
- C) Cámara
- D) Bala
- E) Sella hilos
- F) Disco cortante
- G) Carga del cartucho
- H) Conjunto de pines de contacto.
- I) Resorte posterior de contacto.

El disco sella fluidos realiza una simple; pero vital función de sellar el interior del conjunto del cilindro de fluidos del pozo. El sella fluidos debe tener un diseño perfecto. Los resultados pobres en las operaciones de baleo son consecuencia principalmente de fallas de los sella fluidos. Bajo condiciones del subsuelo una gota de agua en la entrada de la carga puede convertirse en vapor. El vapor se difundirá en la carga, lo cual dará como consecuencia que la penetración quede afectada seriamente debido a una

lenta velocidad de encendido. El diseño convexo de este disco de cierre lo hace mas hermético conforme aumenta la presión del fluido. Puede soportar presiones mayores a 20,000 lbs por pulg². Al producirse el impacto de la bala el disco de cierre se desintegra dejando restos mínimos dentro del pozo.

El tambor se usa en variedad de calibres - cada tambor es intercambiable dentro de la cámara de la escopeta. Esta intercambiabilidad no disminuye la precisión uniforme del tambor y los hilos de la cámara. El perfecto acoplamiento y alineamiento de estos hilos distribuye uniformemente la carga, reduciendo los azares de los estallidos.

La cámara es hecha de la más fina aleación de acero la que permite soportar presiones internas de aproximadamente 200,000 psi. La precisión de la rosca asegura concentricidad e intercambiabilidad con perfecto acoplamiento de ella.

Hay diferentes tipos de balas para las diferentes necesidades de perforación. La Figura N° 13 las indica. Puntos de soldadura en el disco cortante no permiten que la bala se mueva en el tambor. Los puntos de soldadura mantienen la base de la bala en relación fija a la carga de pólvora, a fin de conseguir máximos resultados.

El sellado hilo es de jete. Previene cualquier escape de fluido a través de la rosca y hacia la carga del cartucho.

El disco cortante confina la presión del gas de la pólvora

hasta que alcanza su esfuerzo cortante, con lo cual se acumula suficiente presión para disparar la bala con velocidad máxima y alta velocidad inicial.

El cartucho está hecho de fibra. Contiene pesos exactos de varias pólvoras, de densidades apropiadas para los diferentes trabajos de perforación. El filamento en el interior del cartucho se calienta cuando el interruptor de disparos del malacate del camión está cerrado y se enciende la pólvora que lo circunda.

El conjunto de pines de contacto comunican la corriente directa de la puerta alambrada de la escopeta a los filamentos. El disco y el aislamiento sirven como empaquetaduras para eliminar pérdidas del gas de la pólvora hacia la cámara posterior.

El resorte posterior de contacto pone en contacto las conexiones eléctricas de la escopeta. La tuerca y el disco aseguran y aíslan el pin y los conjuntos de contacto.

Cada trabajo de perforación presenta un problema individual. Frecuentemente la solución del problema es tener una escopeta diseñada para las necesidades específicas. Estas varían de 1 3/4" a 9 3/8", y llevan de 2 a 36 cámaras, dependiendo del diámetro. Hay una escopeta que perfora tubería de producción, sin penetrar la tubería de revestimiento y hay otra escopeta cuyos disparos penetran a través de tres sartas de tubería cementada y penetran dentro de formaciones compactas.

Cada escopeta de perforación está hecha de la más fina aleación de acero que puede soportar presiones sumamente altas.

La selección de los disparos se hace mediante un mecanismo especial, que permite disparar bala por bala. En esta forma, puede hacerse una perforación cada 100' ó 100 perforaciones en el área de un pié.

Esta selección es especialmente conveniente, cuando se necesitan perforaciones en una sección larga, o en un grupo de zonas delgadas, con variación en la densidad de las perforaciones. Por ejemplo, cuando varias zonas o fajas de permeabilidad variable deben producirse simultáneamente, puede ser conveniente perforar el estrato mas permeable con 3 ó 4 huecos por pié. La zona mas permeable puede producirse mejor con 6 á 8 huecos por pié.

Los mejores resultados de las balas, dependen del uso de la pólvora apropiada en la escopeta y balas que van a ser disparadas. La selección de la pólvora para un trabajo particular es de gran importancia.

De las investigaciones realizadas las pólvoras más convenientes para obtener los resultados deseados bajo condiciones de Campo son las siguientes:

Pólvora	Datos de pólvoras
Número	Temperatura máxima recomendada
5	325°F
3	275°F

Estas pólvoras han sido desarrolladas para las temperaturas extremas encontradas en operaciones bajo el pozo. El uso correcto

de ellas no permitirá el encendido prematuro. Ellas tienen todos los requisitos de rendimiento para los tamaños de escopetas, peso de balas, capacidad y forma de la cámara de pólvora, presiones permisibles, largo del cilindro, y los muchos otros factores, que deben ser considerados para fines de seguridad.

Prescindiendo del tipo de escopeta - ya sea rifle, pieza de artillería o escopeta de perforación de pozo de petróleo - existe una relación crítica entre el peso de la bala y el diseño del arma de fuego. Dentro de ciertos límites pueden haber variaciones en el peso y forma de la bala y la determinación de estos factores para mejorar la perforación, constituyen una parte importante de los programas de investigación de las compañías especializadas en estos trabajos.

Cuando una bala penetra la tubería de revestimiento de un pozo de petróleo, se producen esfuerzos tanto en la tubería como en la bala. La bala debe soportar el fuertísimo choque, sin achatamientos ni romperse en pedazos. Si el acero de la bala es muy duro se romperá ésta; si es muy blando se achatará y no podrá penetrar. Por esto cada bala usada en las escopetas es el resultado de un cuidadoso trabajo a máquina, tratamiento con calor y prueba, a fin de tener exactamente los requisitos para un trabajo específico. Si esfuerzos incontrolables se producen en la tubería de revestimiento, ya sea por acción de la penetración de la bala ó por el choque sucesivo de una excesiva cantidad de presión de gas de una carga de pólvora demasiado grande, habrá una posibili-

dad de aplastamiento (colapso). Máximos resultados de perforación pueden obtenerse cuando hay un balance propio entre la bala, la energía impulsora, y el diseño del arma de fuego.

Aunque cada trabajo de perforación presenta un problema diferente, se han desarrollado diferentes tipos de balas que satisfacen las necesidades de perforación. Figura N° 12 muestra 6 diferentes tipos de balas, sus características, tamaños y uso.

Siempre se busca la penetración profunda en la mayor parte de los trabajos de perforación. Pero hay circunstancias que ocurren bajo el fondo del pozo, que requieren una limitada o penetración controlada. La penetración controlada es la solución de problemas donde es necesario perforar una sarta de tubería de revestimiento o tubería de producción interior, sin afectar la tubería exterior a través de la cual ellas pasan. En esta situación, balística de precisión balaceada debe combinarse con experiencia de operación a fin de obtener resultados correctos.

La penetración controlada es el resultado de experimentos de ingeniería llevados a cabo en fresas y pozos. Las seis balas que han sido desarrolladas de estas investigaciones son:

1. Normal
2. Sin rebaba
3. Semi-hongo
4. Hongo completo
5. Aguja
6. Punzón

En la Tabla N° 22 se indica el poder de penetración de las balas standard con una escopeta de 5 1/4" D.E.

TABLA N° 22

Escopeta tipo A de 5 1/4" D.E - Balas Standard
y 9 gr. de carga

Blanco	Penetración Promedio.			Diametro Promedio del hueso.		
	Total	Acero	Cemento	1a. Sarta	2da.sarta	cemento
2 sartas	4"	3/4"	3 1/4"	15/32"	15/32"	15/32"
1 sarta	5 1/4"	3/8"	4 7/8"	15/32"		15/32"

Los blancos fueron hechos de tubería de revestimiento de 7" con largos de 15 - 18" dentro de los cuales se vació cemento. Las planchas de acero (frecuentemente secciones de tubería de revestimiento alisada) pueden estar cementados apropiadamente o colocadas sin cohesión.

La pólvora es encendida por medio de un filamento de alambre nicromo, el cual se calienta por el pasaje de corriente eléctrica directa de un voltaje adecuado. Un sistema de alambres proporciona conductores separados que conectan cada una de las cámaras de fuego con el mecanismo controlador selectivo que vá en el extremo superior de la escopeta. Cerrando el circuito en el aparato de control que está en la superficie del terreno, avanza el triquete una resura de la cremallera y conecta el circuito de encendido con las diferentes cámaras de fuego.

La escopeta vá conectada a un cable de 7/16" de diámetro que tiene

un esfuerzo de tensión de 9 toneladas aproximadamente. En el centro de este cable de acero hay un núcleo conductor eléctrico, aislado a fin de poder soportar sustraciones en líquidos de alta presión y las altas temperaturas que se encuentran en los pozos profundos. Este cable conductor va enrollado en un malacate que va colocado sobre un camión adaptado especialmente para estos trabajos.

Las formaciones productivas pueden separarse mejor colocando tubería de revestimiento a través de toda la zona productiva y luego perforarla a bala después de cementarla. Esto es especialmente cierto en los casos que las zonas productivas tienen solamente unos pocos pies de espesor y están separadas de otras formaciones no deseables por secciones delgadas de lutitas u otros materiales impermeables. Muchos pozos no podrían completarse sin este servicio.

Si por alguna razón, el trabajo primario de cementación no tiene éxito en la eliminación de agua o fluidos no deseados de zonas adyacentes, muchas veces es necesario perforar la tubería de revestimiento y cementar a presión estas zonas antes de que el pozo pueda ser completado apropiadamente.

La perforación da una prueba positiva de la cementación que se ha ejecutado a fin de impedir la entrada de agua o gas. Estas pruebas pueden ejecutarse en el zapato de la tubería de revestimiento o en cualquier otro punto dentro del pozo. Cuando la tubería de revestimiento esta colgada y cementada encima de una formación productiva, o está colocada a través de la formación producti

va y cementada hasta un punto encima de ella, se disparan de 1 á 4 o mas huecos inmediatamente encima del zapato, o donde quiera que el punto de cierre que se va a probar esté localizado. Entonces la prueba se efectúa. Si el cierre es defectuoso, puede cementarse a presión a través de las perforaciones. El trabajo de cementación forzada puede probarse de la misma manera.

En pozos donde la tubería de revestimiento esta colgada y completamente cementada a través de varios horizontes productivos interespaaciadas con lutitas y arenas de agua, 4 ó mas huecos se disparan epuestos a las lutitas. Cada conjunto de perforaciones se prueba separadamente para cierre y aislamiento de los horizontes productivos. La perforación permite un camino que hace posible pruebas positivas de cada zona. Es mas rápida que otros métodos y evita el trabajo y vibración de herramientas que hacen pedazos el cemento y destruyen la ligazón.

El cemento puede forzarse a través de perforaciones para impedir la entrada de agua o gas a profundidades específicas, a fin de prevenir la contaminación de zonas productivas y para mejorar la relación gas/aceite. La perforación es ventajosa en operaciones de cementación forzada porque proporciona aberturas a través de los cuales el cemento puede pasar al pozo perforado. Hecho con equipo apropiado y técnicas correctas, las perforaciones no rajan e de forma la tubería de revestimiento o producen debilitamiento del cemento inmediato.

En las operaciones de cementación forzada, generalmente cua-

tro o más balas se disparan opuestos a la formación que se quiere cementar, luego se procede a efectuar el trabajo de cementación convencional.

Requisitos necesarios antes y durante la cementación a fin de obtener los mejores resultados posibles.

A fin de obtener los mejores resultados posibles antes y durante los trabajos de cementación, deben tenerse presente los siguientes ocho requisitos:

- 1.- Relación del diámetro del pozo al diámetro de la tubería de revestimiento.
- 2.- Registros.
- 3.- Equipo flotante.
- 4.- Equipo de etapas múltiples
- 5.- Circulación
- 6.- Tipo de cemento
- 7.- Tapones de cementación
- 8.- Equipos de superficie.
 - a) Cabecales de cementación
 - b) Equipo de bombas
 - c) Equipo de movimiento de tubería

Para tener los mejores resultados, el diámetro de la tubería de revestimiento deberá ser de 2" a 4" menor que el diámetro del pozo. Esto permitirá tener un anillo de 1" a 2" de tubería de revestimiento propiamente centrada.

Los registros eléctricos y de calibración deberán ser estudiados, si es posible, para determinar el punto más conveniente de colocar los centralizadores y raspahoyos y obtener una información general del pozo.

Seleccionar el equipo flotante más conveniente para las condiciones del pozo y escoger su espaciamiento en conformidad con la sarta de revestimiento.

Si se emplea cementador de etapas múltiples, deberá seleccionarse cuidadosamente su posición en la sarta de revestimiento.

Cuando se baja tubería de revestimiento en pozos profundos, debe establecerse circulación a varios niveles y mantenerse por lo menos el tiempo suficiente para que el fluido del fondo llegue a la superficie y hasta que todos los pedazos del revoque sean quitados de esa parte del pozo.

El tipo de cemento deberá tener el tiempo apropiado de espesamiento para el trabajo a ejecutarse, y que frague dentro del tiempo deseado permitiendo continuar con las operaciones del pozo. Deberá así mismo prestarse consideración a las características de la mezcla tales como densidad, viscosidad, propiedades de gelatinización, tipos de los fluidos de la formación dentro de la cual se colocará.

Los tapones de cementación deberán escogerse en la forma más satisfactoria a fin de evitar contaminaciones del cemento con los fluidos de perforación, y que interfieran lo menos con las opera-

ciones subsiguientes.

El equipo de superficie debe escogerse cuidadosamente. Los cabezales de contención deberán seleccionarse dentro de aquellos que reduzcan al mínimo las demoras y permitan que el flujo del cemento sea interrumpido lo menos posible durante el trabajo.

El equipo de bombas deberá ser el adecuado que permita manejar el volumen de mezcla deseado bajo cualquier presión que pueda encontrarse durante el trabajo

Si se emplean raspahoyos deberá emplearse equipo apropiado de superficie y conexiones que permitan rotar o mover longitudinalmente a la tubería tanto como se requiera.

Muchas mejoras se han hecho en los últimos años en equipos de cementación, materiales y procedimientos, e indudablemente habrá otras nuevas en el futuro provenientes de los laboratorios de investigación mejores completaciones de pozos y mayores recuperaciones finales de aceite de las formaciones productivas de los pozos.

Preparación del pozo para la cementación

Un factor importante en la cementación es la preparación del pozo para colocación de la mezcla. Muchos de los malos trabajos de cementación han sido producidos por condiciones adversas del pozo y esto es cierto para casi todos los tipos de trabajo desde el trabajo primario de cementación de tubería en un pozo de perforación hasta los trabajos de reparación de cementación en un viejo produg

ter. En algunos casos el contenido del pozo puede afectar al cemento conforme sea colocado; en otros casos puede interferir con el trabajo y operación de la herramienta empleada para colocar la mezcla.

Algunas veces cuando una sarta de tubería de revestimiento ha sido cementada, el diámetro del pozo mismo puede no permitir la ejecución de un trabajo efectivo de cementación. La mezcla puede ser ideal para un trabajo particular y el método y equipo puede ser el mejor posible; pero si el pozo no está en condición apropiada, existe el peligro de no tener éxito.

Antes de bajar tubería, las condiciones generales pozo abajo tales como características del asiento de la tubería, diámetro del pozo y espesor aproximado del reveque - son usualmente conocidas o asumidas. Si cualquiera de ellas no es satisfactoria, deberán tomarse todas las medidas para poner el pozo en la mejor condición ó, en el caso de tener un asiento de tubería desfavorable, para vencer esta influencia adversa. Los registros de calibración han revelado que todos los pozos no están próximos a la medida que se asume, de tal modo que cuando se desea que el cemento alcance una altura predeterminada detrás de la tubería, deberá verificarse el diámetro. Cuando se sospeche cualquier otra condición adversa, es necesario determinarla y corregirla. En trabajos de reparación también la tubería a través de la cual el equipo debe bajarse frecuentemente causa dificultades. El trabajo de cementación es una operación importante y es mejor cuando se ejecuta efeg

tivamente la primera vez. Desde que la preparación del pozo es tan frecuentemente un factor en el éxito del trabajo, deberá prestarse seria consideración cuando se se tengan certeza de condiciones favorables peso abajo.

OPERACIONES DE CEMENTACION

Bajo esta denominación vamos a considerar a cada uno de los trabajos de cementación que se ejecutan durante la perforación, completación, reacondicionamiento y reparación de pozos perforados por petróleo.

Las pautas que aquí se señalan, así como las precauciones que deben tomarse antes, durante y después de ejecutado un trabajo de cementación permitirán obtener las mejores posibilidades de éxito.

Es conveniente insistir en que un trabajo de cementación mal ejecutado puede dar lugar a operaciones costosas de reacondicionamiento ó reparación y completaciones defectuosas que darán como consecuencia menores producciones iniciales ó menores recuperaciones finales de petróleo y en algunos casos ninguna producción con el perjuicio económico que ello representa.

Cementación de Tapones

Las operaciones de cementación que se ejecutan en los pozos perforados por petróleo son cinco:

- 1.- Cementación de tapones
- 2.- Cementación de tuberías de revestimiento.

- 3.- Cementaciones múltiples
- 4.- Cementaciones forzadas
- 5.- Cementación de zonas ladronas

i) Los tapones de cemento se colocan bajo dos condiciones:

- a) Pozo abierto
- b) Pozo revestido

En ambos casos se emplean generalmente los servicios de compañías especializadas.

Cementación de tapones en pozo abierto.- En los pozos perforados por el sistema rotativo, los tapones de cemento, en la mayor parte de los casos, se bombean a través de la tubería de perforar. Deficientes condiciones del pozo y selección impropia de formaciones contra las cuales se coloca el tapón, dan por resultado una instalación no satisfactoria, requiriéndose la limpieza y colocación de un segundo tapón.

Los tapones de cemento deficientes causan grandes pérdidas de tiempo, contaminaciones del lodo de perforación y aumentan los costos de perforación o reacondicionamiento.

Las causas de las cementaciones deficientes las analizaremos y se recomendarán prácticas convenientes para obtener tapones de cemento fraguados de buena ligazón con la formación.

En los pozos perforados por el sistema de percusión los tapones de cemento se colocan a través de tubería de producción empleando también los servicios de compañías especialistas o median-

te "enchufas".

Final de las labores.- Los tapones de cemento que se colocan en pozo abierto tienen los siguientes fines:

- 1.- Para enderezar pozos
- 2.- Para desviar pozos debido a operaciones de pesca de cuellos lastra barrenas ó tubería de perforar.
- 3.- Para perforación dirigida
- 4.- Como punto de apoyo de tubería.
- 5.- En pérdidas de circulación.
- 6.- En abandonos.
- 7.- Para impedir la entrada de agua.
- 8.- Para tomar pruebas de formación.

La técnica de enderezar pozos requiere el uso extensivo de tapones de cemento. Preseindiendo de la densidad de la formación, es importante que el tapón de cemento sea puesto en la propia zona y con la seguridad que quedará en esa parte del pozo. A menos que el tapón de cemento frague propiamente, y con ligazón firme con la formación, habrá una tendencia natural en la broca para seguir en el hueco antiguo.

Las operaciones de desviación de pozos también requiere el uso extensivo de los tapones. Frecuentemente el operador encuentra que es dificultoso o no factible económicamente recuperar material dejando dentro del pozo. Bajo estas circunstancias, es práctica normal bombear un tapón de cemento y empezar la perforación dirigida. Sin embargo, si el tapón de cemento no está efectivamen-

te fraguado, la broca tenderá a seguir el peso antiguo.

La perforación dirigida, requiere la colocación de tapones de cemento denso y fraguado duro. A menos que la práctica de pre-taponamiento y taponamiento sea considerada cuidadosamente, es completamente probable, que el trabajo resultante presentará serias dificultades. La colocación de un tapón de cemento en peso abierto se realiza a fin de tener una barrera más dura que la formación; y a menos que el tapón sea de suficiente dureza, habrá en la broca la tendencia a seguir la línea de menor resistencia (anillo de barro ó cemento cretoso), y perforará nuevamente en el peso antiguo.

La colocación de tapones como puerto de ANCHO PARA tuberías debe llevarse a cabo de manera exacta. Es esencialmente importante que la mezcla esté deshidratada para asegurar que el tapón de cemento esté duro y compacto.

Una práctica común en pérdidas de circulación es colocar un tapón en peso abierto y a través de la zona ladrona. Luego esta sección se re-perfora con la esperanza que toda ella haya quedado propiamente sellada. La presencia de cemento cretoso o suave no ayudará en el sellado final de las fisuras abiertas o zonas ladronas similares.

Es posible que el cemento suave y cretoso sea lavado inmediatamente y la pérdida de circulación ocurra de nuevo.

El abandono, operación final del peso no productivo, deberá

llevarse a cabo con la misma diligencia y eficiencia de un programa de completación. Esta práctica es esencialmente básica, desde que taponeamientos de cemento impropios permiten frecuentemente intercomunicación de gas o flujo de agua a alta presión entre las arenas con una carga resultante de zonas próximas a la superficie. El peligro de esta condición no necesita explicación, desde que presenta serios peligros a las actividades de pozos excéntricos (offset) y suministros de agua fresca dentro del área inmediata.

Frecuentemente, en pozos que se van a completar con tubería calada es necesario colocar tapones de cemento en secciones que contienen agua salada.

Es evidente que estos tapones deberán tener suficiente ligazón y dureza a fin de evitar impedir la entrada del agua y soportar suficiente presión que permita determinar su posición.

Algunas veces durante la perforación de un pozo no es posible exhibir una determinada sección de arenas. Con este objeto es necesario colocar tapones de cemento que tengan las condiciones indicadas anteriormente a fin de evitar el fracaso de la prueba.

En perforación por el sistema de percusión los fines de los tapones están indicados en los acápites 4, 6 y 7.

Factores que influyen en la colocación de tapones.- Antes de proceder a la cementación de tapones de cemento deberán tenerse presente los siguientes factores que afectan su colocación:

1. Ensanchamiento del pozo

2. Revoque delgado

3. Grandes cantidades de fluido de inyección gelatinizado
4. Cortes de la broca que persisten en las secciones de lutita.

Cuando un tapón de cemento se bombea a través de tubería de perforar y opuesto a una sección de lutitas, se tiene el resultado mostrado en la Figura N° 14. La canalización del cemento, contamina y la muy limitada filtración del exceso de agua de la mezcla en la lutita, da por resultado un tapón flotante y cretoso.

Un tapón de cemento opuesto a un cuerpo de arena, para el cual no se ha tomado la precaución de quitar el revoque, puede estar ligeramente mejor que el tapón más arriba descrito; pero no puede ser completamente efectivo.

La tercera parte inferior de la Fig. 14 muestra al cemento en contacto estrecho con el cuerpo de arena. El revoque ha sido removido conforme el cemento se ha bombeado al sitio determinado, y el filtrado inmediato del exceso de agua de la mezcla permite friccionar al cemento formando un tapón denso ligado a la formación.

Es de la mayor importancia el quitar el revoque frente al tipo de la sección del tapón.

Los chorros hidráulicos en el fondo de la tubería de perforar o dispositivos mecánicos para quitar el lodo en este nivel, tienen poco efecto sobre la dureza de la sección tope del tapón de cemento.

En la perforación por el sistema de percusión los factores

que afectan la colocación de tapones de cemento son el mayor diámetro del pozo, que ya se ha analizado y que el pozo no este en equilibrio, sea por acción del gas ó del agua, en cuyo caso es necesario previamente ponerlo en esta condición, llenando ya sea con agua o con fluido de inyección para luego proceder a su cementación.

Accesorios para la colocación de tapones

Durante los últimos años se ha podido establecer las ventajas de quitar el revoque en relación con la colocación de tapones en pozo abierto, y en esta forma se han desarrollado un gran número de conjuntos puestos en puntos estratégicos.

Raspahoyos rotativos pueden montarse directamente en la tubería de perforar. Debido a la oposición para soldar estos accesorios, se emplean un tipo de grampas de contención, que se han diseñado para mantener agarrados los cinco pies de raspahoyos rotativos. Generalmente estas instalaciones consisten en cinco piezas de 5 pies cada una en cada tubo de perforar de 3 1/2" a 4 1/2". Los Centralizadores van puestos encima y debajo del conjunto para prevenir excesivo desgaste del equipo de raspahoyos.

Se ha extendido también para la colocación de tapones en pozo abierto el empleo de raspahoyos reciprocantes. Un tipo de instalación que se emplea frecuentemente consiste en emplear cuatro grampas en cada tubo de 30 pies con cinco raspahoyos de bisagra libres para moverse la distancia de seis pies que hay entre las grampas, y que requiere movimientos de 12 á 15 pies de la tubería de perforar.

varigara limpiar completamente el revuque de la pared del pozo. Esta instalación puede hacerse sobre el pasillo o bien en la mesa rotativa y se baja hasta la profundidad deseada.

Ahora bien, si consideramos que cuando se emplean de 100 a 150 bolsas de cemento para la colocación de taponas, el tiempo de mezcla fluctúa entre 5 y 10 minutos. La práctica normal de cementación es bajar la velocidad de bombeo conforme el cemento llega al fondo, lo que aumenta el riesgo de canalización en la colocación del tapón hecha a través de la tubería de perforar estacionaria.

Ahora bien, se requieren de tres a cinco minutos para que el cemento se iguale alrededor del fondo del conjunto. En el tipo de raspahoyos recíprocante, será posible mover la tubería de perforar dos o tres veces hacia arriba y hacia abajo en presencia de la mezcla de cemento. Con el tipo de raspahoyos rotativos, moviéndolos a 20 R.p.m. para el mismo período de 3 a 5 minutos se tendrá $3 \times 20 = 60$ y $5 \times 20 = 100$ raspaduras resultantes que permiten una mejor limpieza de la cara de la formación y distribución de la sección raspada.

En la colocación de taponas en pozo abierto perforados por el sistema de percusión no se emplean accesorios especiales, desde que por razones obvias son innecesarios.

Cementación de taponas en pozo revestido.

La colocación de taponas en pozos revestidos se ejecuta eventualmente a falta de obturadores fijos o cuando las condiciones de

la tubería de revestimiento no permiten la instalación de estos.

Se los emplea para impedir la entrada de gas o agua, para abandonar una sección ó en la ejecución de trabajos de cementación forzada, fracturamiento de la formación, etc.

La mezcla de cemento se bombea generalmente a través de tubería de producción, y en los casos en que el diámetro de la tubería de revestimiento lo permita y se estén ejecutando trabajos de rehabilitación se emplea la misma tubería de perforar. A fin de tener los mejores resultados posibles, el cemento deberá fraguar firme y ser suficientemente duro. La lechada debe ser espesa a fin de evitar su dilución en el caso que el pozo esté lleno de agua o si no lo está con el objeto de evitar la formación de agua libre.

Cementación de tapones en pozo abierto.

En los pozos que se perforan por el sistema rotativo, el fluido de inyección tiene rol muy importante en la colocación de tapones de cemento. Es así que debe reunir las mejores condiciones a fin de evitar la contaminación o canalización del cemento con el consiguiente perjuicio económico.

Debe tomarse como norma la no ejecución de estos trabajos si la condición del fluido de inyección no es buena, pues en este caso las posibilidades de no tener éxito son grandes.

A fin de emplear sólo la cantidad necesaria de cemento en la colocación de un tapón, así como para obtener el tope deseado es conveniente contar con un registro de calibración del Pozo. Sin

embargo como frecuentemente no es posible tenerlo, unas veces en razón de su costo y otras por las condiciones del pozo.- Pozos perforados por el sistema a cable que no están llenos de lodo - bastará agregar a la cantidad de cemento calculada de 20 á 50%, debido al mayor diámetro del pozo con respecto al de la broca que lo perfora. En algunos casos este exceso puede llegar a un 100% dependiendo de las condiciones existentes durante la perforación, ó de los resultados que se hayan obtenido en un primer intento de cementación.

Determinada la sección que se va a cementar, se procede a bajar la tubería de perforar hasta el límite inferior, no utilizándose cuellos lastra-barrenas. Luego se circula el fluido de inyección hasta que retorne completamente limpio, es decir, no arrastre a la superficie ningún material. A continuación se desconecta la junta Kelly y se coloca un tubo de perforar adicional en remplazo de éste, a fin de alcanzar la profundidad deseada, se conecta al cuello el cabezal de cementación el cual se acopla a la unidad cementadora mediante tubería con uniones giratorias. Se mezcla el cemento (Fotografía N° 7) y se le bombea a través de la tubería desplazándose mediante fluido de inyección. La cantidad que se emplea es la necesaria para que el cemento descienda hasta el mismo nivel que el tope deseado. Luego se procede a extraer la tubería de perforar utilizada en este trabajo teniendo cuidado de producir la menor turbulencia posible. El tapón de cemento deberá quedar en condición estática unas doce horas. La densidad de la lechada recomendable es de 114 á 120 libras/pié cúbico.

bico, por tal razón deberán tomarse continuas muestras y determinar su densidad, a fin de indicar al operador que reduzca el volumen de agua que bombea a la tolva de mezcla ó bien aumentar la relación de bolsas de cemento por minuto según el caso.

En algunos casos, con el objeto de dejar el tope del tapón de cemento a la profundidad deseada se procede a levantar la tubería de perforar, después de efectuado este trabajo, hasta el tope calculado y se procede a circular fluido de inyección a fin de extraer el exceso de cemento que quede encima de él.

Este procedimiento el suscrito no lo considera conveniente debido a la contaminación que se produce en el lodo. Es una mejor practica en estos casos esperar primero que el cemento frague y luego perforar el tapón hasta el tope deseado.

En los casos de pozos perforados por el sistema a cable, es condición previa, que éste se encuentre en equilibrio. Si no lo estuviera es necesario conseguir este resultado, ya sea llenándolo con agua salada o bien con fluido de inyección.

Si el pozo está lleno con agua salada, la colocación del tapón de cemento podrá realizarse en dos formas diferentes:

- 1°) Empleando cuchara de cementar
- 2°) Empleando equipo de cementación.

La cuchara de cementar consta de tres partes:

- a) Aza
- b) Cuerpo
- c) Válvula de descarga.

Jándose el pozo en condición estática durante unas doce horas. Debido a que muchas veces no es necesario llenar todo el pozo con agua salada para obtenerse las condiciones de equilibrio y otras porque este nivel baja por razón de ser la presión de la columna hidrostática mayor a la de la formación, en cuyo caso ésta toma parte del agua salada, es conveniente bajar lentamente la cuchara de cementar con el objeto de evitar que por acción del impacto producido la válvula de descarga se abra. Así mismo la cuchara de cementar debe extraerse lentamente después de haberse abierto la válvula de descarga, con el fin de evitar que se produzca turbulencia, con la dilución subsiguiente de la lechada.

En caso de ser necesario llenar el pozo con lodo, la forma más conveniente de colocar un tapón de cemento es utilizando unidad de cementación cuyo sistema de operación ya ha sido indicado.

Si se utiliza equipo de cementar es necesario previamente bajar tubería de producción de diámetro conveniente 2 3/8" O.D. ó 2 7/8" O.D. hasta el límite inferior del tapón, a fin de poderse bombear la lechada y luego se continúa en la misma forma indicada anteriormente. Los cálculos también se ejecutan en la misma forma. El porcentaje de bolsas de cemento que deberá tomarse varía con las condiciones particulares de cada pozo; pudiendo estar comprendido entre 50% y 100% debido a que el diámetro del pozo es notablemente mayor en los pozos perforados por el sistema a cable que por el rotativo.

lón en pozos revestidos.

Sólo en casos en que no se disponga de obturadores temporales ó permanentes, ó bien las condiciones del pozo así lo exijan, se utiliza la colocación de tapones de cemento.

Para ejecutar este tipo de trabajo es necesario que el pozo se encuentre en equilibrio. El procedimiento es el mismo que cuando se trata de colocación de tapones en hueco abierto.

2) Cementación de tuberías de revestimiento

Son variados los problemas asociados a la cementación de tuberías de revestimiento y completación de pozos. En muchos casos están tan subordinados a condiciones locales que es necesario remitirse a ejemplos de campo para lograr un buen resultado. Los procesos regulares de cementación suministran mucho más que un medio para mantener retenida a la tubería dentro del pozo, aunque es frecuente aparentemente que la diversidad de efectos que resultan de las operaciones de cementación no son adecuadamente reconocidos.

Fines de la cementación de tuberías de revestimiento.

El fin principal de la cementación de tuberías de revestimiento en un pozo de petróleo, es el de excluir el agua que de otro modo invadiría las formaciones productivas.

Sin embargo también tiene otros fines:

- 1.- Reforzar la tubería contra rotura por aplastamiento debido a presión externa.
- 2.- Protección de la tubería del contacto con agua corrosiva de la formación.

- 3.- Prevención de la migración de fluidos de un estrato a otro por detrás de la tubería.
- 4.- Reforzamiento de la tubería cuando se torpedea un pozo con nitroglicerina.
- 5.- Permitir la ejecución de trabajos de fracturamiento de formaciones petrolíferas.
- 6.- Evita los reventones de gas en zonas de alta presión situadas detrás de la tubería.
- 7.- Conservación del petróleo y gas en estratos superficiales detrás de la tubería.
- 8.- Proteger de la contaminación las zonas de agua dulce detrás de la tubería.
- 9.- Proteger la tubería final de revestimiento cuando se extraen ciertas tubulares más grandes, de pozos hechos con herramientas de perforación.
- 10.- Permitir la instalación de válvulas de seguridad con el objeto de controlar posibilidades de reventones durante las operaciones de perforación.

Es obstante las dificultades envueltas en trazar el camino del cemento después de que pasa la zapata flotadora y lo rumbo de las actuales operaciones de cementación, es verdaderamente sorprendente el grado de buenos resultados que acompañan a estas operaciones. Generalmente puede esperarse un satisfactorio resultado del trabajo de cementación si el pozo está en buenas condiciones y no desviado demasiado de la vertical; si el fluido de inyección tiene

la densidad y viscosidad correctas; y si las conexiones de superficie tienen una capacidad adecuada y están en buenas condiciones.

Las causas de insatisfactorias operaciones de cementación pueden deberse a la completación incorrecta del pozo en el nivel apropiado, a condiciones físicas del pozo - presencia de secciones delgadas de lutitas que no forman una ligazón fuerte con el cemento; contaminación de la mezcla de cemento con el fluido de inyección y el efecto desintegrante de las aguas que contienen sulfato de magnesio; altas temperaturas que provocan rápido fraguado; pozos torcidos que no permiten centrar adecuadamente la tubería, por cuya razón es desigual la distribución del cemento detrás de ella y canalización del cemento debido a irregularidades en el diámetro y forma del pozo - y a la preparación de la mezcla de cemento, pues densidades variables y demasiado ligeras dan lugar a incompletas obturaciones del agua y puntos débiles.

Factores que influyen en la cementación de tuberías de revestimiento.

Los tres factores más importantes que deben considerarse en relación con la cementación de tubería en pozo son:

1. La canalización.
2. El revoco
3. La deshidratación de la lechada de cemento durante su colocación.
4. El diámetro del pozo.

Se puede considerar a la canalización de la lechada de cemento

te a través del fluido de inyección como la capacidad de un fluido para desplazar a otro. Desde que el lodo de perforación y la lechada de cemento son ambos básicamente fluidos plásticos, el problema se convierte en una de las propiedades de flujo de la lechada de cemento y del efecto de estas propiedades en su eficiencia para desplazar el fluido de inyección.

Está demostrado que las propiedades de un fluido plástico son independientes del diámetro de la tubería y que pueden determinarse por medio de ecuaciones matemáticas que envuelven el término t_y (límite de resistencia) y μ (rigidez) del fluido plástico.

El límite de resistencia (t_y) se define como el esfuerzo constante en el punto de deformación de un material plástico y se expresa en libras por pie cuadrado.

El valor de rigidez se define como el coeficiente de rigidez del material plástico y se expresa en libras por pie-segundo.

La rigidez es definida como la viscosidad plástica. El término viscosidad plástica recalca la estrecha relación que muestra esta propiedad a la viscosidad de los fluidos verdaderos y se expresa en centipoises.

Mediante la aplicación de la ecuación básica para fluidos plásticos fue posible relacionar los problemas relativos al flujo de la lechada de cemento.

La plasticidad es la propiedad de un fluido o emulsión gelatinosa de agua y otro material pulverizado que le permite ser de-

formado continua y permanentemente en cualquier dirección sin romperse bajo un esfuerzo que exceda su límite de resistencia. Después que la deformación ha empezado, la aplicación continuada del esfuerzo producirá igual incremento en la velocidad. Cuando un fluido tiene estas características, se dice que es plástico, sin importar lo blando que pueda ser.

De acuerdo a esta definición, la mezcla de cemento se clasifica como plástica.

Bingham derivó la siguiente ecuación para la curva completa de flujo plástico:

$$(1) \quad V = \frac{GD}{8\mu} \left(\frac{D\Delta P}{4L} - \frac{4}{3} \tau_y + \frac{64 \tau_y^2 L^3}{3D^3 (\Delta P)^3} \right)$$

en la cual:

- V** = Velocidad media del flujo
- D** = Diámetro del tubo
- G** = Aceleración de la gravedad
- τ_y** = Límite de resistencia
- μ** = Rigidez
- L** = Longitud del tubo

El último término puede omitirse con error despreciable.

Si se representa graficamente

$\frac{D\Delta P}{4L}$ en el eje de ordenada y

$\frac{8V}{gD}$ en el de abscisas

Bingham y otros han demostrado, que con un fluido plástico dentro

de cualquier diámetro de tubería, el límite de resistencia (τ_y) es igual a $3/4$ de la intersección de la parte de la línea recta de la curva resultante sobre el eje de ordenadas, y la rigidez (n) es igual a la pendiente de la porción de la línea recta de la curva.

El Gráfico N° 15 muestra un registro típico de tales datos obtenidos cuando una mezcla de cemento se emplea como fluido plástico. Basándose en lo anteriormente expuesto y en forma experimental obtuvieron los valores de τ_y y n para un gran número de tipos de cemento.

El Gráfico N° 16 muestra los registros típicos obtenidos de estas pruebas para cementos de lento fraguado, standard Portland y de rápida resistencia alta.

Teniéndose establecido un método para determinar la rigidez y límite de resistencia de la mezcla de cemento, derivaron otro para determinar la velocidad a la cual la mezcla de cemento cambia de flujo laminar a turbulento. D.H. Caldwell y H.E. Babbitt han demostrado que la viscosidad aparente (μ) para barro y suspensiones es igual a:

$$(2) \quad \mu = \frac{GD\tau_y}{6V} + n$$

Luego, determinando a que valor del número de Reynolds ($Re = \frac{D\mu}{\mu}$) ocurre la velocidad crítica de un fluido plástico, será posible, sustituyendo la ecuación (2) correspondiente a la viscosidad en el número de Reynolds y despejando V obtener la fórmula para determinar la velocidad crítica deseada.

La velocidad crítica para un fluido plástico considerado se

define como la velocidad bajo la cual la pérdida de fricción sigue la ~~curva~~ del flujo plástico (Ecuación 1) y encima de la cual la pérdida de fricción es directamente proporcional a alguna potencia de la velocidad comprendida entre 1.7 y 2.0.

La mayor parte de las autoridades en esta materia están bastante de acuerdo en que para un valor del número de Reynolds de 2,000 ó menos, el fluido estaría en flujo laminar; pero el valor del número de Reynolds en el cual el fluido plástico estaría en flujo turbulento es materia de completa variación de opiniones siendo imposible establecer e probar que un valor sea mejor que otro. Por esta razón se decidió establecer dos velocidades críticas es decir, una velocidad crítica mas baja (V_{lc}) - número de Reynolds igual a 2,000 - bajo la cual se conocía que la mezcla de cemento estaba en flujo laminar; y una velocidad crítica más alta (V_{uc}) - número de Reynolds igual a 3,000 - encima de la cual se conocía que la mezcla de cemento estaba en flujo turbulento. Empleando estos dos valores y sustituyendo la ecuación (2) en el número Reynolds, se derivaron las dos ecuaciones siguientes:

Velocidad crítica inferior:

$$(3) \quad V_{lc} = \frac{1,000 n + 1,000 n^2 + \frac{D^2 \gamma L}{3,000}}{D}$$

Velocidad crítica superior:

$$(4) \quad V_{uc} = \frac{1,500 n + 1,500 n^2 + \frac{D^2 \gamma L}{4,500}}{D}$$

En los Gráficos N° 15 y 16 puede verse que el flujo de un fluido plástico se divide en tres regiones alaras de flujos a sa-

ber macizo, laminar y turbulento con dos regiones o grupos adicionales evidentes entre macizo y laminar y laminar y turbulento. En el flujo macizo, a muy baja velocidad, la mezcla de cemento se mueve a través de la tubería como un cuerpo sólido que ha sido lubricado por una película delgada de líquido en la pared del tubo.

A causa de que el cemento propiamente dicho no está sometido a esfuerzo cortante en la región flujo macizo, el régimen de caída de presión versus velocidad no es lineal como en el caso de flujo laminar. A velocidades encima de la región flujo macizo, el flujo se convierte en laminar, y la curva caída de presión versus velocidad es lineal. El flujo laminar de materiales plásticos, tales como lechadas de cemento está caracterizado por un núcleo central de material rodeado por capas telescópicas concéntricas del material entre el tapón y la pared del tubo. Aunque el cuerpo central decrece en diámetro con el aumento de velocidad, durante todo el flujo laminar probablemente existe el núcleo en alguna forma, desapareciendo solamente a la velocidad crítica. Encima de la velocidad crítica, el flujo de materiales plásticos es turbulento, y se parece al de un verdadero fluido el que está caracterizado por innumerables remolinos a través de todo el cuerpo del material.

A fin de facilitar los cálculos se da el Gráfico N° 16 relativo a flujo para lechadas de cemento - el cual representa el trazo de las ecuaciones (3) y (4).

La rigidez y el valor de comportamiento de los diferentes tipos de cemento fueran determinados mediante un aparato especial.

Conociéndose el diámetro del tubo e el diámetro equivalente del espacio anular (5), es posible por medio del Gráfico de flujo del cemento del Gráfico N° 17 determinar las velocidades críticas superiores é inferiores de una lechada de cemento dada. Todos los flujos inmediatamente bajo la velocidad crítica inferior quedan en la región de flujo laminar y todos los flujos encima de la velocidad crítica superior quedan en la región de flujo turbulento.

$$(5) \quad \text{Diámetro equivalente} = \frac{4 \text{ (Área transversal del canal)}}{\text{perímetro mojado del canal}}$$

También en lugar del diámetro del tubo D_0 , para todas estas ecuaciones que son aplicables al flujo anular, se utiliza el valor $4m$, en donde m es el radio hidráulico o sea:

$$(6) \quad m = \frac{1/4 (D_1^2 - D_2^2)}{(D_1 + D_2)} = 1/4 (D_1 - D_2)$$

Habiéndose determinado las propiedades de flujo de una mezcla de cemento desde el punto de vista de los valores de límite de resistencia y rigidez, se calculó la velocidad crítica para colocar a la mezcla de cemento en flujo turbulento. Fue necesario evaluar esta información en términos de eficiencia de desplazamiento de fluido de inyección. Para este efectuaron varias pruebas con aparatos especialmente diseñados cuyos resultados indicaron que la velocidad de flujo a la cual la mezcla de cemento desplaza al fluido de inyección circulante en un pozo afecta apreciablemente el porcentaje de fluido de inyección desplazado.

Pruebas realizadas por Howard y Clark indican que el régimen de la mezcla de cemento en la región de flujo macizo parece despla

zar aproximadamente 60% del fluido de inyección circulable, en la región de flujo laminar aproximadamente 90% y en la región de flujo turbulento más de 95%.

Los porcentajes verdaderos variaran en cada prueba; pero en todas ellas el flujo laminar superior y turbulento desplazaran 1.5 veces mas fluido que el flujo anular. La tabla N° 23 muestra ejemplos de los regimenes necesarios para desplazar una mezcla de cemento en flujo laminar superior y turbulento.

Si calculamos el flujo en barriles por minuto necesario para desarrollar la velocidad de flujo en pies por minuto correspondiente a flujo turbulento en un caso donde se colocara tubería de revestimiento de 10 3/4" en 15" pozo de diámetro se encontraría aproximadamente 50 bbla/min.

Para la misma tubería y diámetro de pozo se requeriría para la mitad de la región de flujo laminar, 19 bbls/min. Ciertamente no hay posibilidades de desarrollar velocidades de bombeo de aproximadamente 50 bbla/min. durante un trabajo de cementación.

Sin embargo, velocidades de 19 Bbla/min están dentro de la capacidad de algunos equipos y podrían probablemente ser efectuados sin efectos dañinos al equipo o pozo. El flujo laminar será mucho más deseable que el flujo anular, que es más frecuente durante trabajos de cementación de tubería de revestimiento. Aumenta la posibilidad de producir una mayor contaminación en la sección superior de la columna de cemento, así como también una dispersión de cantidades de fluido de inyección en la columna de cemento; sin en

barge debido a la misma naturaleza del fluido de inyección en esta etapa del pozo, es improbable que se desarrolle mucha interferencia para su colocación. Es necesario tomar precauciones y reducir la velocidad de bombeo al aproximarse el fin del trabajo con el objeto de posar con seguridad el tapón.

TABLA N° 23

Velocidades necesarias para desplazar mezclas de cemento en flujo laminar superior o turbulento.

Tipo de cemento	Diam. Pozo Pulg.	Diam. Tubería Pulg.	Velocidad de Flujo (Bbls. por Min.)	
			Laminar Superior	Turbulento
Cemento de lento fraguado.	7 7/8"	5 1/2	6.0	8.5
	9 7/8"	7	10.0	13.00
	12 1/4"	9 5/8	12.0	15.0
Cemento promedio Standard Portland	7 7/8"	5 1/2	9.0	12.0
	9 7/8"	7	14.0	18.0
	12 1/4"	9 5/8	16.5	21.5
Cemento de alto	7 5/8"	5 1/2	10.0	12.0
	9 7/8"	7	15.0	19.0
	12 1/4"	9 5/8	18.0	22.5

De los datos dados en la Tabla N° 23 es evidente que, con la práctica usual de cementar empleando solamente la bomba del equipo de perforar es raramente posible desplazar la mezcla de cemento en flujo turbulento. Sin embargo, determinando por adelantado la velocidad de flujo requerida, esto es posible en la mayor parte de los casos si se emplea suficiente equipo para desplazar la mezcla en flujo laminar superior ó flujo turbulento, obteniéndose así máxima eficiencia de desplazamiento.

Como se creía que la acción turbulenta de la mezcla de cemento era la causa de los altos porcentajes de fluido de inyección desplazados, la investigación se continuó para determinar los efectos de desplazamiento de fluidos de baja viscosidad, tales como agua, delante de la mezcla de cemento aprovechando del hecho que los fluidos de baja viscosidad son desplazados más fácilmente en la región de flujo turbulento. Los resultados de estas pruebas indicaron que para todos los usos prácticos el agua es aproximadamente tan buena como los mas costosos lavados químicos, y que desplazando una cantidad suficiente de agua delante de la mezcla de cemento el porcentaje de fluido de inyección circulable desplazado aumentaba aproximadamente de 60 á 90% - indicando que el aumento de turbulencia del lavado delante de la mezcla de cemento aumentaba grandemente la eficiencia de desplazamiento.

La otra variable que quedaba y que tenía que ser considerada en la eficiencia de desplazamiento de una mezcla de cemento fué las propiedades del mismo fluido de inyección. A fin de determinar los efectos de las propiedades del fluido de inyección sobre la eficiencia de desplazamiento, llevaron a cabo una serie de pruebas dentro de las cuales se mantuvieron constantes todas las otras variables, y en la cual se modificó el peso y viscosidad del fluido de inyección estas pruebas mostraron que el peso y la viscosidad del fluido de inyección tienen un sentido importante sobre el porcentaje del fluido de inyección desplazado por la mezcla de cemento. La viscosidad, mas que la densidad, sin embargo, parece ser

la más crítica de los dos factores. En cada caso una disminución de la viscosidad del fluido de inyección aumenta la cantidad de barro desplazado. Por ejemplo empleando un fluido de inyección de 10 libras por galón y reduciendo la viscosidad de este de 43 a 32 centipoises, la cantidad de fluido de inyección desplazado quedó aumentada de 80 a 90 por ciento. Por otra parte, una variación en la densidad del fluido de inyección produce resultados algo irregulares, con evidentes tendencias no definidas.

La acción del movimiento de la tubería sobre la eficiencia de desplazamiento de la mezcla indica que el porcentaje de fluido de inyección desplazado en flujo laminar o turbulento no es afectado por la rotación ó movimiento longitudinal, mientras que la rotación en la velocidad vertical no es suficiente para que caiga el flujo de una región de flujo a la inmediata inferior.

Si la velocidad vertical se hace caer en la región de flujo inmediata inferior, entonces el porcentaje de fluido desplazado correspondiente a los porcentajes que pueden esperarse en esa región de flujo.

Se ha establecido pues, que las propiedades de flujo de una mezcla de cemento son importantes para prevenir canalización del cemento a través de fluidos de inyección circulables.

Se estimó también determinar que efecto tendrían estas propiedades de flujo sobre el RAYONAGE.

Todas las pruebas que se ejecutaron, indicaron que la mezcla

de cemento en flujo turbulento es capaz de desplazar 95% de fluido de inyección circulable; pero es incapaz de remover cualquier apreciable cantidad del revoco.

La comparación de pruebas en las cuales se mantuvo la tubería excéntrica con aquellas en que se mantuvo centralizado demostraron que solamente en flujo turbulento se podrían obtener iguales eficiencias de desplazamiento. En flujo laminar y macizo, se notó una marcada tendencia, de la mezcla de cemento, a la canalización.

Generalmente hablando, esta canalización podría resultar en una disminución de la eficiencia de desplazamiento de aproximadamente 10 á 15 por ciento, con una correspondiente tendencias para obtener una ligazón pobre entre la tubería, cemento de la tubería y pozo perforado. Las pruebas también demostraron que debe ejecutarse cualquier esfuerzo para centralizar la tubería, especialmente a través de secciones en donde es esencial un buen trabajo de cementación.

Uno de los principales propósitos de la cementación de tuberías es prevenir la contaminación de la zona productiva con fluidos del pozo que pueden presentarse. Para lograr este objeto es necesario que se obtenga una buena ligazón entre la formación y la tubería cementada y para esto es esencial que se elimine totalmente el revoco de la pared del pozo perforado. La imposibilidad de una mezcla de cemento en flujo turbulento para remover esta cuarta de lodo ha dado lugar a que se empleen otros medios.

Para remover el revoco se emplean corrientemente tres méto-

dos:

- a) Raspa-hoyos mecánicos
- b) Lavaderos químicos
- c) Acción de chorro

Con el fin de determinar la eficiencia de los raspa-hoyos, llevaron a cabo una serie de experimentos en aparatos especialmente diseñados que simulaban tanto pozos calibrados a su diámetro como pozos ensanchados. Estas pruebas se ejecutaron con dos tipos de raspa-hoyos: tipo anillo, que requiere movimiento recíproco de la tubería a fin de tener la acción deseada de raspadura; y el tipo vertical, que requiere rotación de la tubería en el pozo para dar la acción deseada.

Los resultados de estas pruebas indicaron que ambos tipos de raspa-hoyos remueven el revoco en la parte en donde el diámetro interior efectivo del pozo es menor que el diámetro exterior efectivo de los raspa-hoyos; y como se deduce en aquellas áreas del pozo en donde los raspa-hoyos no están en contacto con la pared de éste, el revoco no será afectado.

Sin embargo, las pruebas comparativas realizadas han puesto de manifiesto que hay pequeña ó ninguna diferencia en la capacidad de un tipo de raspahoyos sobre el otro para efectuar un cierre de la tubería cementada con la formación.

Lavaderos químicos

Con el fin de llegar al método más efectivo de remoción del

revoque del diámetro del pozo se consideró la efectividad de los lavadores químicos. El procedimiento general seguido en las pruebas fué circular varios lavadores químicos delante de la mezcla de cemento en volúmenes que serian de modo económicamente factibles para las operaciones de cementación en el Campo.

En cada una la mezcla de cemento fué precedida por 20 Ebs de solución de lavador químico, con la velocidad de la bomba ajustada de tal modo que el lavador permaneciera con el revoque durante cinco minutos; se asumió que la cantidad de lavado era la representativa para la práctica corriente de cementaciones de campo. Entre los lavadores se incluyó las soluciones de pirofosfato disódico, quebracho y bicarbonato de sodio. Se emplearon soluciones de diferentes fuerza en todos los lavadores químicos; pero en ningún caso se tuvo éxito en remover más del 6% del revoque durante los cinco minutos de contacto.

De todos los lavadores químicos probados los más efectivos fueron los fosfatos. Estas pruebas demostraron que los lavadores químicos que se usaron fueron casi enteramente inefectivos para remover el revoque durante el corto tiempo que estuvieron en contacto con él.

Sin embargo, bajo otras circunstancias, cuando las condiciones del trabajo permitieron un tiempo mas largo de contacto y mayor agitación, los lavadores de fosfato fueron completamente efectivos en la remoción del revoque.

Sin embargo, debido a los apedaxamientos extraídos del revoque no se obtuvo cierre entre la tubería cementada y la formación. La presión de prueba del trabajo de cementación de la tubería indicó que la ligazón del cemento a la formación no fué efectiva en evitar movimiento vertical de fluidos.

Acción de chorro.

El tercer método utilizado en las pruebas para remover el revoque fué utilizando lavadores de acción de chorro.

La limitación principal de los chorros es el hecho que su acción limpiante esta limitada por el area actual cubierta por ellos por la capacidad de la bomba disponible para desplazar la mezcla de cemento á través de los orificios en la velocidad de flujo requerida, y por el temor de no poderse cerrar las aberturas perforadas en la carta de tubería.

Resumiendo los resultados obtenidos para determinar el mejor método de remover el revoque, parece ser que son efectivos la acción de chorro y los raspahoyos mecánicos. Sin embargo debido a las limitaciones impuestas al uso solamente de chorros, parece que método más práctico y efectivo corrientemente asequible es el tipo de raspahoyos mecánicos de alambres tiesos. La única limitación impuesta a este tipo de raspahoyos es que el diámetro interior efectivo del pozo debe ser menor que el diámetro exterior efectivo del raspahoyos, y las condiciones del pozo deben permitir el movimiento de la tubería como lo requiera el diseño del raspahoyos.

3.- Deshidratación de la lechada de cemento durante su colocación

Debido a que la adhesión ó compenamiento de la tubería de revestimiento, durante una operación de cementación, puede dar lugar a un serio problema desde el punto de vista de tenerse que limpiar varios miles de pies de cemento dentro de ella y del extensivo trabajo de reparación que podría resultar, ha sido necesario investigar la causa de este problema.

Las pruebas llevadas a cabo mostraron que la causa del atascamiento de la tubería fué la deshidratación de la mezcla de cemento en el sitio donde se removió el revoque mediante la acción de los raspaboyos. La verificación de los datos recogidos sobre la densidad de la mezcla mostraron un progresivo incremento de 15.3 á 15.9 lbs. por galón durante el desplazamiento de la mezcla de cemento indicando esta manera pérdida de agua a la formación, acompañada de un aumento correspondiente a la presión de desplazamiento de una inicial de 100 lbs. por pulgada cuadrada á 400 lbs por pulgada cuadrada de presión final.

Estas pruebas así como las dificultades experimentadas en el campo en las operaciones de cementación de tuberías, pusieron de manifiesto la necesidad de contar con un cemento que resistiera la deshidratación. Se puso pues en evidencia por estas y otras consideraciones la necesidad de un cemento con bajo filtrado. Así mismo la contaminación artificial de las arenas de aceite con agua, frecuentemente causan impurezas lutíticas en la arena, que se hinchan y reducen la permeabilidad en una gran extensión.

La ingerencia de este descubrimiento recalca la conveniencia

de que las mezclas de cemento que se emplean en la cementación de tuberías opuestas a estas formaciones sean de bajo filtrado.

Por supuesto, esto es particularmente importante en casos donde se emplean raspahoyos con el propósito de remover el revoco de la cara de la formación; y es todavía mas importante cuando se considera el hecho que, modernas escopetas no penetran a profundidades que garanticen un hueco del interior de la tubería pasando la zona donde es posible haber tenido contaminación de la formación por filtración de agua.

Las pruebas llevadas a cabo con cemento de bajo filtrado evidenciaron solamente ligera deshidratación.

El Gráfico N° 18 muestra los resultados de la comparación de los cementos standard Portland versus cementos de bajo filtrado. Para ello se utilizó un recipiente para la mezcla de mayor tamaño que el empleado en las pruebas de filtración del fluido de inyección.

4.- El diámetro del Pozo.

El espesor de cemento encerrado alrededor de la tubería está determinado por el diámetro del pozo que determina la superficie exterior de la corona a través de la cual la mezcla de cemento pasa cuando se le desplaza detrás de la tubería de revestimiento.

El área de esta corona tiene frecuentemente influencia sobre el éxito y efectividad del trabajo de cementación. El resultado ideal es, por supuesto, una envoltura uniforme de cemento en toda

la longitud que la mezcla se extienda, hacia arriba y detrás de la tubería de revestimiento.

El cemento requiere masa para obtener su resistencia mas conveniente y el centrado de la tubería de revestimiento por un medio que no induzca a la canalización.

La combinación ideal parece ser bajar tubería de revestimiento en pozos cuyos diámetros sean de 120 a 140 por ciento, el diámetro exterior de la tubería de revestimiento sin considerar la unión ó empalme.

Otros sin embargo consideran que, "cuando se está circulando fluido de inyección a través de la tubería de revestimiento, y cuando se está cementando, la velocidad de la columna ascendente del fluido de inyección o cemento fuera de la tubería de revestimiento debe ser mayor que la de la columna descendente dentro de la tubería de revestimiento".

Este limita el máximo diámetro del pozo que debe usarse para un diámetro dado de tubería de revestimiento á $D^2 = 2d^2$ donde "D" es el diámetro del pozo y "d" es el diámetro interior de la tubería. La razón dada para esta regla estriba en que si el diámetro del pozo es demasiado grande en relación con el de la tubería de revestimiento, partes de la columna de cemento pueden volverse pesadas y principiar a fraguar antes que se desplace todo el cemento de la tubería de revestimiento. Cuando se mantiene suficiente velocidad, el fraguado inicial del cemento se demora hasta que todo él se desplace y sin afectarse seriamente su resistencia.

Quando sea sumamente deseable tener toda la mezcla desplazada tan pronto como se pueda- caso de pozos profundos, pozos de alta temperatura no hay límite mínimo de diámetro y así coronas muy pequeñas pueden ser mas perjudiciales que las mas grandes. La regla es mas aplicable para tubería de revestimiento de 8 5/8 pulgadas y mayores; pero asumiendo que ésta sea de 7" O.D.- 23 lbs/pié el diámetro máximo calculado por esta formula seria de 9.00 pulgadas Si los límites son de 120 á 140, el diámetro del pozo podría variar entre 8.4 pulgadas y 9.8 pulgadas (aproximadamente 8 3/8 pulgadas y 9 3/4 pulgadas). El máximo diámetro así calculado por la formula cae dentro de otro límite; pero esta cerca al mínimo. Sin embargo es necesario una adecuada cementación de la tubería de revestimiento.

Debido a esto y a que el peligro de canalización aumenta con menor espacio libre entre la tubería y la pared del pozo, es mejor emplear los límites de 120 á 140 por ciento del diámetro exterior de la tubería de revestimiento, en la determinación del diámetro del pozo. Además las brocas no mantienen siempre su medida durante el tiempo que trabajan.

Hay, por supuesto, la posibilidad de que el pozo sea mayor que la medida de la broca, como ha sido frecuentemente expuesto por los registros de calibración; pero no debe tomarse el riesgo de tener lugares estrechos empleándose brocas mas pequeñas a menos que se conozca que las formaciones van a causar que el pozo perforado tenga mayor medida que la broca. Cuando se espera un pozo

ensanchado o irregular si se desea que el cemento suba hasta un punto determinado, es conveniente tomar un registro de calibración

En el planeamiento de la perforación de un pozo deberá tomarse en cuenta que los pozos siempre no son perforados completamente a la medida; que es un factor grande el conseguir que el cemento esté completamente alrededor de la tubería; que lugares estrechos pueden producirse en pozos de diámetro reducido; que la canalización puede suceder; y que pueden producirse dificultades debido a lugares muertos donde la tubería de revestimiento toca la pared debido a la inclinación del pozo perforado.

De todo lo indicado anteriormente podemos decir lo siguiente: Si se estudia propiamente todos los factores es posible eliminar la canalización de la mezcla de cemento desplazándola en la región de flujo laminar superior o turbulento. Estas velocidades de desplazamiento son además ayudadas por la centralización de la tubería de revestimiento. Sin embargo algunos prefieren velocidades lentas de bombeo, mientras que otros prefieren las más rápidas.

Durante los últimos años ha habido inclinación hacia las más altas velocidades, particularmente en pozos profundos en donde se dispone de más grandes equipos y bombas. En donde está limitada la capacidad de bombeo, indudablemente la mezcla de cemento está en flujo macizo. Cuando se emplean artefactos limpiadores de paredes y cuando estas más bajas velocidades existen parece posible que la mezcla pueda cambiar de flujo macizo a laminar ó turbulento conforme la tubería de revestimiento sea rotada o recíprocada.

Esta teoría parece confirmarse con el hecho de que el espacio llenado por el cemento está bastante aproximado con el valor calculado.

La seguridad de una buena ligazón entre la tubería de revestimiento y el pozo perforado depende del revoque, el cual puede ser efectivamente removido por chorros ó tipos mecánicos de alambres tiesos.

La adhesión de la tubería de revestimiento durante las operaciones de cementación debida a la deshidratación de la mezcla de cemento pueden eliminarse con el empleo de cemento de bajo filtrado.

El diámetro del pozo en condiciones normales deberá estar comprendido entre 120 ó 140 por ciento del diámetro exterior de la tubería a fin de obtenerse una adecuada cementación de la tubería de revestimiento y a que el peligro de la canalización aumenta conforme disminuye el espacio de la corona.

Mediante la consideración cuidadosa de estos cuatro factores básicos envueltos en las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento a saber: desplazamiento del fluido de inyección, revolvimento del revoque, prevención de la adhesión y diámetro del pozo, es posible cementar un pozo de gas ó aceite de una manera que asegure la colocación de cemento bueno en el lugar deseado con una buena ligazón entre la tubería de revestimiento, cemento y la formación.

Además es conveniente considerar la centralización de la tu-

bería de revestimiento, mediante centralizadores, los que propianamente espaciados la mantienen cerca del centro del pozo perforado y esto permite que se forme alrededor de ella una envoltura de buen cemento.

La importancia de esta situación ha sido expresada por Jones y Bernardine en la siguiente forma "Donde la tubería de revestimiento descansa contra las paredes del pozo, el revoque residual será mas grueso que el normal. Hay una tendencia de la mezcla de cemento a ser excluida de tales regiones de proximidad, dejando así longitudes de revoque sin cemento entre la tubería de revestimiento y la formación".

Los centralizadores sirven para muchos propósitos, entre ellos los de tipo espiral permiten mantener a la tubería de revestimiento fuera de las cavidades pequeñas y de las ranuras formadas en el pozo por la tubería de perforar y corta en el pozo una trayectoria cilíndrica para los raspahoyos con lo cual protege a sus alambres tiesos contra la distorsión.

Por último para combatir cualquier reacción entre el fluido de inyección y la mezcla de cemento en el espacio anular, muchas compañías emplean un lavador delante del cemento. Este lavador puede consistir solamente de varios barriles de agua fresca, ó pueda ser agua conteniendo agentes dispersantes, ácidos, sal, cloruro de calcio, fosfatos, ú otros materiales dependientes de la naturaleza del fluido de inyección, condiciones del pozo, tipo de cemento y otros factores.

Tales lavados también se emplean para combatir los efectos deletéreos sobre el fraguado de cemento que tienen algunas sustancias químicas que se usan en el tratamiento de los fluidos de inyección.

Equipo para la cementación de tuberías de revestimiento.

Para el planeamiento de un buen trabajo de cementación es necesario el empleo de accesorios especiales. La disposición de los artefactos auxiliares que se instalan en la sarta, dependen en su mayor parte de la profundidad y diámetro del pozo, de las secciones que hayan de ser cubiertas por capa de cemento y de la experiencia previamente adquirida en esta clase de cementación, en el campo ó región petrolífera donde haya de hacerse el trabajo.

Estos pueden clasificarse en la forma siguiente:

- 1.- Equipo flotante
- 2.- Tapones para cementación
- 3.- Cabezales de cementación
- 4.- Centralizadores
- 5.- Raspachoyos
- 6.- Equipo de bombeo.

Deberá seleccionarse el equipo flotante más conveniente para las condiciones del pozo y escoger su espaciamiento según el caso en la tubería de revestimiento. Nos ocuparemos de las zapatas flotadoras, zapatas guías y cuellos flotadores.

Las zapatas flotadoras van colocadas en el extremo inferior

del primer tubo de la sarta de revestimiento (foto N° 10) sirviéndole a ésta de guía y de refuerzo. Evitan que el fluido de inyección penetre en la tubería lográndose en esta forma que ésta flote y por lo tanto alivia al equipo de superficie de una parte considerable de la carga muerta. Además por su naturaleza, forma y posición evita derrumbes de la pared del pozo que en otro caso se producirían por contacto de los resaltes con la tubería de revestimiento.

La abertura de la guía penetra los puentes temporales que puedan formarse y da una fundación sólida para que la tubería descanse mientras el cemento fragua. Por último su válvula de retención evita que la mezcla de cemento regrese a la tubería por razón de la diferencial de las columna hidrostáticas.

En la Fig. N° 15 se da una sección transversal de una zapata flotadora. En este tipo patentado por Howco, el extremo inferior de ella está formada por concreto, moldeado en forma semiesférica, la cual se proyecta debajo de la zapata. La instalación dentro de este cuerpo, de una válvula esférica y un asiento permite el movimiento del fluido hacia abajo solamente.

El material de que está compuesta la válvula es más ligero que el fluido de inyección y es apoyado hacia arriba contra su asiento por la presión del fluido.

Las zapatas flotadoras se emplean usualmente en todos los pozos de completación normal y que no presenten formaciones acuíferas. Tanto la composición del cuerpo mismo de la zapata flotadora

EX-10111 22

como su válvula y asiento son fácilmente perforables con cualquier tipo de broca, permitiendo en esta forma las operaciones de profundización.

Las zapatas guías tienen casi la misma función y forma semejante que las flotadoras; pero a diferencia de estas no tienen válvula (Foto N° 11).

Se los utiliza en esta forma en los pozos que son completados mediante perforaciones con balas y que en la sección próxima a la zapata guía presentan formaciones acuíferas. De este modo entre éste y el cuello flotador, según el caso se puede tener un tapón de cemento de 30 a 60 pies.

El cuello flotador (Fig. N° 16) está constituido por una unión con una masa de concreto interior dentro de la cual va anclada una válvula semiesférica de contra presión. Todas las partes son perforables.

Se los utiliza en combinación con las zapatas guías en pozos que tienen arenas acuíferas próximas a ellas y que se completan mediante perforaciones en la tubería final de revestimiento. En esta forma se puede lograr un tapón de cemento de 30 á 60 pies según sea la ubicación del cuello flotador.

Las características físicas de las uniones de acero empleadas en la fabricación de las zapatas guías, cuellos flotadores, zapatas flotadoras y otro equipo Howes para tubería de revestimiento son:

Esfuerzo de rotura	55,000 á 80,000 lba/pulg.²
Esfuerzo de tensión	75,000 á 100,000 lba/pulg.²
Contenido de carbón	30 á 40 %

Además existen variedades en el diseño de este equipo, según sean las condiciones en las cuales van a operar.

Así las zapatas flotadoras y guías turbo-chorro se les emplea para remover el revoque, penetrar puentes cuando se baja la tubería de revestimiento y agitar y distribuir mejor el cemento a fin de reducir el riesgo de la canalización. Tienen en el cuerpo mismo un rotor distribuidor de aluminio y dos salidas extras al exterior.

Las zapatas y cuellos obturadores se les utiliza para proteger formaciones de baja presión de la contaminación con el cemento, evitar mediante su válvula de contrapresión que la mezcla de cemento regrese a la tubería de revestimiento manteniéndola encima del obturador y permite la circulación del fluido solamente después que el obturador se ha cargado y dilatado. Llevan en el cuerpo un obturador, dos válvulas y tres ranuras.

Las zapatas y cuellos de llenado diferencial se usan para llenar automáticamente la sarta de tubería conforme se vá bajando al peso, hasta cerca del 90% del nivel de fluido del espacio anular, empleando una zapata o cuello ó hasta cerca del 81% del nivel de fluido de la corona circular empleando ambos, proteger las formaciones de las altas presiones desarrolladas al bajar la tubería de re-

vestimiento, las que pueden llegar hasta mas de 5,000 lbs/pulg² que pueden producirse en el momento que se baja cada tubo, cuando se utiliza equipo convencional en pozos de diámetro reducido y por último permitir el empleo de la válvula de circulación a discreción del operador, es decir para flotamiento y cementación. Tiene dos válvulas, una de camisa reguladora de la entrada de fluido y otra de contrapresión tipo charnela.

Usualmente se emplean dos tipos de tapones para cementación: uno superior tipo 5 WF (cinco limpiadores de tope) y otro de fondo 5 WB (cinco limpiadores de fondo) Ambos desarrollados por la Hoveco. Están constituidos de aluminio fundido y caucho moldeado (Fig. N° 17 y Foto N° 12) y diseñados para cumplir las siguientes funciones:

- a) Limpiar la tubería de revestimiento del fluido de inyección y cemento conforme pasan a través de ella.
- b) Separar completamente el fluido de inyección del cemento dentro de la tubería de revestimiento.
- c) El tapón superior permite un cierre completo del flujo cuando llega al fondo, y lo hace así bajo cualquier condición de velocidad y presión.

El tapón de fondo 5 WB lleva un diafragma rompible que permite el pasaje de la mezcla de cemento cuando llega al equipo flotante.

El tapón de fondo a diferencia del superior, lleva un diafragma rompible, que permite el pasaje de la mezcla de cemento cuando llega al equipo flotante. Separa completamente el cemento del

fluido de inyección dentro de la tubería de revestimiento.

La sección transversal de estos tapones muestran que el extremo inferior de cada uno está adaptado para encajar correctamente sobre el área de todos los equipos flotadores. Cuando se bajen en pareja, el tapón superior se posa en el tope del tapón de fondo. Es de notarse que la parte metálica del tapón superior está en posición tal que sirve de reforzamiento.

La razón del empleo de estos dos tapones en conjunto debese a la evolución de las prácticas de cementación. Así el método original de cementación Perkins demandaba el uso de dos tapones, uno delante de la mezcla de cemento y otro encima de la mezcla de cemento dentro de la tubería de revestimiento.

Desde entonces se utilizaron los tapones de fondo; pero su empleo fué casi completamente abandonado, debido a varias ideas que ahora han podido determinarse como erróneas. Entre ellas se consideraba que la cantidad de cemento y fluido de inyección que se mezclaban dentro de la tubería de revestimiento no eran de importancia y que la misma mezcla de cemento podría limpiar todo el lodo de perforación dentro de la sarta. También el tiempo y las dificultades que requerían el uso del tapón de fondo eran consideradas como gastos innecesarios.

En los años siguientes se dió mas importancia al diseño del tapón superior y es aquí que la idea equivocada tomó impulso regresando nuevamente. Frecuentemente se encontraba que las herramientas se bajaban libremente al equipo flotador después de realizada la eg

mentación.

La causa de este a primera vista parecía ser una acumulación sólida de cemento encima del tapón superior, probablemente debida a la derivación ó desviación (by-passing) del tapón. Mas tarde se encontró que esta acumulación usualmente era sólo una delgada pared de cemento pegada a las paredes de la tubería de revestimiento. Esto fué algunas veces atribuido a altas temperaturas que cocían el cemento in situ. Por esto, fueron diseñados tapones superiores para dar una mejor acción de limpieza, sin tenerse practicamente resultados favorables.

Aún más tarde, otro factor dificultoso entró en la escena. Durante los años de guerra cuando no se disponía de abundante tubería de revestimiento muchas compañías acortaron la profundidad de la tubería colocada bajo la base de una zona productiva donde debían hacerse perforaciones para producción. La sapata fué frecuentemente perforada después de perforar el collar flotador. En muchos casos se encontraba sobre el equipo flotante cemento suave ó no totalmente suave y algunas veces se producía después de las perforaciones fluido de inyección. Para corregir esta situación fué necesario ejecutar trabajos de cementación forzada. Esto probó ser la clave del problema del tapón. Ahora se sabe que el tapón de fondo, es mucho mas responsable que el superior, de los efectos mas arriba indicados.

La Fig. N° 18 muestra lo que sucede probablemente cuando no se emplea tapón de fondo. En "A" la mezcla de cemento no quita la

delgada película de fluido de inyección sobre la pared interior de la tubería de revestimiento. En "B" el tapón superior limpia la capa de lodo de perforación, depositándola bajo el equipo flotante y quizá alrededor de la tubería de revestimiento en el espacio anular. Una capa de fluido de inyección de 0.030" de espesor en 1,000' de tubería de revestimiento de 7" y de 23 libras/pié, si se limpia completamente es igual a 4.2 pies cúbicos. esto puede llenar 19.00 piés lineales de la misma tubería de revestimiento ó 17.7 pies de espacio anular si esta colocada en un pozo de 9 5/8" de diametro. Desde que 0.030" puede considerarse un espesor exagerado, se asume que la capa limpiada es solo de 0.010" y que la mera superficie nojada antes y después de la limpieza no es de importancia. En este caso 1,000 piés de capa limpiada es igual a 1.4 pies cúbicos los cuales llenan 6.4 pies de tubería de revestimiento. Si esto sucede en 10,000 piés de tubería de revestimiento se podría tener 59 piés de barro encima del flotador ó por lo menos todo este de cenaga, te malamente contaminado que probablemente se extenderian alrededor del zapato y hacia arriba del espacio anular.

Las envolturas de cemento dentro de la tubería de revestimiento es difícil de explicar; pero parece lógico que especialmente con fluidos de inyección naturales, pequeñas cantidades de cemento causan la formación de gruesos depósitos resistentes sobre la pared de la tubería. Esta envoltura puede no ser limpiada por el tapón que mas bien corre a través de él, dejando así una pared de material encima del tapón.

Es actualmente evidente que el uso del tapón de fondo elimina por lo menos una causa de los malos resultados en la cementación de la tubería de revestimiento y por lo menos parte de la dificultad de no poderse alcanzar el equipo flotante después de la cementación.

En el planeamiento de un trabajo de cementación deberá tomarse como consideración muy importante los cabezales de cementación, para las diferentes áreas debido a las variables condiciones de campo.

Se distinguen tres tipos:

1. Cabezales de doble tapón
2. Cabezales de un tapón
3. Cabezales simples.

Los cabezales de doble tapón se utilizan cuando existe peligro de adherencia de la tubería de revestimiento por paralización de la circulación, a causa de tenerlo que desconectar de la tubería de revestimiento con el fin de colocar ya sea el tapón de fondo o el superior. Están diseñados en forma tal que pueden instalarse ambos al mismo tiempo. Cada de los cuales se libera separadamente dando 1 1/4 vueltas a un manubrio. Los tapones se colocan fácilmente quitando la tapa de conexión rápida y dejándolos caer dentro del cuerpo hasta llegar al bazo de soporte respectivo. Los tapones se desplazan bombeando fluido en la entrada correspondiente sin necesidad de variar el régimen de bombeo. Están diseñados para presión de ruptura de 18,000 lbs/pulg² y son probados a 8,000 lbs/pulg². Tienen 2 salidas de 3" de diámetro para las bombas de cementación y otras 2 de la misma dimensión para circular previamente al desplazamiento

del tapón de fondo.

En áreas en donde no existe peligro de adherencia de la tubería de revestimiento se emplea previamente a la cementación, con el fin de circular y rotar la tubería, un cabezal simple de cementación con una sola entrada de tope y unión giratoria (Foto N° 13). Luego, después de ejecutadas estas operaciones se instala otro cabezal de un tapón (Foto N° 14) con dos entradas dentro del cual va colocado el tapón superior de cinco limpiadores de caucho. Se le libera dando vueltas a un manubrio. Este tapón se coloca fácilmente ya sea quitando la tapa de conexión rápida y simplemente dejándolo caer dentro del cuerpo después de colocar el respectivo brazo del soporte ó bien colocando previamente el tapón dentro del cuerpo del cabezal de cementación y luego colocando el brazo de soporte de él, según sea su diseño.

El procedimiento que se emplea en este caso utilizándose tapón de fondo y superficial consiste en desconectar el cabezal, simple para circulación y rotación, colocar el tapón de fondo dentro de la tubería de revestimiento y luego atornillar el cabezal de cementación de un tapón procediéndose a partir de este momento en forma continua. De este modo, después de bombeada la mezcla de cemento se libera el tapón superior y actuando convenientemente sobre las válvulas del cabezal, se procede a cambiar la dirección de flujo del fluido de inyección haciéndolo encima de este tapón y parando de este modo su desplazamiento hasta llegar al equipo flotante.

En caso de emplearse gabazal simple con unión giratoria, evidentemente se tendrán dos interrupciones durante el trabajo de cementación debido a ser necesario desconectarlo de la tubería de revestimiento, a fin de colocar sucesivamente los tapones de tope y fondo.

Los centralizadores tienen la función principal de mantener bien centrada la tubería y en esta forma evitar el encausamiento de la mezcla de cemento. Son de tipos espiral y recto. En el primero (Fig. N° 19) como su nombre lo indica, los resortes van en espiral de un cuello a otro. El segundo lleva resortes rectos, paralelos al eje de la tubería, de cuello a cuello (Fotografía N° 15). En la misma figura N° 19 se muestra otro tipo de centralizador que sirve para centrar la tubería y además comunicarle un movimiento a la mezcla, conforme ésta se eleva por el espacio anular. Como puede observarse el centralizador está soldado a la tubería. Todos los tipos de centralizadores permiten la ejecución de movimiento rotativo y recíproco de la tubería.

Los centralizadores nunca deben soldarse a la tubería de revestimiento; cada fleje recibe una parte igual de la carga de la tubería cuando es forzada a través de lugares estrechos y presionada contra la pared del pozo; los centralizadores no soldados están libres para extenderse en cualquier dirección, lo cual permite rotar a la tubería de revestimiento libremente mientras el centralizador queda estacionario dentro del pozo como una herramienta centrante de la tubería.

Los centralizadores nunca deben ser espaciados al azar. Se pierde su efectividad, si la tubería de revestimiento descansa opuesta "a una ranura formada en el peso abierto por la tubería vas-
tago" ó "cavidad". Los mejores resultados se obtienen empleando el mínimo número de centralizadores; pero propiamente espaciados.

Los flejes de los centralizadores manufacturados por la Howe, son hechos de acero sometidos a tratamiento de calor y soldados a collares en sus extremidades que tiene un diámetro mayor en $1/8"$ que el diámetro exterior de la tubería de revestimiento. Estos centralizadores tienen $36"$ de largo con una expansión máxima en los recortes de $5"$ mayor que el diámetro de la tubería de revesti-
miento sobre la cual van instalados.

La ubicación de los centralizadores depende de tres factores:

1. Desviación del pozo.
2. Peso de la tubería de revestimiento
3. Registro de calibración del pozo.

Los Gráficos N° 19,20,21,22 y 23 muestran el máximo espaciamiento de centralizadores Howe S-3 para desviaciones hasta de 50 con el mínimo espacio libre entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo para cada diámetro de pozo. Se recomienda que el centralizador no exceda el máximo espaciamiento que se indica en los Gráficos, desde que este disminuiría el mínimo espacio libre entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. Si los centralizadores están más estrechamente espaciados que el máximo que se indica en el gráfico, el espacio mínimo aumentaría.

Estos Gráficos para cada diámetro de centralizador contienen otra curva para cada diámetro común de pozo. Conociendo la desviación aproximada del pozo, el espaciamiento máximo de los centralizadores puede determinarse trazando una línea recta desde la propia desviación del pozo hasta encontrar la curva del diámetro del pozo, luego se lee el máximo espaciamiento bajo este punto de intersección. Por ejemplo para determinar el correcto espaciamiento para un centralizador de 5 1/2" bajado en pozo de 8 5/8" de diámetro y que tiene una desviación de 4°, se ubica los 4° de desviación en el lado izquierdo del Gráfico N° 19 y entonces se traza una línea horizontal hasta que intercepte a la curva de 8 5/8" de diámetro del pozo. Luego se traza una línea vertical del punto de intersección a la parte inferior del gráfico, y se lee el espaciamiento correcto. En este caso, el máximo espaciamiento es de 82'.

Para efectuar el cálculo teórico del número necesario de centralizadores que deben ubicarse en una sección determinada de tubería de revestimiento, es necesario tener presente las cuatro siguientes condiciones:

1. La tubería de revestimiento está estática y sometida a tensión.
2. El efecto de flotación es despreciable.
3. El ángulo de desviación es constante en el tramo a considerarse.
4. La sarta en la sección a calcular se considera como una viga uniformemente cargada.

Si en la Fig. N° 20 llamamos θ al ángulo de desviación, F_1 , F_2 , F_x los esfuerzos soportados por los centralizadores instalados sobre una sarta de tubería, P el peso por unidad de tubería que actúa verticalmente, p el peso por unidad de longitud que actúa sobre la pared del pozo (componente normal a la pared) l la distancia entre centralizadores y L la longitud del tramo considerado, se tendrá:

$$F_1 + F_2 + F_x = p(L)$$

Si las distancias son iguales:

$$P = F_1 = F_2 = F_x = p \frac{(L)}{x}$$

$$0 \text{ sea: } x = p \frac{(L)}{P} \quad (1)$$

Por otra parte: $p = P (\text{Sen } \theta)$

Reemplazando (2) en (1) se tendrá que el número de centralizadores es:

$$x = \frac{P (\text{Sen } \theta) L}{P}$$

La distancia a instalarlos será de:

$$l = \frac{L}{x}$$

Los raspahoyos posiblemente constituyan en la actualidad el medio más efectivo para desprender el revoque y en esta forma obtener una buena adhesión del cemento.

La limpieza se efectúa mediante cepillos ó garfios que raspan la pared.

Los raspahoyos se pueden clasificar en dos tipos: reciprocos

tes y rotativos.

Los primeros requieren levantar y bajar la tubería alternativamente. Los segundos rotar la tubería de revestimiento, lo cual mantiene el fondo de ésta en su punto correcto, lo cual es particularmente importante en la cementación de pozos profundos.

Los raspahoyos reciprocantes pueden instalarse en cualquier punto de la tubería de revestimiento mediante anillos topos que van soldados a ella y separados entre sí dos a tres pies. Esta distancia debe ser mayor que la que es necesario levantar la tubería para sacar las uñas, durante la operación de bajar tubería de revestimiento. La posición de los cepillos ó garfios del raspahoyos deberá ser hacia arriba a fin de evitar una completa acción de limpieza cuando se ejecuta dicha operación.

Los cepillos de los raspahoyos reciprocantes Baker para programas regulares tienen $4\frac{1}{2}$ " mientras que para pozos de diámetro reducido $2\frac{1}{2}$ ".

Los raspahoyos rotativos Howco se instalan en la tubería de revestimiento con el extremo marcado "superior" hacia arriba. Luego se colocan puntos de soldadura en sus cuatro esquinas y a intervalos de 3" a lo largo de sus bordes exteriores.

Se distinguen dos tipos:

1. Para pozos de diámetro reducido.
2. Para pozos de diámetro normal.

Los raspahoyos para pozos de diámetro reducida (Figura N°21)

tiene 80 cepillos por sección de 5' de largo. Cada cepillo es de 1/4" con una longitud de 1" para diámetros de pozos de 2 1/2" mayores que el diámetro exterior de la tubería empleada.

Los raspahoyos Howco (Fotografía N° 16) para pozos de diámetro normal tienen 44 garfios de 1/8 pulgada de diámetro por sección de 5 pies de longitud. Su rango es para tuberías de revestimiento de 4 1/2 a 24 1/2 pulgadas de diámetro exterior. Si el diámetro del pozo es hasta 5 1/2 pulgadas mayor que el de la tubería, la longitud de los garfios son de 2 1/8 pulgadas; pero si es mayor hasta en 9 1/4 pulgadas entonces los garfios son de 4" de longitud.

Los raspahoyos Howco pueden instalarse alrededor de la tubería de revestimiento á intervalos de 90°, 120°, siguiendo los métodos convencionales A y B (Fig. N° 21) ó una combinación de ambos, cuando se desea emplear mas raspahoyos Howco en uno ó mas lugares dentro del pozo. El primero se emplea para diámetros de sartas mayores de 6". El segundo para diámetros de tuberías de revestimiento de 6" o menores.

El número de secciones empleadas depende del área a limpiarse. Es conveniente tomar un registro de calibración del pozo a fin de determinar el espaciamiento apropiado y la longitud de los garfios.

Una vez iniciada la circulación, la tubería de revestimiento deberá rotarse lentamente. La rotación no deberá pararse después que la mezcla de cemento principia a subir alrededor de la zapata flotadora hasta que termine el trabajo de cementación.

Los trabajos de cementación que se realizan en los pozos de la E.P.F. se ejecutan empleándose los servicios de la Howco. Esta compañía tiene en el Perú dos tipos de unidades de cementación motorizadas o equipas de bombas:

- a) Camión gemelo "T-10" cementador y para fracturamiento.
- b) Camión "VP-AC" cementador y para fracturamiento.

Los camiones gemelos T-10 (Fotografía N° 17) tienen 670 H.P. Están equipados con dos bombas triples Howco T-10. Cada bomba puede manipular 440 G.P.M. a 1,000 libras/pulg. cuadrada con un rango de presión máxima hasta de 10,000 libras pulg. cuadrada. Están acopladas independientemente a motores diesel. Son capaces de mezclar ó desplazar 40 sacos de cemento por minuto.

Además lleva montado un tanque dividido en dos compartimentos de 10 brrls cada uno y graduados en medios bbls. Se los utiliza para medir el agua empleada en la mezcla de cemento, así como para medir el fluido que lo desplaza a través de la tubería de revestimiento.

Los camiones "VP-AC" (Fotografía N° 18) están equipados con dos bombas que son accionadas por motores independientes. La bomba "AC" puede alcanzar presiones hasta 3,000 libras/pulg. cuadrada, mientras que la "VP" puede operar con presiones hasta de 6,500 libras/pulg. cuadrada. Las dos bombas pueden mezclar y desplazar hasta 25 bolsas de cemento por minuto.

También lleva instalado un tanque dividido en dos compartimentos de 10 brrls cada uno y graduados en medios barriles. Tie-

sea el mismo uso que los que lleva el canón gomo T-10.

Consideraciones que deben tenerse presente para la cementación de tuberías de revestimiento.

Muchas son las consideraciones que intervienen en la cementación de tuberías, operación que a pesar de ser simple en su ejecución, se convierte en compleja, siendo necesario por lo tanto efectuar un planeamiento y preparación adecuada si se desean obtener los resultados deseados.

Estas consideraciones se pueden clasificar en ocho grupos:

- 1.- Condiciones del pozo
- 2.- Fluido de inyección
- 3.- Tubería de revestimiento
- 4.- Operaciones del equipo de perforación.
- 5.- Selección de los materiales de cementación
- 6.- Mezcla y bombeo de la lechada de cemento.
- 7.- Herramientas especiales.
- 8.- Personal.

1. Condiciones del pozo.- Dentro de esta denominación debe considerarse el diámetro del pozo que limita el diámetro exterior de la tubería de revestimiento que puede bajarse. La profundidad del pozo que determina las características de la tubería de revestimiento que puede bajarse dentro de él con toda seguridad. La rectitud del pozo que limita la manera como debe manipularse la tubería de revestimiento en la superficie. Debe considerarse también cuando se colgan centralizadores de tipo de resorte. Son de la mayor importancia las características de la formación en la cual debe colocarse la tu-

bería de revestimiento, así como especialmente la sección que será
 cementada, Los detalles a ser considerados dentro de este aspecto
 son: las variaciones del diámetro del pozo abierto, que determinan
 el volumen requerido de la mezcla. La medida puede ser efectuada
 con un registro de calibración. La temperatura de fondo del pozo,
 que es el mayor factor en la temperatura de circulación de fondo.
 La selección de los tipos y cantidades de materiales a usarse en
 la mezcla de cemento están limitados con respecto a esta tempera-
 tura. Las presiones de ruptura de la formación, pues las mezclas
 de cemento son considerablemente mas pesadas que los fluidos de
 inyección y en consecuencia es necesario algunas veces tener en el
 espacio anular una cantidad mínima de cemento a fin de evitar su
 fracturamiento, eliminando de este modo las pérdidas de circula-
 ción durante el trabajo de cementación. Las presiones de formación
 que pueden dar lugar a erupciones. Es necesario pues, que la co-
 lumna de fluido ejerza suficiente presión hidrostática y en esta
 forma mantener el control de esas zonas. Puede ser particularmen-
 te riesgoso la continuación de secciones, una de las cuales presen-
 te baja presión de ruptura y subsiguiente pérdida de circulación
 y la otra con altas presiones de formación, lista para erupcionar.
La estabilidad de la formación, ya que si es desmoronable o derru-
 mable puede hacer imposible bajar la tubería de revestimiento hasta
 la profundidad deseada. Así mismo estos tipos de formación pueden
 atascar la tubería e impedir su movimiento durante el trabajo de ce-
 mentación.

2. Fluido de Inyección.- Dentro de ésta denominación deberá considerarse su composición pues hay diferentes tipos básicos de lodos de perforación que se emplean comúnmente. Desde el punto de vista de la cementación solamente, el á base de agua es el mejor. La Densidad que determina la presión hidrostática sobre la formación. La Viscosidad, que debe ser baja para los trabajos de cementación y a fin de disminuir las presiones de bombeo y reducir al mínimo el peligro de canalización. Sin embargo para las operaciones de perforación puede requerirse fluidos de inyección de alta viscosidad. Las características de filtrado y revenque, pues este último puede causar dificultades durante la bajada de la tubería de revestimiento, así como impedir el movimiento de la tubería cuando esta ha llegado al fondo. Puede interferir así mismo en la ligazón del cemento con la formación. Su ausencia dá lugar a la deshidratación de la mezcla de cemento. Desde que ambos pueden ser convenientes ó inconvenientes, deberá considerarse en la selección de tipo y ubicación de artefactos raspantes colocados en la tubería de revestimiento para su remoción. La Fuerza de gelatinización, que para los trabajos de cementación deberá ser mínima, aunque para las operaciones de perforación pueda ser conveniente que ésta sea alta. Los materiales de mezcla empleados para pérdidas de circulación, que a pesar de ser frecuentes necesariamente, son generalmente inconvenientes debido a estar asociados con altas viscosidades y fuerza de gelatinización de fluidos de inyección. Algunos de estos materiales interfieren con el fraguado de la mezcla de cemento.

3. Tubería de revestimiento.- Se deberá tener presente el diseño

tra exterior de la tubería en relación con el diámetro del pozo perforado, ya que el diámetro exterior de las uniones, sea de tubería de revestimiento regular con cuello ó con refuerzo y el diámetro de la broca que se emplea para perforar el pozo determinan el área angular mínima. Si esta área es demasiado pequeña, particularmente en pozos perforados, puede encontrarse dificultades debido a interrupción de la circulación después que la tubería ha llegado al fondo. También se experimentan mas dificultades en llegar al fondo con la tubería de revestimiento. Es mas probable atascarla. Por último no es posible emplear centralizadores ni artefactos raspantes. La profundidad de la tubería de revestimiento colocada en relación con la profundidad total, deberá tenerse en cuenta, pues cuando se coloca tubería de gran diámetro exterior y se cementa para protección durante la perforación, puede suceder que los últimos dos ó tres tubos se desenganchen y caigan abajo, con la consecuencia de tenerse que abandonar el pozo. Uno de los caminos que pueden reducir al mínimo esta dificultad es seleccionar una zona dura para asiento de la tubería de revestimiento y colocarla a esta tan cerca del fondo como sea posible.

4. Operaciones con el equipo de perforar.- Deberá considerarse el tiempo bajando la tubería de revestimiento, pues una vez que se ha llegado a la profundidad deseada, normalmente se acondiciona el pozo circulando durante algunas horas. Luego se extrae la tubería de perforar y se baja la de revestimiento. El menor tiempo tomado para estas operaciones, después de efectuado el acondicionamiento ge-

normalmente es el mejor para las operaciones de cementación. La velocidad de bajada de la tubería de revestimiento, que en algunos pozos se ejecuta demasiado rápidamente da como consecuencia que la acción de pistón de la tubería de revestimiento, especialmente si el área anular es pequeña, pueda producir considerable presión en la columna del fluido de inyección bajo la tubería. Las formaciones débiles se fracturan y la circulación en la parte superior del pozo puede no recuperarse. La posición del cuello sobre la unión de tong es muy importante, a fin de que la operación de cementación pueda ejecutarse con un alto grado de seguridad, si el cuello de la unión superior puede alcanzarse desde el piso. Mientras más alta esté la conexión mas riesgoso será el trabajo. La circulación forzosa que se ha bajado la tubería de revestimiento y que se establece con las bombas del equipo, varía desde un mínimo de establecerla solamente, hasta un tiempo de varias horas. Si el fluido de inyección estuviera en buena condición antes de empezar a bajar la tubería en el pozo y si se toman precauciones adecuadas para mantener materiales inconvenientes fuera de la tubería de revestimiento, después de que ha sido establecida es generalmente mas perjudicial que provechosa.

5. Selección de materiales de cementación.- El primer paso en la selección de materiales de cementación es la determinación del volumen de la sección anular y de la parte de la tubería de revestimiento que será llenada, a fin de definir el volumen de la mezcla que se requiera. El pozo puede medirse mediante registro de cali-

través ó puede estimarse su volumen sobre la base de experiencias anteriores para cada caso particular. En cualquiera que sea el caso el volumen deberá considerarse en piés cúbicos. Los tipos de cemento que se emplean para pozos de petróleo pueden clasificarse de manera general en tres: (1) rápida alta resistencia, (2) standard portland y (3) lento fraguado. El tiempo inicial del fraguado y la resistencia a la compresión versus tiempo determinan la selección entre los de rápida alta resistencia y los cementos regulares portland. La temperatura de circulación de fondo es el factor determinante en la selección de los cementos regulares portland y de lento fraguado, desde que ellos son afectados por el tiempo de bombeo de la mezcla que se emplea. Los aditivos que se utilizan con el cemento pueden agruparse en tres clases: (1) bentonita, (2) materiales empleados en pérdidas de circulación y (3) Cementos de yeso. La adhesión de bentonita al cemento puro permite el empleo de mas agua por bolsa sin separación de los sólidos y fases líquidas, obteniéndose así un mayor volumen por bolsa de cemento. Las adiciones mas comunes son de 2 á 6%, aunque en algunos trabajos se ha empleado hasta 15%. La mayor cantidad de agua utilizada produce una mezcla de densidad más ligera, que es muy conveniente en algunos casos. La resistencia a la compresión de los cementos gelatinosos generalmente son más bajas que la de los cementos puros. Sin embargo, los cementos gelatinosos en la forma que normalmente se mezclan tienen suficiente resistencia a la compresión y a la tensión para un buen trabajo de cementación. Hay la evidencia que los cementos gelatinosos tienen menos tendencia al fracturamiento que

los puros, cuando se efectúan perforaciones por producción. La adición de materiales para controlar pérdidas de circulación al cemento puro o gelatinoso ha tenido buen resultado, en algunos casos. Los materiales más comúnmente empleados son: laminas picadas de celofán de mica, perlita, cascara de hueso material fibroso desmenuzado. Las cantidades a utilizarse son variables según sea el material que se emplea; pero de manera general puede emplearse un cuarto de libra por bolsa. En casos especiales se ha llegado hasta dos libras por bolsa. Los cementos de yeso, como su nombre lo indica son a base de yeso. Su utilización es conveniente cuando el fraguado inicial está controlado normalmente en alrededor de una hora. Cuando se mezcla en cantidades iguales con cemento puro, el fraguado inicial puede obtenerse en 15 ó 20 minutos. Aunque normalmente no son empleados en los trabajos primarios de cementación de tuberías de revestimiento. Cuatro son los factores que influyen el agua de mezcla (1) Abastecimiento, (2) Impurezas, (3) Aditivos y (4) Temperatura. Para los trabajos de cementación deberá contarse con un adecuado abastecimiento. Generalmente el agua se deposita en tanques de almacenamiento y se suministra por un sistema de gravedad ó bombeo a la unidad de mezcla. La salida de estos tanques así como las tuberías que transportan el agua de ellos deberán ser de diámetro suficiente que permita a la unidad de mezcla operar a su máxima capacidad. Esto es particularmente necesario para los trabajos en donde se van a mezclar notables cantidades de cemento con barmonta. Las INSTRUMENTOS que no son satisfactorias, para el agua que se

va a emplear en la mezcla de cemento, la constituyan los sulfuros. El agua calada tampoco es conveniente. En general se puede decir que cualquier agua es satisfactoria para este propósito. Dentro de los aditivos, el cloruro de calcio agregado en 2% por peso al agua de la mezcla, cuando se emplea cemento puro portland, acelera el fraguado inicial de la lechada, produciendo un cemento de cualidades similares al del cemento de rápida alta resistencia. Cuando se cementa una sección de sal, se agrega algunas veces sal al agua de la mezcla a fin de aumentar la resistencia de ligazón del cemento con la formación de sal. En cuanto a la temperatura del agua de la mezcla conforme esta aumenta el tiempo de fraguado inicial disminuye. Normalmente, no hay dificultad; sin embargo, es inconveniente el agua del tanque que se utiliza generalmente para circular a través de los motores en los equipos de perforación con fuerza motriz. Con respecto a la densidad de la mezcla es necesario considerar su volumen y calcular las cantidades de materiales que se utilizarán. La selección del tipo de cemento, clase, cantidad de aditivos y agua para la mezcla limitan su densidad.

La densidad de la mezcla está limitada debido a que es conveniente tener una que tenga un volumen fraguado igual al volumen de la mezcla dentro de los límites asequibles. Se puede seleccionar una mezcla de densidad deseada la cual ocupará un volumen definido en pies cúbicos por bolsa de cemento. Desde que se ha determinado el volumen total de mezcla que se necesita y el volumen de la mezcla por bolsa de cemento, se pueden calcular las cantidades de materia-

Las A Mezcladoras.

6. Hazcia y bombas de la lechada de cemento.- El volumen de materiales a ser mezclados determinaci el número de unidades mezcladoras que se requieren. La profundidad de la sarta de tubería y las posibles presiones a encontrarse controlan el tipo de unidades mezcladoras que se necesitan. A fin de conectar las líneas de descarga de la unidad mezcladora a la tubería de revestimiento se emplean artefactos especiales que se denominan cabezales de cementación. Diferentes tipos se emplean comunente. El más simple de estos es un simple cuello de botella que para colocar los tapones es necesario desatorsearlo. Otros tipos utilizados de cementación son los de uno y dos tapones cuyas funciones se han indicado anteriormente. Estos tipos de cabezales eliminan la necesidad de remover cualquier parte de ellos con el fin de instalar los tapones, consisten como ya se ha explicado de un depósito para uno ó dos tapones con sus respectivos artefactos liberadores, según el tipo con un múltiple de distribución para controlar el flujo del fluido, ya sea abajo ó arriba del tapón. Cada unidad mezcladora tiene en el cabezal aberturas separadas. Todos los cabezales, válvulas, uniones y líneas desde el mezclador a la tubería de revestimiento deberán ser capaces de soportar mayor presión que la misma tubería. Están también sujetas a fuertes vibraciones; consecuentemente cadenas de seguridad deben utilizarse para asegurar las líneas a la elevadora. Es conveniente emplear un múltiple de distribución en el piso, a fin de conectar las bombas del equipo de perforar a las líneas de descarga de la

operadora, de este modo cualquier unidad de bombeo puede emplearse operando propiamente sobre las válvulas situadas en el piso.

Usualmente en las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento se emplean dos tipos de tapones: uno de fondo y otro superior. Inmediatamente antes de mezclar cemento, el tapón de fondo deberá colocarse dentro de la tubería. El empleo de éste permite que la mezcla de cemento llegue a la zapata ó al collar flotador sin estar contaminada con el fluido de inyección. Además evita que el tapón superior recoja una delgada película de lodo de la tubería de revestimiento, la cual podría contaminar la mezcla que finalmente terminaría hacia arriba de la zapata de la tubería. El desprendimiento de dos ó tres uniones de tuberías de revestimiento intermedias ó la falla de un trabajo de cementación cuando se perfora por producción cerca a la zapata, puede eliminarse frecuentemente utilizándose un tapón de fondo. El tapón superior se utiliza para separar la mezcla de cemento del fluido desplazante. También sirve para efectuar un cierre completo cuando llega al cuello ó zapata flotadora, prescindiendo de condiciones de presión y velocidad. Así mismo es necesaria la ubicación del tapón superior en las operaciones de cementación para lo cual se emplean dos métodos. El tapón puede seguirse con una línea de medición de profundidad y una pesa. Este método es el más exacto. Su éxito principalmente depende de la habilidad del operador. El equipo standard controlado manualmente es efectivo hasta profundidades del orden de 5,000 á 6,000 pies. El equipo especial con control hidráulico

es ventajoso en algunas áreas para pozos profundos. El segundo método consiste en la medida del fluido desplazante. Debido a las variaciones de capacidad de la tubería de revestimiento, cantidad de fluido de inyección comprimido e inexactitud en la medida del volumen de lodo, éste método tiene un error de 2 á 5%. Con respecto a los fluidos que se utilizan delante de una mezcla de cemento pueden clasificarse en dos grupos: agua y fluidos especiales. Generalmente se bombea algunos barriles de agua dentro de la tubería de revestimiento y delante de la mezcla de cemento. Esto se hace a fin de verificar el equipo de bombeo en la unidad mezcladora antes de principiar a mezclar el cemento. Así mismo esta agua sirve para separar la mezcla de cemento del fluido de inyección, actuando en la sección anular en la misma forma que el tapón de fondo actúa dentro de la tubería de revestimiento. En algunos casos se emplean fluidos especiales tales como un volumen de agua tratada con diversas sustancias químicas ó barros frescos bentoníticos, en la misma forma y con el mismo fin que se utiliza el agua más arriba indicada. Diferentes factores afectan el tiempo que la mezcla de cemento permanece bombeable. Este tiempo debe considerarse en la selección del volumen y tipos de materiales a mezclarse y también en la selección del número y tipo de las unidades de cementación. Cuando el desplazamiento se efectúa con las bombas del equipo de perforación, deberá tenerse presente sus dimensiones, velocidad promedio y la eficiencia estimada con el objeto de ubicar al tapón superior durante el proceso de desplazamiento. La mayor parte de los trabajos de cementación anteriormente han sido ejecutados permaneciendo estacionaria

ria la tubería de revestimiento. Sin embargo la tendencia actual es la de movimiento de la tubería durante el pasaje de mezcla de cemento, que puede efectuarse sea en forma pasiva ó activa. El éxito en los trabajos de cementación depende de rodear a la tubería de revestimiento con cemento y obtener una ligazón satisfactoria con la tubería y la formación. El movimiento con centralizadores y artefactos raspadores durante el proceso de cementación ofrece la forma más ventajosa de obtener los resultados deseados.

7. Herramientas Especiales.- Se han desarrollado numerosas herramientas especiales para bajarlas con la tubería de revestimiento, las cuales se pueden clasificar en cuatro grupos: (1) equipo guía y flotante, (2) centralizadores, (3) Artefactos raspadores y (4) herramientas cementadoras de etapas múltiples. Todas ellas han sido diseñadas para obtener mejor distribución y ligazón de la mezcla de cemento. Dentro del primer grupo deberá considerarse a la cadena guía de la tubería de revestimiento que vá colocada en la parte inferior de la tubería. El propósito fundamental de ésta es, como su nombre le indica, seguir como medio de guía a la tubería de revestimiento durante su recorrido hacia el fondo del pozo. Algunas están equipadas con una válvula de contrapresión que las convierte en cadena flotadora. Otras tienen salidas especiales para controlar la dirección del flujo del fluido. Algunas otras mas están construidas con un obturador que se carga mediante presión de bomba ó peso de la tubería de revestimiento. Después que el obturador se ha cargado, se establece circulación a través de las aberturas si-

tandas cercas del obturador. Dentro de los cuellos, el tipo más común de cuello especial es el guelle flotador, de retención que permite el pasaje del fluido en una sola dirección. Se llenando con fluido completamente la tubería de revestimiento, la carga sobre el pistil y el malacate puede reducirse al mínimo. Los cuellos flotadores tienen también la función de artefactos detenedores de los tapones de cementación. Los cuellos obturadores operan de la misma manera y sirven para el mismo propósito que las zapatas obturadoras. El cuello de seguridad consiste en unos tapones rompibles con precisión se los utiliza frecuentemente cuando se emplea materiales para control de pérdidas de circulación en la mezcla de cemento. Con el objeto de proporcionar una sección anular uniforme para la colocación de la mezcla de cemento, se utilizan centralizadores, que mantienen la tubería de revestimiento centrada dentro del pozo. Así mismo permiten la rotación ó el movimiento alternativo de la tubería.

A fin de remover el revoque de la pared del pozo, se han diseñado artefactos raspadores. Es necesario el movimiento de la tubería de revestimiento, ya sea rotativo ó alternante, para obtener acción limpiadora con estos aparatos. Los raspahoyos rotativos están contruidos en secciones de 5' de longitud. Se instalan en la tubería en posición vertical y con puntos de soldadura. El movimiento alternativo de la tubería de revestimiento, cuando se emplean raspahoyos de este tipo, realizan un deterioro mínimo en el revoque. La rotación produce el mínimo efecto limpiante. Los raspahoyos de

tipo alternativo generalmente son contruidos como unidades de anillo para encajar en el diámetro exterior particular de la tubería de revestimiento. Se los mantiene en su posición sobre la tubería soldándole anillos arriba y abajo del artefacto limpiador. El empleo de herramientas de etapas múltiples permiten la cementación en diferentes intervalos de una misma sarta de tubería de revestimiento. Las hay para dos y tres etapas. Mas adelante nos ocuparemos en detalle de estas herramientas.

7. Personal.- La experiencia es el factor principal en el éxito de la cementación primaria. el ingeniero bajo cuya dirección y supervisión se ejecuta el trabajo de cementación, deberá conocer las condiciones del pozo, supervisar las instalaciones del equipo especial y la bajada de la tubería de revestimiento, verificar la disponibilidad de los materiales necesarios que irán con la mezcla, ordenar las unidades cementadoras necesarias y equipos especiales, y coordinará la ejecución del trabajo. Prescindiendo de lo bien planeado, tomará las decisiones que se requieran en el trabajo y que puedan ser contrarias a lo previsto en cierto grado. La experiencia del ingeniero constituye el factor primario en su decisión ya esté basada en su experiencia personal ó en recomendaciones de otras personas en el trabajo. En resumen si se han tenido presente los seis factores anteriores que afectan los trabajos primarios de cementación y el trabajo ha sido bien planeado, resta solo considerar el último factor ó sea personal idoneo experimentado que es necesario para supervisar y ejecutar el trabajo.

Efecto del arrastre de aire durante la ejecución de la cementación de tuberías de revestimiento.- Siempre ha sido motivo de mayor ó menor especulación la cantidad de aire que entre en un trabajo de cementación primaria. Este aire después de la introducción del tapón entre el fluido de inyección y el cemento, queda atrapado y luego es comprimido hasta un volumen final.

Para evitar la entrada de aire se utilizan cabezales de cemento para uno solo ó para dos tapones, lo que permite efectuar una operación continua evitando sacar el cabezal de la tubería de revestimiento a fin de instalar los tapones.

Los cabezales que no contienen tapón están constituidos por un simple cuello de botella o reductor diseñado para proveer conexiones de tubería de dos pulgadas a los diferentes diámetros de tubería de revestimiento. Cuando se emplea este tipo de cabezal, es necesario desatornillarle parcial ó totalmente para colocar el tapón superior, después que se ha mezclado y bombeado el cemento dentro de la tubería de revestimiento. Durante el tiempo que se abre el cabezal de cementación, la columna de fluido dentro de la tubería está expuesta a la presión atmosférica. La mezcla de cemento normal suele ser más densa que el fluido circulante. En consecuencia, la mezcla de cemento bajará en el interior de la tubería de revestimiento hasta un punto donde sea equilibrado por el fluido que se encuentra en el espacio anular. Desde que la parte superior de la tubería está abierta a la atmósfera, entrará aire y llenará la parte encima del nivel de la mezcla de cemento.

Ha sido objeto de mucha discusión el efecto de este volumen de aire sobre el resultado de un trabajo de cementación. El análisis que más adelante se efectuará demostrará que esta suposición es infundada.

Para la ejecución de los cálculos se ha supuesto las siguientes condiciones:

- 1.- La máxima cantidad de aire entra antes de colocarse el tapón superior.
- 2.- Todo el aire permanece bajo el tapón superior y encima de la mezcla de cemento en cualquier momento que se considere.
- 3.- No se produce canalización dentro de la tubería de revestimiento ó en el espacio anular.
- 4.- La compresión del aire sigue la Ley de Boyle es decir:

$$V_2 = V_1 \left(\frac{P_1}{P_2} \right)$$

en donde:

V_2 = Volumen final comprimido

V_1 = Volumen inicial

P_1 = Presión inicial, absoluta

P_2 = Presión final, absoluta

- 5.- No se ha considerado la solubilidad del aire. El tapón se ha supuesto hermético de tal modo que no hay contacto entre el aire y el fluido de inyección ó agua. Los cambios de temperatura son especulativos y tienen un efecto reducido sobre los resultados de la compresión.

Así, si entran 18 pies cúbicos de aire a 70°F y se calientan hasta 140° sin pérdida en las inmediaciones, se producirá un aumento de volumen, que según la Ley de Charles será de:

$$V_2 = \frac{V_1 \times T_2}{T_1}$$

En donde:

V_2 = Volumen final.

V_1 = Volumen inicial

T_2 = Temperatura final, absoluta

T_1 = Temperatura inicial, absoluta

Teniéndose presente la condición 7 más abajo indicada, se tiene:

$$V_2 = \frac{18 (459.6 + 140)}{(459.6 + 70)}$$

ó sea:

$$V_2 = 20.4 \text{ pies cúbicos}$$

- 6.- Presión atmosférica de 15 libras por pulgada cuadrada. No se ha tenido en cuenta la diferencia de presión entre la superficie y el nivel de fluido dentro de la tubería de revestimiento.
- 7.- Los volúmenes de aire pueden ser medidos en pies lineales desde que se considere uniforme el diámetro interior de la tubería de revestimiento.
- 8.- El diámetro del pozo es uniforme.
- 9.- La densidad de la mezcla de cemento es de 16.2 libras por galón o sea que tiene un vol: en de 1.1 pies cúbicos por bolsa de cemento.

10.- La densidad del fluido de inyección equivalente a la del agua ó 8.33 libras por galón. Esta condición permite la entrada del mayor volumen de aire para una cantidad dada de cemento.

La cantidad de aire arrastrada dentro de la tubería justamente antes de colocarse el tapón superior puede variar, dependiendo del tiempo empleado, etc. pero puede ser calculado como ejemplo para la cantidad máxima posible producida por una densidad definida ó crítica de la mezcla de cemento.

Para esta condición la tubería de revestimiento y el pozo pueden asimilarse a un tubo en U con fluidos inmiscibles de diferentes densidades. El máximo volumen arrastrado de aire irá detrás de la cantidad de mezcla de cemento necesaria para equilibrar la otra rama llena de fluido de inyección del tubo en U, con la mezcla justamente en el punto de pasar abajo y arriba de esta rama. La rama llenada con fluido de inyección es estacionaria, o de la misma altura con la cantidad crítica de cemento, ó menos, porque no pueden ocurrir cambios de longitud en esta rama con el fluido de inyección desbordándose. Si se emplea más del volumen crítico de cemento, entonces estas ramas tienden a llenarse y el arrastre de aire disminuye.

El nivel del cemento ó altura tanto en la tubería como en el espacio anular será una cantidad desconocida, a menos como ha sido expuesto, el espacio anular sea considerado de dimensiones y volumen definidos.

Cualquier condición bajo la cantidad crítica de cemento producirá menos arrastre de aire que el crítico y puede ser fácilmente calculado.

Tomando la cantidad crítica y conociendo la profundidad a la cual se colocará la tubería, la densidad del fluido de inyección y de la mezcla de cemento se puede calcular la altura de la columna de cemento necesaria para equilibrar la rama con fluido de inyección. Suponiendo 300 pies de tubería de 10 3/4 pulgadas de diámetro exterior, de 40.5 libras/pié y con un diámetro de pozo de 15 pulgadas, se tiene que la gravedad específica del fluido de inyección por su altura en una rama es igual a la gravedad específica de la mezcla de cemento por su altura en la otra rama (Figura N° 22) desde que las presiones son iguales, ó sea:

$$300 \times 1.0 = 1.95 h.$$

en donde:

$$h = \text{cantidad crítica} = 154 \text{ pies de cemento.}$$

Luego, el espacio vacío ocupado por el aire será de:

$$300 - 154 = 146 \text{ pies.}$$

Para llenar los 146' dentro de la tubería de revestimiento más arriba indicada, se requerirán:

$$146 \times .5008 = 73 \text{ bolsas.}$$

El espacio anular comprendido entre la tubería y el diámetro del pozo contiene 0.526 bolsas de cemento por pie ó 1.8430 pies por bolsa.

La mezcla de cemento 16.2 libras por galón ejerce una presión

por cada 100 pies de altura de:

$$\frac{16.2 \times 7.48 \times 100}{144} = 84.2 \text{ libras por pulgada cuadrada.}$$

Luego el número de pies de mezcla de cemento por libra por pulgada cuadrada de presión será de:

$$\frac{100}{84.2} = 1.19 \text{ pies.}$$

De donde un pie de mezcla de cemento de 16.2 lbs. por galón ejercerá una presión de:

$$\frac{1}{1.19} = .840 \text{ libras por pulgada cuadrada}$$

Con la mitad de esta cantidad de cemento ó 77 pies dentro de la tubería, la columna equivalente de fluido de inyección (Figura N° 23) será de:

$$h \times 1.0 = 77 \times 1.95$$

O sea:

$$h_1 = 150 \text{ pies}$$

La cantidad equivalente de fluido de inyección rebosa en su rama. Luego el número de pies de espacio vacío o de aire encima del cemento es de:

$$150 - 77 = 73 \text{ pies.}$$

Bajo el cemento, en la misma rama habrá de fluido de inyección:

$$300 - (77 + 73) = 150 \text{ pies}$$

En esta forma los 77 pies de cemento y los 150 pies de fluido de inyección en una rama son equilibrados por 300 pies de fluido de

inyección en la otra. De esta manera, cualquier cantidad inicial de aire, considerada como un máximo, se calcula proyectando e incluyendo, la llamada cantidad crítica de cualquier trabajo.

Teniendo los 146 pies de aire en el momento que llegan al fondo, las 73 bolsas de cemento llenarían en el espacio anular, una altura de:

$$1,8430 \times 73 = 134.5 \text{ pies}$$

Con una sobrecarga de fluido de inyección ó agua de:

$$300 - 134.5 = 165.5 \text{ pies}$$

El fluido de inyección ó agua de 8.33 libras por galón ejercerá una presión por cada 100 pies de altura de:

$$\frac{8.33 \times 2.48 \times 100}{144} = 43.3 \text{ libras por pulgada cuadrada.}$$

Entonces el número de pies de fluido de inyección ó agua por libra por pulgada cuadrada de presión será de:

$$\frac{100}{43.3} = 2.31 \text{ pies}$$

De donde un pie de fluido de inyección ó agua de 8.33 libras por galón ejercerá una presión de:

$$\frac{1}{2.31} = .433 \text{ libras por pulgada cuadrada}$$

Entonces la presión ejercida sobre el aire será de:

$$134.5 \times .840 + 165.5 \times .433 = 185 \text{ libras por pulgada cuadrada.}$$

De acuerdo a la Ley de Boyle y teniéndose presente los acápites 6 y 7, se tiene que los pies de aire al comprimirse se reduci-

rán a:

$$146 \times \frac{15}{(185 + 15)} = 11 \text{ pies.}$$

Si el error en el espacio anular fuera tal que el cemento llene solamente la mitad de la altura, la presión ejercida sobre el aire sería de:

$$\frac{134.5}{2} \times .840 + (300 - \frac{134.5}{2}) .433 = 197.3 \text{ libras por pulgada cuadrada.}$$

Luego los 146 pies de aire al comprimirse, de acuerdo a la Ley de Boyle, se reducirán en este caso a:

$$146 \times \frac{15}{(197.3 + 15)} = 12.7 \text{ pies}$$

Ambas cifras constituyan las máximas cantidades que entran de aire. Con mayor cantidad que la crítica de cemento la cantidad de aire que entra es menor (Figura N° 24). Los cálculos para el aire original se aproximan algo diferentemente. Primero, los volúmenes tanto para la tubería de revestimiento como para el espacio anular se computan como bolsas de cemento y son expresados como un volumen total. Por consiguiente se puede establecer la siguiente proporción: el volumen total menos el volumen de cemento empleado en bolsas es al volumen total menos el volumen crítico de cemento como la altura correspondiente al cemento usado es a la altura de aire del volumen crítico, o expresado matemáticamente:

$$\frac{V_t - V_c}{V_t - V_c} = \frac{h_a}{h_c}$$

Luego:

$$h_g = \frac{(V_t - V_c) h_c}{(V_t - V_c)}$$

en donde:

V_t = Volumen total

V_m = Volumen del cemento empleado, en bolsas

V_c = Volumen crítico de cemento, en bolsas

h_c = Altura de aire del volumen crítico

h_s = Altura de aire correspondiente al cemento empleado.

Por ejemplo, con la tubería y las condiciones del pozo mas arriba indicadas, se van a emplear 100 bolsas de cemento:

300 pies de tubería = $300 \times .5008 = 150.24$ bolsas

Espacio anular = $300 \times .5426 = 162.78$ "

Total 313.02 bolsas

Por consiguiente:

$$h_g = \frac{(558.15 - 200) 144}{(558.15 - 120)} h_s = \frac{(313.02 - 100) 144}{(313.02 - 73)}$$

$h_s = 179.6$ pies arrastrados de aire.

Si el tapón va a ser bombeado hasta 20 pies del fondo, este espacio es igual a:

$.5008 \times 20 = 10.02$ bolsas

Por lo tanto en el espacio anular se colocarán:

$100 - 10.02 = 89.98$ bolsas

O sea:

$1.8430 \times 89.98 = 165.8$ pies de cemento.

La cantidad de fluido de inyección encima de esta altura de cemento será de:

$$300 - 165.8 = 134.2 \text{ pies}$$

Luego la presión ejercida sobre el aire será de:

$$165.8 \times .840 + 134.2 \times .433 = 197.4$$

Por lo tanto los 129.6 pies de aire bajo el tapón, al comprimirse de acuerdo a la Ley de Boyle, se reducirán a:

$$129.6 \times \frac{15}{(197.4 + 15)} = 9.15 \text{ pies}$$

En realidad, esto significaría una altura de cemento ligeramente mayor en el espacio anular; pero es correcta en 2% aproximadamente. Un fluido de inyección de densidad mayor que la del agua, reduciría todavía más el volumen de aire.

Si se empleara suficiente cantidad de cemento como para llenar completamente el espacio anular y dejar 20 pies dentro de la tubería, se requeriría 173 bolsas.

Por consiguiente:

$$h_s = \frac{(313.02 - 173) 146}{(313.02 - 73)}$$

$$h_s = 85.2 \text{ pies arrastrados de aire.}$$

La columna que comprime el cemento será de:

$$300 - 20 = 280 \text{ pies}$$

Luego la presión ejercida sobre el aire será de:

$$280 \times .840 = 235 \text{ libras por pulgada cuadrada.}$$

Por lo tanto los 85.2 pies de aire bajo el tapón al comprimirse de acuerdo a la Ley de Boyle se reducirán a:

$$85.2 \times \frac{15}{(235 + 15)} = 5.11 \text{ pies}$$

Con 9,000 pies de tubería de 5 1/2 pulgadas de diámetro exterior, 23 libras por pie, 16.2 libras por galón de densidad de la mezcla de cemento y 10 libras por galón del fluido de inyección, (1.2 Gravedad Específica) el volumen crítico de cemento que producirá un vol. en máximo de aire será como sigue:

$$1.95 \times h = 9,000 \times 1.2$$

O sea:

$$h = 5,538 \text{ pies de cemento, cantidad crítica.}$$

Luego el espacio vacío ocupado por el aire será de:

$$9,000 - 5,538 = 3,462$$

Para llenar los 5,538' dentro de la tubería de revestimiento más arriba indicada se requerirán:

$$5,538 \times .1081 = 599 \text{ bolsas}$$

Si el diámetro del pozo es de 8 1/2 pulgadas y el tapón se deja a 60 pies del fondo, se tendrá que el volumen de cemento que quedará en el espacio anular será de:

$$599 - .1081 \times 60 = 592.5 \text{ bolsas}$$

Correspondientes a una altura de:

$$592.5 \times 4.8 = 2,844 \text{ pies}$$

Esto deja para compresión por carga hidrostática del cemento:

$$2,844 - 60 = 2,784 \text{ pies.}$$

Por consiguiente la compresión por la carga hidrostática relativa al fluido de inyección será de:

$$9,000 - 2,784 = 6,216 \text{ pies}$$

Por lo tanto la presión ejercida sobre el aire será de:

$$2,784 \times .840 + 6,216 \times 1.2 \times .433 = 5,568 \text{ libras por pulgada}$$

cuadradas

De acuerdo a la Ley de Boyle y teniéndose presente los mismos acápites ya indicados, se tiene que los 3,750 pies de aire al comprimirse se reducirán a:

$$3,462 \times \frac{15}{(5568 \div 15)} = 9.3 \text{ pies}$$

La máxima altura de aire comprimido con una cantidad crítica de cemento y con una longitud infinita de tubería se aproximará a un valor de solamente 16.6 pies lineales.

Puede verse pues, que bajo las condiciones mas desfavorables, el volumen máximo de aire que entra es comprimido a una reducida cantidad de pies, ya sea en pozos superficiales ó en pozos profundos.

Cuando se utiliza más o menos que el volumen crítico de cemento calculado, el aire comprimido será mucho menos, por este en los trabajos comunes no hay motivo de preocupación.

Procedimiento de cementación de tuberías de revestimiento.

La ~~construcción~~ construcción de la tubería de revestimiento constituye uno de los puntos mas difíciles en la historia de la perforación de un pozo.

Es un proceso en donde se combinan la mezcla de cemento y agua y su bombeo a través de la tubería de revestimiento, hacia puntos críticos alrededor de la zapata flotadora ó guía en el espacio anular.

Esta operación puede clasificarse en dos formas, según el

sistema que se emplea en la perforación del pozo:

- a) Cementación de tuberías de revestimiento en pozos perforados por el sistema rotativo.
- b) Cementación de tuberías de revestimiento en pozos perforados por el sistema a percusión.

En el primer caso, la tubería de revestimiento se baja hasta la profundidad deseada con el equipo flotante apropiado, centralizadores, raspahoyos y otros artefactos, si son necesarios, convenientemente instalados conforme la tubería se va bajando. El equipo flotante consiste generalmente de una zapata flotadora o de una pata guía y un collar flotador cuyo funcionamiento, uso y variedades ya se han explicado anteriormente, así como también la de los centralizadores y raspahoyos.

Luego se procede a instalar el cabezal de cementación (Foto grafía N° 19) entornillándolo a la tubería de revestimiento y sujeciándolo a la manguera rotatoria. Se establece entonces circulación mediante el fluido de inyección al mismo tiempo que se hace rotar a la sarta de tubería a razón de 20 - 30 R.P.M. durante algunos minutos y luego se disminuye a 5 ó 10 R.P.M. Este proceso de rotar a la tubería se mantiene antes y durante todo el tiempo que dure el trabajo de cementación. Permite que el revoque sea removido así como presiones mas bajas que las que podrían obtenerse en otra forma. Si se emplean raspahoyos reciprocantes, es evidente que en lugar de rotar la tubería habrá que levantarla y bajarla alternativamente de acuerdo a su disposición.

La circulación deberá mantenerse hasta que salga a la superficie todo el revoque removido por el raspahoyos más inferior, así como el material cortado que se encuentra en suspensión en el fluido de inyección. Si la circulación y el retorno son normales puede procederse al bombeo del cemento tan luego se tenga la seguridad de que todo el detrito ha salido a la superficie, en cuyo caso el fondo de perforación estará limpio. Si no hubiera retorno a la superficie, los métodos posibles a seguirse son dos: (1) si la presión de bombeo es normal, deberá proseguirse con el bombeo de la hechada de cemento en la forma usual. (2) Airear al fluido de inyección material de control de pérdida de circulación tratando de restablecerla antes de la cementación. Si la tubería de revestimiento se ataga y no se lograra liberarla por los procedimientos usuales, será necesario determinar la profundidad a la cual se ha adherido, a fin de seleccionar la sección que deberá abrirse para cementar la tubería.

Teniéndose presente lo mas arriba expuesto se procede a conectar el caberal de cementación con una bomba de la unidad de cementación mediante tubería de 2" de diámetro nominal que tienen uniones giratorias con el objeto de facilitar la operación. El tubo alimentador de agua se conecta a la otra bomba de esta unidad. El agua sale a elevada presión por el tubo de descarga y de ahí a la tolva de cemento. Las bolsas que contienen cemento se hacen correr sobre una mesa (Fotografía N° 20) en cuya parte central lleva un cortador en forma de estrella, que las divide en dos partes, permitiendo de este modo su fácil vaciado a la tolva en forma continua.

(Fotografía N° 7). Al caer al fondo de ésta, el cemento entra en contacto con el fuerte chorro de agua, mezclándose inmediatamente para formar la lechada. La lechada sale de la base de la tolva por un conducto y pasa a un tanque pequeño abierto que está dividido en dos partes mediante una rejilla (Fotografía N° 20) la cual evita que pasen trozos de cemento endurecido a la toma de succión de la bomba con el consiguiente riesgo que ello representa. La bomba descarga la lechada a alta presión en el cabezal de cementación, por el que entra en la tubería de revestimiento, empujando al tapón de fondo. A medida que la lechada y éste tapón son bombeados hoyo abajo, el cemento va desplazando al fluido de inyección que llena la tubería de revestimiento y el espacio anular. Después de terminarse el bombeo de la lechada se desplaza ésta mediante fluido de inyección que empuja el tapón superior. Al llegar el tapón de fondo a su asiento en el equipo flotante, mediante la misma presión de la bomba se rompe el diafragma del tapón, permitiendo de este modo que pase a través de él, sin dificultad alguna. Cuando ya se ha bombeado suficiente fluido de inyección para llenar la tubería de revestimiento hasta el equipo flotante, los dos tapones se superponen. Esto lo indica el notable aumento de presión señalada por los manómetros instalados en la unidad cementadora, puesto que el tapón superior es sólido y cierra la abertura producida por la rotura del diafragma del tapón de fondo. Luego se desconecta la tubería que une la bomba al cabezal de cementación procediéndose a su limpieza mediante agua que se bombea a través de ella. Por último .

se desatornilla el cabezal de cementación de la tubería de revestimiento dejándola en reposo absoluto por un tiempo determinado según el caso, a fin que pueda fraguar el cemento.

Deberá tenerse presente cuando se desplaza el fluido de inyección mediante la lechada de cemento que el flujo laminar es mas conveniente que el flujo macizo, que se obtiene mas frecuentemente durante los trabajos de cementación de tubería superficial de revestimiento. Se incrementa la probabilidad de producir una mayor sección contaminada en la parte superior de la columna de cemento así como mayores cantidades de fluido de inyección dispersadas en la columna de cemento; sinembargo debido a la naturaleza del lodo de perforación en esta etapa del pozo, es improbable que tenga lugar mucha interferencia en la colocación. Es necesario tomar precauciones y reducir la velocidad de la bomba a la proximidad de la terminación del trabajo para que el tapón superior llague con toda seguridad a su asiento. En la Figura N° 25 se ilustra este procedimiento.

Cuando se cimenta tubería de revestimiento en pozos perforados por el sistema de percusión, esta lleva instalado en su extremo inferior una zapata de perforar en lugar de equipo flotante. Esta zapata (Fotografía N° 21) es de acero. Algunas veces tiene mayor diámetro exterior que los cuellos de la tubería misma con el fin de asegurar que la sarta pase en cualquier abertura por donde haya pasado la zapata. Generalmente tiene una pulgada de espesor y de 10 á 16 pulgadas de longitud. Se le emplea con el objeto de evitar

los efectos de abrasión en la tubería y para abrir ella misma un espacio por donde pueda pasar cuando haya obstrucciones menores en la pared del pozo. Su aspecto es el de un cuello reforzado. Generalmente se instala fuertemente ajustada en el extremo inferior de la tubería, otras veces según lo requieran las condiciones de perforación, va soldada. No se emplean respahoyos ni centralizadores. Los primeros por no haber revoque y los segundos por el riesgo y demora que representa su uso.

El procedimiento que se emplea es similar al anteriormente descrito. Así después de atornillar el cabezal de cementación se le conecta mediante tubería de manguera a la bomba VP ó T-10 de la unidad de cementación. Luego se llena el pozo, si no lo estuviera ya, con agua salada ó lodo de perforación, procediéndose a continuación a establecer circulación durante el tiempo que sea necesario, a fin de que el fluido este limpio. Se procede entonces a vaciar las bolsas de cemento en la tolva que previamente ha sido conectada a la otra bomba "AC" ó "T-10" que bombea a presión el agua que recibe a través de la línea de alimentación. Al caer el cemento al fondo de la tolva entra en contacto con el chorro de agua formando inmediatamente la lechada que sale por la base de la tolva por un conducto y pasa a un tanque pequeño de donde es succionada por la bomba "VP" ó "T-10", según sea la unidad de cementación que se emplea, y descargada a presión en el cabezal de cementación. Como no se emplea tapón inferior, la lechada esta directamente en contacto con el fluido utilizado en la etapa de circulación. Después de bombearse la mezcla de cemento se coloca el tapón superior, para

cuyo efecto se desentornilla el cabezal de cementación si es de tipo simple, se le pone en libertad dándole vueltas a un manubrio si se trata de los de tipo contenedores de tapón. Cualquiera que sea el tipo utilizado es conveniente instalar en su parte superior un aparato medidor de profundidad el cual permite conocer en cualquier momento la posición del tapón superior. Es práctica establecida dejarlo por lo menos 10 pies encima de la zanata de perforar. Luego se cierra las válvulas del cabezal de cementación y se desobstruye los conductos que la unian con la bomba. Hecho esto se procede a su limpieza mediante agua.

Es evidente que la posición del tapón puede determinarse calculando la cantidad de barriles de fluido que se requirieren para desplazarlo hasta la profundidad deseada, pero el método mas conveniente por ser mas exacto es el que emplea el aparato medidor de profundidad.

Al cerrarse las válvulas del cabezal de cementación, la tubería queda sujeta a la presión remanente. Casi siempre en los pozos profundos las presiones varían entre 1,000 y 2,000 libras/pul. cuadrada. Esta presión se deja en la tubería hasta que haya fraguado el cemento. El porcentaje de exceso que se agrega a la cantidad calculada considerando al pozo como de diámetro regular fluctúa también de acuerdo a las condiciones del pozo; pero de modo general puede asumirse de 40 á 50%, pudiendo ser mucho mayor en determinados casos. Por último en pozos profundos hay que observar cuidadosamente la presión contra el cabezal de cementación. La acumula-

ción del calor generado por el fraguado del cemento y por las altas temperaturas subterráneas aumenta la presión existente dentro de la tubería y este aumento de presión puede dañar la sarta a menos que se alivie abriendo las válvulas del cabezal - de tiempo en tiempo.

El tiempo de espera por fraguado de la mezcla del cemento (W.O.C.) constituye un factor sumamente importante en el costo del pozo, pues su reducción permite la perforación de un mayor número de pozos y agregar reservas, desde que pueden convertirse algunos reservorios marginales en económicamente explotables. Dicho tiempo puede determinarse para las diferentes condiciones locales de Campo, considerando las siguientes funciones que debe cumplir:

1. Seguridad de la tubería dentro del pozo
2. Aislamiento de las zonas permeables
3. Confinar la presión inicial de fractura a la zona deseada.
4. Soportar el choque durante la perforación.

La industria del petróleo generalmente acepta que los cementos de alta resistencia no son necesarios para suministrar una capacidad satisfactoria. La mayor parte concuerda que un esfuerzo de compresión de 500 lbs/pulg² es adecuado para todas las operaciones. Siempre que se disponga de una supervisión razonable en los procesos de cementación y perforación, puede reducirse éste esfuerzo a 300 lbs/pulg² teniéndose probablemente todavía un factor de seguridad satisfactorio.

Usualmente el tiempo de espera por fraguado del cemento para

tuberías de superficie está comprendido entre 12 y 24 horas. Si se trata de tuberías finales de revestimiento el intervalo puede ser de 12 á 72 horas.

En la Empresa Petrolera Fiscal en ambos casos se emplea 12 horas (W.O.C.)

Por último en la Tabla N° 24 se dan las longitudes de las diversas tuberías de revestimiento que pueden ser soportadas por un pie de cemento. El fundamento estriba en que un esfuerzo de tensión de 8 lbs/pulg² (inmediatamente después del fracado inicial) es adecuado para soportar el peso de la tubería y realizar un cierre permanente.

TABLA N° 24

Estimado de cemento que puede soportar una longitud dada de tubería

<u>Diámetro de la tubería</u> <u>Pulgadas.</u>	<u>Peso</u> <u>Libras/Pie</u>	<u>Longitud de tubería</u> <u>en pies que puede</u> <u>soportar un pie de</u> <u>cemento.</u>
5 1/2	14	325
	15.5	294
	17	268
	20	228
	23	198
7	20	228
	23	198
	26	175
	29	157
	32	142
	35	130
7 5/8	24	190
	26.4	172
	29.7	153
	33.7	135
	39	117

8 5/8	28	169
	32	142
	36	126
	40	114
	44	103
9 5/8	32.3	141
	36	126
	40	114
	43.5	105
	47	97
10 3/4	53.5	85
	40.5	112
	45.5	100
	51	89
13 3/8	55.5	82
	48	95
	54.5	83
	61	75
	68	67
	72	63

3) Cementación por múltiples etapas

Juntamente con el perfeccionamiento de la técnica y prácticas empleadas, se han producido nuevos diseños y fabricado nuevas herramientas y equipos que han permitido perforar a mayores profundidades; pero a su vez los pozos profundos requieren sargas de tubería de revestimiento de mayor longitud, que protejan debidamente al pozo perforado. A fin de dar adecuada protección a éstas sargas de tubería se han desarrollado nuevos procedimientos de cementación.

La cementación por etapas múltiples fué originada por la necesidad de evitar presiones de bombeo extremadamente altas, que se requerían para desplazar la mezcla de cemento hacia la parte más alta del espacio anular, así como del prolongado período para efectuar la operación.

Finos de la cementación por etapas múltiples

La cementación por etapas múltiples ofrece muchas ventajas.

Sus fines principales son:

- 1º.- Asegurar la colocación de largas columnas de cemento detrás de la carta de tubería sin peligro de fraguar ó deshidratarse la mezcla de cemento, antes de que se haya terminado de desplazar toda la cantidad que se requiera.
- 2º.- Evitar la posibilidad de fracturar formaciones de baja presión bajo la acción de la carga de la mezcla de cemento. Esto se logra cementando primero el extremo inferior de la tubería de revestimiento, luego circulando a través de las aberturas del artefacto de cementación múltiple hasta que el cemento utilizado en la etapa inferior fragua suficientemente, a fin de permitir el equilibrio de la columna de cemento. Entonces se coloca el cemento de la etapa superior a través de las aberturas del artefacto hasta los niveles mas altos que se requieran.
- 3º.- Permitir la cementación de zonas superficiales y profundas sin necesidad de tener una columna continua de cemento de gran longitud. Presuntamente esto elimina el empleo de una ó más secciones de tubería de revestimiento, así como también reduce las cantidades considerables de cemento que habría que utilizarse.
- 4º.- Evitar las presiones altas de bombeo que se requieran cuando se utilizan columnas largas de cemento detrás de la carta de tubería de revestimiento.

- - - -

5º.- Reducir el tiempo excesivo que se emplea para ejecutar una operación de cementación en el caso de columnas largas de cemento

El factor determinante de la altura deseada de la mezcla de cemento detrás de la tubería final de revestimiento en el pozo de la Fig. N° 26 A y B es una zona productiva superficial situada un poco más abajo de la tubería superficial de revestimiento, la cual deberá ser protegida por el cemento. Se ha considerado que el tope del cemento entre en el fondo de la sarta mas corta para proporcionar la protección deseada. Si se emplea el procedimiento de cementación convencional 7,060 pies de cemento deberán colocarse en el espacio anular y 60 pies de cemento deberán quedar dentro de la tubería. El uso del procedimiento de cementación múltiple permitirá el empleo de solo 960 pies de cemento en el espacio anular desde el fondo de la sarta final y 60 pies de cemento dentro de la tubería; mientras que 430 pies de cemento quedarán en el espacio anular para proteger la zona productiva superficial para suministrar protección a la zona productiva superficial y proporcionar hermeticidad adicional alrededor de la zapata de la tubería superficial de revestimiento.

Comparemos las presiones de bomba esperadas a la terminación del trabajo de cementación convencional con las que podrían esperarse a la terminación de un trabajo de cementación por múltiples etapas. La densidad del fluido de inyección empleado será de 10 libras por galón.

La densidad de la mezcla de cemento será de 16.2 libras por

gula

Despreciando la fricción por el movimiento de los fluidos dentro del pozo, la presión de bomba que se requiere a la terminación del proceso convencional sería igual a la presión ejercida por una columna de mezcla de cemento de 6,000 pies menos la presión ejercida por 6,000 pies de columna de fluido de inyección, desde que toda la columna restante de lodo en el exterior de la tubería esta balanceada por la columna correspondiente del mismo fluido de igual altura en el interior de la tubería. La ligera diferencia en el nivel del fluido de inyección dentro y fuera de la sarta final en la superficie puede despreciarse sin error apreciable.

La presión ejercida por los 7,000 pies de la columna de cemento será de:

$$\frac{7,000 \times 16.2 \times 7.48}{144} = 5891 \text{ lbs/pulg}^2$$

La presión ejercida por los 7,000 pies de la columna de fluido de inyección será de:

$$\frac{7,000 \times 10 \times 7.48}{144} = 3636 \text{ lbs/pulg}^2$$

Entonces la presión requerida de la bomba será de:

$$5891 - 3636 = 2255 \text{ lbs/pulg}^2$$

A la terminación del proceso de cementación por múltiples etapas como ha sido esbozado, la presión de bomba sería igual a la presión ejercida por una columna de mezcla de cemento de 300 pies de altura menos la presión ejercida por una columna de fluido de in

ycción de 300 pies.

Luego la presión de bomba requerida sería teóricamente de:

$$\frac{300 \times 16.2 \times 7.48}{144} = \frac{300 \times 10 \times 7.48}{144} = 96 \text{ lbs/pulg}^2$$

El cálculo de la presión de la bomba a la terminación del trabajo de cementación por múltiples etapas está basada en la suposición de que la presión ejercida por los 900 pies de columna de mezcla de cemento en la etapa inferior es retenida por la zapata flotadora en el fondo, que estará cerrada desde que no hay mezcla que esté pasando a través de ella en el momento en que se ha terminado de colocar la etapa superior. Por esto la etapa superior sólo reacciona para producir presión superficial contra la bomba. Esta es la razón de la sorprendentemente baja presión de bomba a la terminación del proceso de cementación por múltiples etapas.

Aunque la cantidad total de cemento colocada detrás de la tubería fuera a ser la misma en cualquiera de los procesos, la presión de bomba requerida a la terminación del trabajo podría reducirse en la mitad empleándose este procedimiento con el fondo de la etapa superior colocada en el tope del cemento detrás de la tubería y que proviene de la etapa inferior.

En cualquiera de los procesos la presión de bomba esperada será ligeramente mayor que la calculada anteriormente, debido a la resistencia friccional al movimiento de los fluidos dentro del pozo.

Accesorios para la cementación por múltiples etapas.

Los accesorios que se emplean en este tipo de ~~concreción~~ concreción pueden dividirse en dos grupos: (1) Herramientas especiales y (2) Cuello cementador de etapas múltiples.

Las del primer grupo están constituidos por los instrumentos usuales que se emplean en las cementaciones de tuberías de revestimiento y por la casta de concreción (Fig. N° 27) la cual se fija en secciones previamente elegidas de la sarta. Tiene por objeto: (a) Confinar el cemento dentro del intervalo escogido, (b) Evitar la contaminación de secciones ó zonas situadas más abajo ó más arriba del espacio en concreción y (c) Retener el cemento y proteger las formaciones frágiles evitando la pérdida de la mezcla de cemento ó el fracturamiento de la sección.

Está constituida por láminas individuales de acero flexible de alta resistencia montadas sobre un anillo de acero. Según sea el fabricante, lleva o bien una losa a prueba de agua para trabajos pesados inserta remachada a las dúelas al anillo (Howe) o bien las láminas se sobrepone mutuamente tanto en la posición cerrada como en la abierta (Baker) con un margen suficiente es para prevenir que pase la mezcla a la formación inferior. Estas castas de concreción pueden soportar la mezcla a 2,500 libras por pulgada cuadrada de presión de cabeza. Se las instala en tres formas: (1) rigidamente, soldándola directamente a la tubería de revestimiento, (2) libremente, entre dos topes de anillos soldados o bien entre dos cuellos de tubería de revestimiento que le sirven de tope. Su funcionamiento es en forma de paraguas invertido. Con

de se baja dentro del pozo, la marcha hacia arriba del fluido tiende a cerrar las láminas flexibles permitiendo así el libre pasaje entre la costa y la pared del pozo sin deformación. Tan pronto la tubería llega a la profundidad deseada, las láminas flexibles se expanden tomando contacto con la pared del pozo. Cualquier tendencia del fluido para moverse hacia abajo presiona las láminas flexibles dentro de la pared del pozo formando un puente que actúa como un obturador de una sola vía de gran resistencia y efectividad.

El cuello de cementación múltiple constituye el más importante componente de la sarta revestidora dispuesta para la cementación por etapas. Este cuello lleva orificios laterales de salida por los que la masa puede pasar al espacio anular, siempre que se desee.

El cuello de cementación múltiple "DV" (Howco) con válvula diferencial (Fotografía N° 22) está constituido de un cuello principal y dos camisas telescópicas de aleación de magnesio colocadas dentro de él. En su funcionamiento ha incorporado un nuevo principio hidráulico al cual debe su éxito operatorio. La inferior ó camisa de abertura obtura las salidas de la herramienta durante la circulación y pasaje del cemento para la etapa ó inferior que se cementa. La superior ó en susa de cierre obtura las salidas de la herramienta después de finalizada la etapa superior que se cementa. Cada herramienta tiene cuatro aberturas ó pasos.

La en susa de cierre esta hecha para encajarse dentro de la camisa abridora al ser impulsada pozo abajo, mediante el asiente del tapón superior. Al aproximarse la camisa superior a la inferior, el

fluido es forzado a salir fuera de la herramienta a través de los pasos ó aberturas, hasta que la camisa de abertura reciba el faldón de la camisa de cierre. En este momento las aberturas están cerradas y la presión diferencial se hace efectiva. Desde que el área de la sección transversal de la superficie superior de la camisa es mayor que la de la superficie inferior, la camisa de cierre continúa bajando dentro de la camisa de abertura por que la fuerza hacia abajo (presión multiplicada por el área transversal de la superficie superior de la camisa) es mayor que la opuesta ó fuerza hacia arriba (presión multiplicada por el área transversal de la superficie inferior de la camisa). La camisa de cierre es sostenida por cuñas anulares esparcidas sobre la camisa. En esta posición ambas camisas están trabadas, permanentemente, y a la parte inferior del cuerpo de la herramienta, impidiendo la rotación durante la perforación y extracción del material cortado, así como también proporciona una hermeticidad a prueba de presión de los pasos o aberturas de la herramienta. Las camisas, después de recibir los tapones respectivos, necesitan presión de bomba para poderlas bajar.

Desde el punto de vista de su aplicación los conjuntos de tapones que se emplean con los cuellos de conmutación por múltiples etapas se dividen en dos grupos:

1°) Para operación intermitente

2°) Para operación continua

Los primeros se emplean cuando no se requiere que el cemento de la etapa inferior llene el espacio anular hasta el lugar en donde

se ha colocado la herramienta "DV" o bien si la distancia entre la herramienta y la zapata de la tubería de revestimiento es relativamente grande. Están constituidos por un deflector interceptador, un tapón interruptor, una bomba de apertura y un tapón de cierre (Fotografía N° 23).

Los del segundo grupo se utilizan cuando se desea que el cemento de la etapa inferior llene el espacio anular hasta ó encima del punto en donde se ha instalado la herramienta "DV" o bien si es pequeña la distancia entre la herramienta y la zapata de la tubería de revestimiento.

Están constituidos por un deflector de derivación, un tapón de derivación, un tapón de apertura y un tapón de cierre. Puede usarse condicionalmente un deflector de derivación (Fotografía N° 24).

En la cementación de tres etapas se requieren fundamentalmente dos cuellos de cementación múltiple Hoveco "DV" y un orden apropiado de los tapones necesarios para la ejecución de este tipo de trabajo.

El cuello de cementación múltiple "DV" superior es normal y el otro está modificado internamente por dos insertos que van colocados en los asientos de apertura y obturación. Dichos insertos se instalan con el aro de resorte abajo, mediante una pieza de madera resistente que los guía a su lugar. Ambos son operados en órden de sucesión por los tapones que ha diseñado especialmente para la cementación en tres etapas. El juego de tapones (Fotografía N° 25) está

Distribuido por etapas en la siguiente forma:

- a) Para la primera etapa: un deflector normal de derivación, y dos tapones de derivación iguales.
- b) Para la segunda etapa: un tapón de abertura y uno de cierre que sirve como tapón de tope.
- c) Una bomba normal de abertura y un tapón normal de cierre que sirve como tapón de tope.

Procedimiento de cementación múltiple en dos etapas:

El procedimiento de cementación múltiple en dos etapas varía según se trate de:

- a) Operación intermitente
- b) Operación continua

Operación intermitente.- Una vez introducida la sarta de tubería de revestimiento, a la profundidad deseada, se procede a efectuar conexiones necesarias en la boca del pozo, para luego dar principio a la cementación.

En la Fig. N° 28 se muestra la sarta ya inserta en el pozo y provista de todo lo requerido para este tipo de cementación en dos etapas.

Se da comienzo a la operación mezclando la primera cantidad volumétrica de cemento é introduciéndola en la tubería revestidora, bajo presión de bomba, en forma convencional. Una vez introducido el vol. de cemento calculado se inserta el tapón interruptor G en la tubería, se bombea fluido de inyección trás este tapón, el cual a su

vez impulsa el cemento hacia el fondo del pozo. El tapón interruptor tiene suficiente flexibilidad para pasar por el cuello de cementación múltiple sin alterar su mecanismo. A su paso sobre el cuello el tapón interruptor se contrae y después se dilata a sus dimensiones normales.

Conforme prosigue el desplazamiento, el fluido de inyección delante del cemento, pasa al espacio anular por el que asciende hacia la superficie y luego sale a los fosos o tanques de fluido de inyección. El cemento, después de haber pasado por el cuello flotador A de la tubería de revestimiento, entra en el espacio anular. El tapón interruptor Q se posa sobre el deflector interceptador R que se ha sido instalado previamente encima de la zapata flotadora, eliminando en esta forma el riesgo de error en la medida del fluido de inyección de desplazamiento.

Antes de empezar la mezcla de la segunda cantidad volumétrica de cemento, se desconecta el cabezal de cementación y se echa dentro de la sarta de tubería de revestimiento la bomba D, luego se conecta el cabezal de cementación nuevamente y se dá suficiente tiempo para que la bomba llegue a su asiento en el cuello de cementación múltiple. Una vez que se ha posado sobre el asiento, se aplica presión a la columna de fluido de inyección abriéndose la herramienta. Establecida la circulación se desplaza la segunda mezcla de cemento, luego se desconecta el cabezal de cementación y se inserta el tapón de cierre ó de tope E, se conecta nuevamente el cabezal de cementación y se bombea fluido de inyección el cual fuerza al cemento a través de

las salidas de la herramienta. Cuando el tapón de cierre se posa sobre el asiento y se aplica presión, la camisa superior o de cierre es obligada a bajar obturándose las aberturas, con lo que se completa la segunda etapa y la operación misma.

Puede usarse un tapón inferior, si se desea, delante de la primera etapa. Su empleo demanda un tapón de derivación y un deflector de derivación (Fotografía N° 25).

Operación continua.- Una vez introducida la sarta de tubería de revestimiento, a la profundidad deseada, se procede a efectuar las conexiones necesarias en la boca del pozo, para luego dar principio a cementación.

En la Figura N° 29 se muestra la sarta ya inserta en el pozo y provista de todo lo requerido para este tipo de cementación en dos etapas.

Se da comienzo a la operación mezclando la primera cantidad volumétrica de cemento é introduciéndola en la tubería revestidora, bajo presión de bomba, en forma convencional. Una vez introducido el volumen de cemento calculado se inserta el tapón de derivación Q en la tubería, se bombea tras él un volumen medido de fluido de inyección equivalente a la capacidad de la sarta de tubería desde la herramienta "BV" hasta el punto en que se posará el deflector de derivación R. Luego se inserta el tapón de abertura "D" y se bombea hacia el fondo. Cuando el tapón de abertura llega a la herramienta y se aplica la presión de bomba requerida, se abre, estableciéndose circulación por los pasos é salidas sin interrupción de la primera

etapa de cementación.

Se bombea a continuación la segunda cantidad volumétrica de cemento en la sarta de tubería, bajo presión de bomba, en forma convencional. Una vez introducido el volumen de cemento calculado se inserta el tapón de cierre E, que sirve como un tapón superior, luego se le bombea hacia abajo mediante fluido de inyección, de desplazamiento. Con presión de bomba la herramienta "DV" se cierra con lo cual se da por terminadas las operaciones de cementación de la segunda etapa.

Cuando se utiliza este tipo de cuello de cementación múltiple, la cantidad volumétrica de cemento que se emplea en la segunda etapa puede bombearse dentro de la sarta de tubería inmediatamente a continuación del tapón de abertura.


El tapón de cierre se bombea hacia abajo en la segunda etapa lo cual significa que ambas etapas de cemento son bombeadas simultáneamente, y la operación del trabajo se ejecuta en forma continua. Conforme se termina la primera etapa, el tapón de abertura abre la herramienta. La segunda cantidad volumétrica de cemento es bombeada a través de las salidas de la herramienta sin interrupción de la circulación del fluido entre las etapas. Esta herramienta es completamente ventajosa cuando se emplea exceso de cemento en la etapa inferior.

Puede usarse un tapón de derivación mas con los tapones de desplazamiento en la primera etapa. El deflector de derivación con

conducto para el paso de fluido se coloca sobre el collar flotador. El tapón de derivación opcional se coloca delante de la primera etapa de cemento y es impelido por ésta; pero se detiene al posarse sobre el deflector de derivación. El cemento se bombea libremente, pasa los limpiadores del tapón de derivación, luego el deflector de derivación, el collar flotador y sale fuera de la zapata. El segundo tapón de derivación se detiene al posarse encima del tapón de derivación inferior. Los dos tapones son iguales. El fluido puede bombearse y pasar ambos tapones hasta que la herramienta "DV" se abra para la circulación de la segunda etapa.

Procedimiento de cementación múltiple en tres etapas:

Introducida la sarta de tubería con el deflector de derivación colocado sobre el cuello flotador, los cuellos de cementación múltiple "DV" inferior y superior instalados respectivamente frente a las zonas que se desean cementar, se procede a ejecutar las conexiones convencionales. Puede circularse, antes de iniciar las operaciones de cementación, tanto como sea necesario.

La figura N° 30 muestra la sarta ya inserta en el pozo provisto de todo el equipo auxiliar requerido para llevar a cabo un trabajo de cementación en tres etapas. Las operaciones se ejecutan de abajo hacia arriba. Primero, la etapa N° 1; segundo la etapa N° 2 y finalmente la etapa N° 3. Se principia por insertar el tapón de derivación inferior  y luego a mezclar la primera cantidad volumétrica de cemento é introducirlo a presión de bomba en la forma con-

funcional. Luego se inserta el tapón de derivación superior **E** dentro de la tubería impulsándosele hacia abajo mediante fluido de inyección de desplazamiento, después del cual se coloca en la tubería de revestimiento el tapón de abertura **F** de la segunda etapa y se bombea todo junto hacia abajo. El primer tapón de derivación pasa a través de los dos cuellos cementadores múltiples "DV" y se posa sobre el deflector de derivación **D** colocado sobre la cámara porta bola del cuello flotador. El cemento pasa libremente por los limpiadores de caucho de este tapón, sigue a través del deflector, cuello flotador y tubo de la zapata guía. Si es correcta la medida del fluido de desplazamiento, el tapón superior de derivación se posará sobre el tapón inferior de derivación al mismo tiempo que el tapón de abertura de la segunda etapa abre el cuello de cementación múltiple inferior. Si el tapón de derivación de la primera etapa llega al fondo antes que el tapón de abertura se pose sobre su asiento en el cuello de cementación múltiple inferior, el fluido de desplazamiento pasará los limpiadores de caucho del tapón superior de derivación y en esta forma permite que el tapón de abertura llegue a su asiento y abra la herramienta.

El pozó puede circularse nuevamente, como se requiera, a través del cuello de cementación múltiple inferior antes de la segunda etapa de cementación. Luego se mezcla la segunda cantidad volútrica de cemento y se bombea hacia abajo seguida del tapón de cierre **G** de la segunda etapa, el cual al llegar a su asiento en el de cuello de cementación múltiple inferior cierra la herramienta.

Para abrir el cuello de cementación múltiple "DV" superior, se deja caer a través de la sarta de tubería una bomba normal de abertura Γ y se dá tiempo suficiente para que se pose sobre su asiento en la herramienta superior y luego, mediante presión de bomba se abre el cuello de cementación múltiple "DV". Puede circularse tanto como se desee a través de las aberturas de la herramienta antes de iniciar las operaciones de la segunda etapa de cementación.

Luego se mezcla la tercera cantidad volumétrica de cemento y se bombea seguida del tapón normal de cierre Γ dentro de la sarta de tubería. Al llegar al tapón normal de cierre a su asiento en el cuello de cementación múltiple superior "DV", se aplica presión de bomba con lo que se cierra la herramienta, completándose en esta forma la cementación en tres etapas de una sarta de tubería.

Por último, se desconecta el cabezal de cementación y se lavan con agua las conexiones que han conducido la mezcla de cemento a la tubería de revestimiento que ha sido cementada, operaciones con las cuales se dan por terminado el trabajo de cementación.

Cementación Forzada

La cementación forzada consiste en la inyección de una mezcla de cemento a presión dentro de una formación permeable, o a través de perforaciones de una tubería, por lo general con el propósito de reducir la producción de gas ó agua de un pozo de petróleo.

Los problemas de cementación forzada están relacionados íntimamente a las presiones de sobrecarga del suelo para los que las se-

luciones son muy difíciles, sino imposibles, sin un conocimiento de la naturaleza y magnitud de las presiones de sobrecarga encontradas a la profundidad de los pozos productivos.

Los términos que posteriormente se emplearán se definen y se dan a continuación:

Presión Teórica de sobrecarga, es la presión a cualquier profundidad dada, ejercida por el peso teórico de las formaciones superyacentes y calculada por la densidad promedio de las rocas.

Presión de desplazamiento del fluido, es la presión a la cual el fluido puede ser inyectado dentro de una formación después de haber sido fracturada. Puede ser poco más ó menos que la presión teórica de sobrecarga.

Presión de fractura de la formación, es aquella presión a la cual una formación se parte ó rompe. Usualmente se considera como la presión de desplazamiento del fluido más la resistencia de la roca.

Agente de fractura, es aquel fluido con el cual se rompe o parte la formación. En general se puede considerar la gradiente de la presión de sobrecarga de las formaciones del terreno en aproximadamente 1.0 libras por pulgada cuadrada por pié de profundidad, y que la aplicación de suficiente presión a formaciones estratificadas causará que ellas se partan en ó paralelamente a los planos de estratificación.

Sin embargo tanto la presión de fractura como la del fluido que se desplaza no varían linealmente con la profundidad.

De modo general, se ha encontrado que la presión efectiva de

sobrecarga a profundidad dada, es menor que la presión teórica ó presión calculada de la densidad de las rocas. Esta diferencia puede ser probablemente mejor atribuida a dos factores. Durante la inyección de fluido dentro de una fractura en una formación, la sobrecarga entera posiblemente no es en realidad levantada por el fluido inyectado. Las fuerzas ejercidas en la inyección del fluido probablemente tienden a deformar la roca en la vecindad de la fractura por una combinación de los esfuerzos de flexión y compresión, de modo que el peso de sobrecarga actual resistente a la deformación es medido desde la fractura de la formación a algún plano neutral sobre ella. El segundo factor tendiente a reducir la presión de inyección del fluido, comparado con la presión teórica de sobrecarga, es la posición estructural de las formaciones encima de la fractura. En algunos casos se considera que la estructura de las formaciones encima de la sección fracturada de un pozo puede tender a soportar por viga ó arco algo del peso de la sobrecarga.

Desde que no existe ninguna teoría enteramente correcta para explicar donde va el cemento en estos trabajos, probablemente pueden aceptarse como parcialmente válidas tres suposiciones principales sobre este problema.

La primera consiste en que la mezcla forzada contra las formaciones tiende a comprimir las arenas blandas alrededor del pozo con lo cual se ensancha. La presión levantada al final del trabajo se cree ser el resultado de la máxima compactación de las formaciones.

La segunda supone que la mezcla de cemento forzada dentro del pozo tiende a seguir una línea vertical detrás del trabajo de cementación primario, desplazando cualquier fluido de inyección y revoque presentes, siendo la presión levantada el resultado de llenar el espacio detrás de la tubería y deshidratación del cemento contra la formación. La tercera sostiene que las formaciones son fracturadas antes de la inyección de cemento y que la presión levantada al final del trabajo es el resultado de la deshidratación de la mezcla en la fractura y alrededor del pozo.

Cuando se ejecutan trabajos sucesivos de cementación forzada, la mezcla de cemento tendría la tendencia a seguir la misma zona de fragilidad en la misma forma que lo hizo el cemento utilizado en el primer trabajo.

Para fracturar la formación pueden emplearse tres clases de agentes:

- 1.- Fluido de inyección
- 2.- Agua ó ácido
- 3.- Mezcla de cemento de baja pérdida de agua.

Los fluidos de inyección pueden romper las formaciones altamente permeables y se supone que ofrecen las menores posibilidades de dañar las arenas que contienen petróleo, especialmente si tienen la característica de ser de baja pérdida de agua. Su inyección delante del cemento en los trabajos de forzamiento probablemente dá lugar a la fractura de la formación en una distancia lateral mayor que la que produciría el agua. Sin embargo, la película de fluido de inyección que queda en la superficie de la formación y en la cobertura de la cementación primaria tiende a evitar una herética ligazón entre el cemento forzado, la cobertura de cemento y la formación. En las formaciones altamente permeables o susceptibles de ser bloqueadas por agua sería preferible el empleo de fluidos de inyección de bajo filtrado en lugar de agua.

El agua ó ácido son los fluidos que generalmente se bombean delante de la mezcla de cemento con el objeto de romper la resistencia de la formación al paso de una mezcla de cemento. Se ha determinado que la presión de fractura requerida para empezar a introducir agua en una formación en muchos casos es considerablemente mayor que la correspondiente presión natural del fluido contenido en la formación. Una vez que el fluido entra en la formación,

la presión requerida para continuar la inyección generalmente baja en forma notable y pueden bombearse grandes cantidades de fluido adicional sin aumento de presión. Después que se ha establecido un flujo continuo de agua en la formación y la presión de desplazamiento del fluido llega a su mínimo, el agua es seguida por el cemento.

La experiencia ha demostrado que en la cementación forzada el agua con presión invade preferentemente una zona gasífera ó acuifera, que una zona petrolífera de la misma permeabilidad. Esto produce una afortunada situación debido a que permite la fractura e inyección de cemento en zonas de gas y agua sin apreciable daño de las zonas petrolíferas expuestas.

De este modo muchas veces una sección productiva de gas ó agua puede ser excluida sin impedir la entrada de aceite.

Además del más fácil camino abierto para la mezcla de cemento por el agua de fractura, hay otras dos condiciones que ayudan a evitar daño a la sección productiva de petróleo. En primer lugar, muy poca agua se exprimirá de la mezcla de cemento dentro de la zona petrolífera; más agua será exprimida de la mezcla adyacente a las secciones gasíferas y acuíferas; y como resultado el cemento no fraguará tan rápido y firmemente contra la zona de aceite como con otras partes expuestas del pozo. En segundo lugar, el cemento no forma una unión firme contra una superficie cubierta de petróleo; pero se adhiere fijamente a una superficie cubierta de agua.

Desde que tanto los fluidos de inyección como el agua ó ácido no son totalmente satisfactorios como agentes de fracturamiento, pues cada material tiene sus ventajas y desventajas, parece ser desde el punto de vista puramente teórico, que un cemento de baja pérdida de agua-menos de 100 c.c. en 30 minutos- podría ser un buen material para este propósito, pues no tendría la desventaja que presentan los fluidos de inyección y el agua.

Algunos trabajos de forzamiento tienen por objeto desplazar la mezcla de cemento dentro de la formación a una altura dada, para evitar la migración vertical de fluidos inconvenientes. Esto solo es posible lograrlo cuando se trata de formaciones relativamente homogéneas. Debido al hecho que tales formaciones son raramente encontradas en el campo, el agente de fractura y la mezcla de cemento son forzadas dentro de la sección aislada de la formación en el punto mas débil, sea una ranura en la formación, un hueco de bala, una debilidad causada por un plano de estratificación ó una faja suave dentro de la formación.

Algunas veces puede necesitarse forzar el cemento, a fin de que penetre en la formación paralelamente a los planos de estratificación en todas direcciones. Esto es deseable en casos en que el principal propósito del trabajo es de reducir al mínimo la tendencia de conificación-elevación del agua alrededor del pozo, en forma de cono, causada por efecto de la acción capilar y las variaciones en la presión de fondo-del gas ó agua. Si las condiciones de la formación le permiten efectuando un mayor número de

perforaciones a bala probablemente entre 10 y 20, se mejoran las posibilidades de lograr una capa de cemento paralela a los planos de estratificación y rodear completamente el pozo.

La práctica de campo ha demostrado que las perforaciones son algunas veces difíciles de taponar por el forzamiento de la mezcla de cemento. Esto se ha evidenciado por el hecho, que muchas veces se requieren varios trabajos de cementación forzada para cerrar completamente un conjunto de perforaciones. Es muy importante el control de la cantidad de cemento colocada dentro de la formación. En algunos pozos, grandes cantidades de cemento pueden desplazarse dentro de la formación antes de alcanzarse una alta presión final.

En otros pozos es difícil desplazar cualquier cantidad apreciable de mezcla dentro de la formación antes que el cemento se deshidrate y la presión aumente. En cierta extensión puede controlarse la cantidad de cemento forzada dentro de la formación con una variación del procedimiento. Así después de inyectada la cantidad predeterminada de cemento en forma normal, se deja de bombear e se hace lentamente por cortos periodos para luego tratar de levantar presión.

En esta forma es posible alcanzar altas presiones finales y limitar la cantidad de mezcla de cemento desplazada.

Adaptaciones para la cementación forzada.

El proceso de cementación forzada generalmente involucra el

uso de dos herramientas:

- 1.- Obturadores de forzamiento
- 2.- Obturador recuperable

Los obturadores de forzamiento Howge (Fotografía N° 27) pueden ser de dos tipos: "DM" y "DC". El primero es hecho de una aleación de magnesio de alta resistencia adecuado para forzamiento o temporalmente como tapón intermedio. No es conveniente su utilización como tapón intermedio permanente debido al efecto que tienen los fluidos del pozo sobre la aleación de magnesio. El segundo es hecho de hierro fundido de alta resistencia y es el único tipo apropiado para ser utilizado como tapón intermedio permanente. Puede también emplearse para cualquier trabajo de cementación forzada.

Ambos obturadores de forzamiento son perforables, siendolo mas facilmente el tipo "DM". Han sido contruidos y diseñados para aplicación general en cualquier pozo, prescindiendo de la profundidad y presión, para impedir la entrada de fluido en cualquier dirección. Están constituidos por las siguientes partes (Figura N° 31): conjunto de válvula de circulación, obturador de forzamiento propiamente dicho "DM" ó "DC" y cogedor de desechos.

El conjunto de la válvula de circulación está compuesto de: cuerpo de resortes de fricción, resortes de fricción, manguito, camisa, mandril inferior y anillo de empalme.

El obturador de forzamiento propiamente dicho "DM" ó "DC"

está constituido por: camisa de tensión, caja de anillo de cierre, cuñas superiores, anillos fijadores de las cuñas, mandril, calce de tope, obturador de empaque, calce de fondo, válvula de contrapresión y cuñas de fondo.

El cogedor de desechos está formado de una sola pieza y es parte opcional, su diseño ayuda a evitar que los desechos interfieran en la operación de anclaje del obturador de forramiento.

La operación de anclaje de esta herramienta (Figura N° 33) consiste en acoplar el mecanismo de anclaje de la válvula de circulación al obturador propiamente dicho y luego bajarlo mediante tubería.

La válvula de contrapresión en la parte inferior del obturador permanece abierta permitiendo en esta forma que el fluido pase en cualquier dirección. Al llegar el obturador a la profundidad deseada, se circulan 5 ó 6 barriles alrededor de este, después de lo cual se le da a la tubería de producción o perforar 35 vueltas a la derecha, dando lugar a que la camisa de la válvula de circulación se mueva hacia abajo dentro de la caja del anillo de cierre sobre la parte superior del obturador para abrir los anillos fijadores de las cuñas y forzar las superiores contra la tubería de revestimiento. A continuación se levanta hacia arriba la tubería de producción anclándose en esta forma las cuñas de tope, soltándose la válvula de contrapresión a la posición cerrada y comprimiendo el elemento de empaque causa que éste se dilate contra la tubería de revestimiento para formar un perfecto cierre

y se anclan las uñas inferiores; el obturador de foramiento queda anclado firmemente dentro de la parte de tubería. Al continuarse levantando la tubería de producción la camisa de tensión se rompe, y la válvula de circulación se suelta del obturador.

La fuerza tensora requerida para producir la ruptura varía con el diámetro del obturador. Así, se necesitan 30,000 libras para 7 5/8" ó más; 20,000 libras para 7" ó 6 5/8" y por último 15,000 libras para 6" ó 5 1/2".

Se establece circulación después de anclarse el obturador levantándose la válvula de circulación mediante la tubería, quedando en esta forma encima del obturador sin tocarlo. Luego se baja nuevamente la tubería, a fin de que la válvula de circulación vuelva a entrar y se pose en el obturador, produciéndose en esta forma un cierre hermético que se debe a dos sellos formados entre el extremo inferior de la válvula de circulación y el obturador. Uno constituido por el asiento de bronce y el otro por la empacaturadura situada en la parte superior del mandril.

Después de ejecutado el trabajo de cementación forzada, la tubería se levanta, quedando de este modo la válvula de circulación encima del obturador. Se invierte la circulación y se extrae el exceso de cemento. Luego se saca la tubería de producción y la válvula de circulación, dejándose el obturador para ser perforado posteriormente ó bien como tapón intermedio.

Cuando los obturadores de foramiento "DM" y "DC" se utilizan como tapones intermedios, se aconseja el empleo de un tapón

obturante (Figura N° 32) con elemento de empaquetadura para sellar dentro el asiento de válvula y con cuñas para evitar que salga. Puede soportar presiones mayores a 10,000 libras por pulgada cuadrada. Puede colocarse en dos formas:

- 1°) Soltándose dentro de la tubería de revestimiento después que el obturador de forzamiento se encuentre a la profundidad deseada. Pasa a través de la válvula de circulación y se pesa sobre el asiento de válvula. A continuación se aplica alrededor de 500 libras con lo cual se le empuja a su posición adecuada y se encian las cuñas.
- 2°) Insertándolo en su posición conveniente en el asiento de válvula antes de bajar el obturador de forzamiento dentro del pozo. Deberá tomarse la precaución de lubricar los anillos de caucho con aceite o grasa previamente a su instalación. Si se emplea el tapón obturante de este modo, deberá tenerse presente que la tubería no se llenará hacia arriba durante su caída dentro del pozo. Cuando el tapón obturante está en su lugar se mantendrá firmemente contra presión de cualquier dirección permitiendo así un cierre independiente de la válvula de contrapresión.

Dentro del obturador se encuentra un asiento para una bola obturadora de $1\frac{5}{16}$ " , puede bombearse ya sea una bola plástica que flota en la mezcla de cemento y puede bombearse con él, ó bien una de bronce que es lo bastante pesada para caer a través de cualquier fluido de pozo. Cualquiera que ella sea puede dejarse caer

dentro de la tubería para luego pesarse sobre su asiento dentro del obturador de forzamiento, después de haber pasado a través de la válvula de circulación.

Otro modo de anclar el obturador de forzamiento, después de haberle dado las 35 vueltas a la derecha a la tubería consiste en levantarla lentamente con la mitad de la fuerza de ruptura de la camisa de tensión y esperar medio minuto, luego continuar levantando hasta llegar a los $\frac{3}{4}$ de la fuerza de ruptura de la camisa tensada y aguardar medio minuto antes de partirla en dos.

Por último no es necesario colocar peso sobre la tubería para vencer la fuerza hacia arriba causada por la presión de forzamiento, desde que esta fuerza actúa en el tope de la tubería no produciendo por este motivo dificultades, a menos que sea lo suficiente grande como para levantar totalmente la sarta. Esta fuerza (libras) puede determinarse multiplicando la presión de forzamiento (lbs/pulg. cuadrada) por 1.8 (area del madril inferior de la válvula de circulación en pulgada cuadrada.)

No es probable que bajo cualquier condición práctica la presión de forzamiento requerida para cualquier profundidad sea mucho mayor como para levantar totalmente la sarta; por ejemplo a 3,000 pies con tubería de producción de 2 $\frac{3}{8}$ " de D.E. de 4.60 lbs/pie podrá emplearse:

$$\frac{3,000 \times 4.60}{1.8} = 7,667 \text{ lbs/pulg. cuadrada.}$$

Si se utiliza tubería de producción de 2 $\frac{7}{8}$ " de D.E de 6.40

lbs/pulg. También a la profundidad de 3,000' se podrá emplear:

$$\frac{3,000 \times 640}{1.8} = 10,667 \text{ lbs/pulgada cuadrada}$$

Estas presiones permisibles aumentan con la profundidad.

Para fracturar una formación y luego ejecutar una cementación forzada es necesario colocar un mínimo de peso de tubería que se indica en la Tabla N° 25 para una presión determinada, mas 5,000 libras.

Los pesos que se dan en la Tabla N° 25 son los necesarios para vencer la fuerza hacia arriba del fondo de la tubería causada por la presión. Las 5,000 libras adicionales se requieren para dar un buen cierre entre la válvula de circulación y el anillo de válvula.

Las cantidades dadas son las mínimas y puede colocarse cualquier peso mayor que se desee.

TABLA N° 25

Presión lbs/pulg.cuad.	D.E. DE LA TUBERÍA						
	2 1/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2	5 9/16	6 5/8
0	0	0	0	0	0	0	0
500	20 00	3000	4000	6000	8000	12000	17000
1000	3000	5000	8000	11000	15000	23000	33000
1500	5000	8000	12000	17000	22000	34000	
2000	6000	10000	16000	22000	29000		
2500	7000	12000	20000	28000	36000		
3000	9000	15000	24000	33000			
3500	10000	17000	28000				
4000	11000	19000	32000				
4500	12000	22000	36000				
5000	14000	24000	40000				

El obturador de forramiento para pozo abierto, es casi igual a los obturadores de forramiento "DC" - "DM" diferenciándose únicamente por el aditamento de un mandril de extensión y un elemento de cierre de escudo de 13" o más de longitud. Este obturador se utiliza en formaciones duras de pozo abierto y que están proximas al verdadero diámetro de la broca. Puede anclarse a 11,000' de profundidad y soportar presiones hasta de 5,000 lbs. La parte mecánica de su anclaje es igual que la de los obturadores de forramiento y tapones intermedios. Es también perforable.

El obturador recuperable (Fotografía N° 28) tiene múltiples aplicaciones dentro de las operaciones de cementación forzada. Se utiliza en:

- 1°.- Reparación de escapes en la tubería de revestimiento.
- 2°.- Recementación alrededor de la zapata.
- 3°.- Recementación de tubos revestidores de fondo.
- 4°.- Corrección de altas relaciones gas aceite.
- 5°.- Control ó aislamiento de agua.
- 6°.- Corrección de canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento.
- 7°.- Trabajos suplementarios de la cementación primaria de la tubería de revestimiento.
- 8°.- Corrección de anomalías que ocurren en zonas perforadas de pozos revestidos.

Un conjunto completo consta de un cuerpo con cañas hidráulicas, dos copas empaquetadoras y una válvula de circulación.

La operación de esta herramienta (Figura 3b) consiste en conectarla a tubería de producción o perforación y luego bajarla dentro del pozo. Los resortes de fricción en contacto con la pared interior de la tubería mantienen abierta la válvula de circulación y la camisa tapadora de los pasos sobre el mandril de la válvula con lo que el fluido se equilibra dentro del obturador.

Cuando se llega al punto de su anclaje, los pasos se cierran levantándose la tubería unos 3 pies. Se aplica entonces presión de fluido que impulsa las cuñas hidráulicas desalojándolas y ajustándolas en la pared de la tubería al mismo tiempo las copas de caucho se dilatan contra la misma. Al aumentar la presión del fluido en la tubería de producción o perforación, las copas se ajustan más herméticamente y las cuñas se afianzan con tal fuerza que permiten aplicar las presiones requeridas para la cementación forzada, por debajo de las copas obturadoras.

La válvula de circulación puede abrirse bajando la sarta, cuando haya que desplazar fluido en la tubería de producción o de perforación. Para cerrarla, se levanta la sarta. Terminado el trabajo, se descarga la presión por la sarta, la que se pasa al espacio anular para establecer circulación de fluido alrededor del obturador y a través de la tubería de producción hacia arriba, con lo que se extrae del obturador y de la tubería todo exceso de cemento.

En caso necesario puede desconectarse la válvula de circulación mediante una junta de seguridad instalada debajo de ella, la

ciéndola rotar a la derecha. Debajo de esa junta todas las piezas están hechas de material perforable.

El extremo inferior del conjunto obturador está diseñado para tubo de cola y accesorio con malla.

Basta un viaje al fondo para ejecutar una serie de cementaciones forzadas en puntos predeterminados, en sucesión rápida; e bien, para verificar pruebas de escapes en la tubería revestidora, haciéndolo mas económico que los obturadores de forzamiento perforables. No quiere decir esto que quedan eliminados los obturadores perforables o los tapones intermedios provisionales, si no que los resetables aceleran la tarea de reparación de los pozos.

Ejemplo de la cementación forzada

Como ya se ha indicado anteriormente, la cementación forzada es un proceso físico de aplicación de fuerza hidráulica a una mezcla de cemento para forzarle ó "exprimirlo" dentro de un espacio permeable de una formación expuesta, e a través de perforaciones ejecutadas en la tubería de revestimiento o del tubo revestidor de fondo.

Gracias a la selección de cementos especiales para pozos, de las proporciones agua-cemento y de varios ingredientes, hoy se cuenta con un procedimiento variable según el propósito, que resuelve muchos problemas de corrección o remedio en un pozo productivo de petróleo ó gas.

La cementación forzada se emplea en los siguientes casos:

- 1°) Reducir las altas relaciones gas-petróleo.
- 2°) Impedir u obturar la entrada de agua.
- 3°) Reparar escapes en la tubería de revestimiento.
- 4°) Aislar una zona productiva antes de perforarla para colocarla en producción.
- 5°) Cementación secundaria para corregir defectos tales como canalización o la insuficiencia de cemento de un trabajo de cementación primaria, etc.
- 6°) Sellar una formación de baja presión que capta petróleo, gas o fluidos de perforación.
- 7°) Abandonar horizontes agotados para impedir la migración de fluidos y reducir la posibilidad de contaminación de otros horizontes u otros pozos.

En muchos campos se presenta encima del petróleo, un espesor de gas que comúnmente se le denomina cresta gasífera, y que no está separado de este por un estrato interyacente de lutita. Conforme el petróleo sale puede ocurrir una caída de presión que permite expandirse a la cresta gasífera, dando lugar a que entre al pozo excesivas cantidades de gas libre. La reparación usual consiste en bajar a través de la tubería de revestimiento un tubo revestidor de fondo, cementarlo opuestamente a la zona productora de gas y luego perforarlo en la sección inferior productora de petróleo. En esta forma se logra reducir frecuentemente la relación gas-aceite. Desde otras veces, que por haberse completado el pozo

se con tubería de diámetro reducido (Figura N° 35) no es posible disminuir aún más el diámetro bajando un tubo revestidor de fondo. Por esta razón es necesario bajar un obturador de forzamiento adecuado, usualmente 5 pies encima de la zapata de la tubería de revestimiento y exprimir cemento a alta presión dentro de la parte superior de la zona productiva expuesta. En este tipo de trabajo generalmente es preferible taponear la parte inferior productiva variando grava y encima una capa de cemento, o material similar, antes de aplicar presiones de forzamiento.

Así se da a la zona productiva máxima protección contra daños que puedan producirle estas presiones. Después del forzamiento, se limpia el pozo y luego se perfora de nuevo la zona inferior para restaurar la producción de petróleo.

En situación similar, la tubería de revestimiento puede haberse colocado a través de la zona productiva (Figura N° 36); pero todavía existe una alta relación gas-petróleo. En este caso se perfora la tubería opuesta a la cresta de gas, dejando un intervalo corto de tubería no perforada justamente encima de las perforaciones primitivas, de tal modo que un obturador de forzamiento pueda ser anclado como tapón intermedio en la parte superior de la zona productora de petróleo. Otro obturador de forzamiento se coloca en la parte superior de la sección productora de gas, encima de las más altas perforaciones, luego se exprime cemento dentro de la formación. Después que se perforan los obturadores y cemento, se perfora nuevamente la tubería opuesta a la sección

productiva y el pozo queda recompletado.

En algunas ocasiones el gas yace inmediatamente encima del petróleo dando como consecuencia que en el momento de la completación sea prácticamente imposible localizar el contacto gas petróleo sin perforarse por lo menos una pequeña distancia en la zona productiva de petróleo. Esta situación (Figura N° 37) se arregla con frecuencia perforando ligeramente dentro de la sección productiva de petróleo. Luego se baja tubería de revestimiento hasta el fondo y se cementa. Después que el cemento ha fraguado, se perfora la tubería opuesta a la zona productora de gas, y se anela un obturador de forzamiento en la parte superior de la zona productora de gas, y se exprime cemento a través de las perforaciones. Después se perfora el obturador de forzamiento y el cemento subyacente penetrándose suficientemente en la zona productiva de petróleo para obtener producción.

Es muy común la producción de agua en las partes estructurales inferiores. Los pozos pueden ser perforados originalmente muy profundo y obtenerse agua; o en los pozos marginales, el agua puede subir debido a extraerse petróleo del reservorio. En general, son frecuentemente efectivos los métodos de retrotaponamiento para impedir la entrada de este tipo de agua; pero otras veces se obtienen mejores resultados exprimiendo cemento. Si la tubería ha sido colocada en el tope de la zona productora de petróleo, el forzamiento se ejecuta frecuentemente en pozo abierto con el obturador anclado cerca al fondo de la tubería. Generalmente

el contacto del cemento con la zona productiva no tiene un efecto perjudicial. En esta forma se reduce muchas veces la producción de agua, si no es completamente excluida, sin afectar materialmente la producción de petróleo.

En otros casos una arena de agua puede estar inmediatamente encima de otra de petróleo y por esto puede ser difícil excluir el agua si se intenta colocar la tubería de revestimiento en la cúspide de la zona de Petróleo. La práctica usual es perforar la sección productiva, cementar tubería en el fondo y perforar la zona inferior para obtener petróleo. Si el agua está demasiado estrechamente asociada con el petróleo, la sección acuifera se perfora previamente, se exprime cemento y luego se perfora la zona petrolífera.

Así mismo, agua puede entrar al pozo proveniente de una zona superior debido a una cementación defectuosa alrededor de la parte inferior de la sarta de tubería. En tales situaciones, la parte superior del espacio anular está obstruida por cemento, por cuya razón no pueda establecerse circulación para cementar nuevamente la tubería empleándose métodos convencionales. Para excluir esta agua, se coloca un obturador cerca del fondo de la tubería y se exprime cemento con el objeto de forzar la mezcla hacia arriba y alrededor de la sarta.

Otras veces sucede que la arena de agua encima de la zona de petróleo está separada por un estrato delgado interyacente de lutita no consiguiéndose impedirle la entrada (Figura N° 38). Se

perfora entonces la sección productiva, se baja tubería hasta el fondo y se cementa. Se perfora primero la tubería opuesta a las arenas de agua situadas encima y luego se ancla un obturador de forzamiento como tapón intermedio en el punto opuesto a la luti- ta entre las arenas de agua y petróleo. Un segundo obturador se ancla en la parte superior de la arena de agua y se fuerza cemen- to a través de las perforaciones. Después que ha fraguado el ce- mento, se perforan los obturadores, se perfora la tubería opuesta a la sección petrolífera y se completa el pozo de manera normal.

Cuando se trata de impedir la entrada de agua y gas en la misma operación (Figura N° 39) se ancla un obturador de forza- miento previamente en el lugar adecuado y a través de la tubería de producción se bombea cemento en etapas de 35 a 100 bolsas, lug- go se desplaza el cemento con agua suficiente para limpiar el ob- turador y las perforaciones del cemento. Se deja fraguar por unas 3 horas, y se repite nuevamente este procedimiento hasta que se logre obtener suficiente presión para asegurar el éxito del trabajo. Si se desea, pueden colocarse camadas múltiples en forma conti- nua sin esperar, que el cemento frague, cada etapa se separa con agua.

Esta operación se emplea también, cuando la cantidad de ce- mento que se requiere no puede estimarse por adelantado y cuando se determina que son aconsejables cantidades adicionales de cemen- to, debido a que la presión necesaria para colocar una camada no es lo bastante alta para indicar que se ha exprimido suficiente

masa contra la formación, para dar el mas efectivo resultado.

El agua que sigue al cemento se purga dentro del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción abriendo la válvula de circulación. El cemento que forma la próxima camada se bombea a través del obturador cerrando la válvula de circulación. De este modo, cemento - y solamente cemento - se fuerza dentro de la formación. Las camadas se continúan hasta alcanzarse la presión deseada. Generalmente el empleo de este proceso, que se le denomina obviamente de camadas múltiples, permite levantar presiones finales de forzamiento más altas que la presión de la formación.

Eventualmente se encuentra que penetra agua a un pozo desde una parte superior a través de una filtración en la tubería que ya ha sido cementada. El procedimiento es similar a los ya descritos anteriormente. Se ancla un obturador de forzamiento como tapón intermedio justamente bajo el escape. Un segundo obturador se ancla en la tubería encima del escape. Se exprime cemento dentro del escape. Si no se levanta suficiente presión será necesario ejecutar un trabajo de camadas múltiples para obtener los resultados deseados. Luego se deja fraguar el cemento y se perfora este y los obturadores colocados dentro de la tubería.

Deberá tenerse presente, que no siempre es posible lograrse en cualquier reservorio una exclusión permanente del gas o agua libres, si es que habrán futuros cambios en los contactos gas-petróleo ó petróleo-agua. La extracción de petróleo de un reservorio

rie cambia la posición de los contactos gas-petróleo y petróleo-agua. Conforme estos cambios tienen lugar, agua ó gas pueden aparecer nuevamente en un pozo que ha sido sometido a trabajo de cementación forzada. Por esta razón se pueden necesitar operaciones adicionales de forzamiento para promover la mas eficiente recuperación de petróleo.

Teoría de la Cementación Forzada

Como ya ha sido indicado anteriormente la cementación forzada es un método por el cual una mezcla de cemento es forzada, o exprimida, mediante presión dentro o contra, una formación permeable, ó a través de perforaciones en la tubería de revestimiento o tubo revestidor de fondo, en puntos predeterminados con los propósitos ya enumerados.

No ha sido posible demostrar definitivamente todas las causas para los efectos obtenidos en los trabajos de cementación forzada. Algunas de ellas todavía están en discusión.

La cementación forzada no debe considerarse como un nuevo método, aunque el procedimiento difiere en muchos aspectos de los otros métodos de retortaponeamiento que se emplean usualmente en un intento de obtener los mismos resultados.

Anteriormente, las presiones aplicadas estaban limitadas a la presión que podían soportar con seguridad las sartas de tubería y los obturadores de producción. En la actualidad se han vencido en determinado grado, estos obstáculos, pues la presión que

se aplica está limitada por la capacidad de las bombas, la potencia, la resistencia de la tubería de producción o perforación y la resistencia a la ruptura o aplastamiento de la tubería de revestimiento en la zona inmediata a ser forzada.

El desarrollo de los obturadores de forzamiento constituye uno de los factores mas importantes en el adelanto del proceso de "exprimir" cemento, desde que permite la colocación de la mezcla a través de la tubería de producción en lugar de soportar la presión directamente la tubería de revestimiento.

Se ha establecido desde hace algún tiempo, que uno de los agentes esenciales en el éxito de muchas operaciones de cementación forzada es la ruptura de la resistencia de la formación con ácido o agua a alta presión, como ya ha sido indicado anteriormente, antes de colocar el cemento. Generalmente la presión requerida para forzar agua dentro de un reservorio no depletado o parcialmente depletado será mayor en el momento de su aplicación, que la actual presión de fondo del pozo. La presión inicial de ruptura, es en muchos casos, de 50 a 100% mayor que la presión de fondo. Cuando se somete la arena a esta presión de ruptura, se pueden introducir grandes cantidades de fluido, mientras se mantenga la presión. Sin embargo, una vez establecido el movimiento de agua dentro de la formación, la presión decrece generalmente. Si se detiene la bomba, y después de un tiempo se reinicia nuevamente el bombeo, la presión necesaria para introducir agua, será aproximadamente igual a la de ruptura. Se considera que el pozo

esté en condiciones para exprimir cemento, cuando se ha establecido un flujo uniforme y la presión alcanza un mínimo constante. Las causas de declinación de la presión de entrada se han atribuido variadamente a incrementos en la permeabilidad de la formación y a la formación de canales a través de los cuales se mueve el agua más fácilmente. Se ha sugerido también que las condiciones estáticas de inercia del pozo podrían ser una causa posible de este fenómeno. Si esto es cierto ¿que cambios físicos ocurren en la formación para aumentar su permeabilidad?, ó como se podría decir más apropiadamente, su capacidad para tomar fluido conforme se aplica la presión de agua. En todas ellas hay probablemente diversos factores envueltos.

Los incrementos de permeabilidad presumiblemente ocurren cuando se aumenta el tamaño original del espacio poroso; aumentos en la capacidad de la formación para tomar agua podrían atribuirse al desalojamiento de partículas o fragmentos de arena, ó a la separación actual de capas en la arena, para formar cavidades ó canales de mayor tamaño que las aberturas normales.

Los factores que pueden tener influencia en este proceso son :

- 1.- Desintegración de la arena por la acción del agua.
- 2.- Erosión por la acción del agua y por excesivo gas libre.
- 3.- Cambios estructurales en la formación debidos a las altas presiones ejercidas durante la introducción del agua y de la mezcla de cemento; que puede consistir de un fracturamiento actual de la formación a lo largo de los planos de estratificación.

ción e planos sedimentarios de poca consistencia con lo cual se forman aberturas dentro de las cuales el cemento se puede alejar.

El efecto desintegrante del agua sobre el material aglomerante que mantiene unidos los granos de arena, y que en muchos casos consiste de arcilla, puede ocurrir en tres formas diferentes. La primera consiste en un ablandamiento y aflojamiento de la arcilla haciéndola al comienzo algo plástica y posteriormente fracturando el material hasta el punto en que irá en suspensión en el agua y así aflojando y desalojando los granos de arena. La segunda, implica una combinación molecular del agua con los minerales de la arcilla, dando lugar a que las partículas de arcilla aumenten su tamaño, y de este modo fracturan los granos de arena alejándose de su posición anterior en el estrato. La tercera, en la disolución de sales minerales que se encuentran comúnmente precipitadas en las arenas marinas, con lo cual queda aumentada la porosidad efectiva de la misma, debido pues al agrandamiento de los poros de la arena.

Probablemente los efectos precedentes no son tan importantes cuando el agua es forzada dentro de una formación que contiene agua; pero es posible suponer y esto puede ser ampliamente confirmado comparando testigos de arenas que contienen aceite, gas y agua, que las arenas de agua son mas deformables por causa de los efectos ya mencionados. El petróleo y el gas no tienen estos efectos sobre la estructura física de la formación.

En los reservorios de calizas no son tan aparentes los efectos de ablandamiento, expansión molecular y solución a causa de su mayor resistencia y a su diferente composición química. Es por ésta razón que se emplea frecuentemente ácido, en lugar de simplemente agua, con el objeto de agrandar por disolución el espacio poroso, antes de la introducción de cemento.

La acción de erosión del agua fluyendo a través de la arena permite un medio de transporte para las partículas de arena y arcilla que se han fracturado por las causas anteriores.

Pueden formarse espacios abiertos adicionales por la acción de lavado del agua conforme es introducida y por compactación de la formación bajo fuerte presión. La explicación mas admisible del frecuente aumento en la capacidad de la formación para tomar fluido, y en el agrandamiento del espacio dentro del cual grandes cantidades de cemento pueden introducirse, parece depender de la ruptura o desunión de la formación a lo largo de los planos de estratificación u otras líneas de fragilidad sedimentaria.

En general, se ha encontrado que las presiones de ruptura son mas bajas en formaciones suaves y desmenuzables que en formaciones duras.

Asimismo, se ha determinado, que usualmente una formación ha sido satisfactoriamente "exprimida" cuando después de la inyección de una parte de la mezcla de cemento, la presión requerida para mantener el flujo aumenta hacia la presión de ruptura alcanzada para ese trabajo. Si después de la introducción de la mezcla de cemento dentro de la formación no hay aumento de presión encima

de la requerida para mantener la inyección de agua, es una indicación que la formación tiene una relativamente alta permeabilidad y que el cemento se obturará efectivamente, conforme se ha deseado, los poros de la formación. Para obtener finalmente buen resultado sino es posible alcanzarlo con una etapa, será necesario ejecutar un trabajo de forzamiento por capas múltiples.

Procedimientos de cementación forzada.

El proceso de cementación forzada usualmente incluye la utilización de un obturador de forzamiento. El procedimiento es el mismo según se ejecute en pozo abierto o revestido, debiéndosele llenar o no previamente de agua o barro según sean las condiciones existentes.

Se acopla el obturador de forzamiento a la válvula de circulación, la que a su vez se conecta a la tubería de perforar o de producción, bajándose dentro del pozo hasta la profundidad deseada y luego se le ancla siguiendo las pautas indicadas anteriormente. Si es necesario utilizar un obturador mas por requerirlo así las condiciones de la operación a ejecutarse, se sigue el mismo procedimiento. A continuación se levanta la válvula de circulación hasta separarla del obturador y se bombea agua a través de la tubería de perforación o producción hasta lograrse retorno, por el espacio anular. Se baja la válvula de circulación introduciéndola en el obturador hasta su asiento con lo que se logra un cierre hermético. Luego se bombea agua en cantidad suficiente a través del obturador para procurar el fracturamiento de la forma-

ción. Se observa la presión máxima de ruptura y la mínima subsiguiente. La diferencia entre estas dos presiones frecuentemente da una indicación de la cantidad de cemento a emplearse. A continuación se bombea a través de la tubería de perforación ó producción la mezcla de cemento con una densidad aproximada de 15 lbs/gal. teniéndose la válvula de circulación abierta, es decir, fuera del obturador de forzamiento a fin de permitir desplazar el agua contenida en la tubería de perforación ó producción, al espacio anular.

Por cálculos volumétricos se puede determinar en que momento la válvula de circulación debe cerrarse nuevamente en el obturador para cerrarla y permitir la introducción de la mezcla de cemento dentro de la formación. Generalmente se considera que el trabajo está finalizado cuando, durante la introducción de la mezcla la presión aumenta tendiendo hacia la presión de ruptura. Si en ese momento quedara algo de cemento dentro de la tubería de perforación ó de producción, se levanta esta a fin de separar la válvula de circulación del obturador y se invierte la circulación para extraerlo. Luego se extrae la tubería con la válvula de circulación, dejándose anclado el obturador para subsiguientemente ser perforada.

Según sea el caso, si después de la introducción de toda la mezcla de cemento no se logra que la presión se aproxime a la de ruptura, podría ser necesaria el bombeo de otra camada con el objeto de impedir la entrada de gas o agua.

Se logra mejorar este procedimiento empleandose lenta presión de bombeo al exprimirse el cemento, con lo cual se utiliza misma cantidad de mezcla para obtener una alta presión final.

Esta variación consiste en introducir en la formación la tercera parte de la mezcla a alta velocidad (2 á 3 bbls/min). Luego el segundo tercio a menor velocidad. (1 bbls/min). Si la presión no se entera al principiarse a bombear la última tercera parte, la velocidad de inyección de las bombas deberá bajarse entre $1/4$ á $1/2$ bbl/min ó mas mientras que el cemento se mantenga en movimiento. Este bombeo lento casi siempre se traduce en un aumento de presión. También es efectivo periodos alternados de bombeo y cese; pero tiene el inconveniente de correrse el riesgo que el cemento se gelatinice ó frague mientras no está en movimiento y así resistir movimiento hacia arriba o hacia abajo de la tubería de perforación o producción.

Cuando se produce el aumento de presión, se le mantiene durante un minuto aproximadamente antes de invertir la circulación para extraer el exceso de cemento.

Es conveniente anclar el obturador de 50 á 100 pies encima del fondo de la tubería, cuando hay alguna duda que ésta esté cementada firmemente alrededor de la zapata. De otra manera, por los transmisores hacia arriba y alrededor del exterior de la tubería, las altas presiones de forzamiento que aplastarian a la sarta en el punto en donde el obturador está anclado.

En los pozos de altas temperaturas de fondo deberá emplearse.

cementos de lento fraguado. El cemento Portland se utiliza en las zonas de baja temperatura de fondo y particularmente si se aplica proceso de cementación por caudales múltiples, debido a que fragua más rápido y por esto tiende a levantar presión más rápidamente.

Algunas veces se utilizan con muy buen resultado mezclas de bentonita con cemento.

Una limpieza cuidadosa del pozo aumenta las probabilidades de éxito en todos los trabajos de cementación forzada. Cuando el forzamiento se ejecuta en pozo abierto, es práctica usual lavar la superficie de la formación y aún limpiarla con raspador lateral de pared antes de principiar las operaciones de exprimir cemento. La cara del pozo puede limpiarse más lavándola con un volumen considerable de cemento que permita asegurarla contra la contaminación. Con este objeto en algunos casos se utilizan de 25 á 100 balsas.

El éxito de cualquier trabajo de cementación forzada, frecuentemente estará indicado por la presión final que se obtenga; en formaciones de arena, parece dar el mejor resultado una presión final de 3,000 libras por pulg. cuadrada o más.

Deberá tenerse presente que la relación agua cemento es un factor en la resistencia del fraguado final del cemento colocado en el pozo. Si se emplea menos agua menor será la densidad del cemento; y la mezcla más espesa que pueda manipularse probablemente dará el mejor resultado. El cemento promedio requiere aproxi-

matamente 20% de agua para su completa hidratación; pero tal mezcla no es bombeable y alrededor del doble de esta cantidad de agua es lo menos que puede usarse. Aunque la mezcla de 15 lbs por galón es la que mas comúnmente se usa, se han colocado con éxito mezclas de 16 á 17 lbs por galón. Con frecuencia mezclas ligeras, que tienen aproximadamente una densidad de 12.5 lbs por gal. se bombean primero en el pozo para que transporten las partículas mas finas de cemento dentro de la formación.

A continuación de esta mezcla ligera puede bombearse una mas densa, que corrientemente puede ser un cemento normal, si la primera mezcla está constituida por cemento de lento fraguado.

Después de perforarse el obturador y el cemento situado bajo éste, la mezcla suave que puede quedar sobre la cara de la sección productiva, en los trabajos ejecutados en pozo abierto, puede removerse mediante lavado e excitación (limpieza con escobillón)

En pocos casos se han empleado con este propósito el raspado y raspeo de pared.

Cuando el forzamiento se ejecuta a través de perforaciones, se observa que, aunque el cemento no fragua en una sección petrolífera, una mezcla barrosa compuesta de fluido de inyección y cemento puede quedar detrás de la tubería, con lo cual se hace difícil muchas veces inducir a fluir al pozo. Este material viscoso y pesado parece que obtura algunas veces las perforaciones en tal forma que hasta las pruebas con el recogemuestras del estrato o formación pueden fallar. En tales casos, se puede intentar des

procedimientos. Si se considera que el material causante de la dificultad consiste principalmente de fluido de inyección, puede colocarse en el fondo y luego forzarse a través de las perforaciones, una solución de 100 lbs de Quebracho y 50 lbs de pirofosfato tetrasódico en 50 btls de agua. Este agente defloculante destruye el barro y permite que el pozo se complete normalmente.

Si el material obturante es principalmente cemento, para destruir el material de sedimentación puede introducirse una solución al 15% de ácido clorhídrico. El tratamiento con ácido da resultados absolutamente consistentes; pero tiene la desventaja que corre el riesgo de no lograr el resultado del trabajo de espueración forzada en la exclusión de gas o agua.

Así mismo, también se emplean otras sustancias químicas con el agua que se bombea con el objeto de limpiar previamente la superficie de la arena.

No hay un criterio definido para la terminación del tiempo de espera después de haberse "exprimido" cemento. Sin embargo puede considerarse como conveniente 24 horas o menos según sean las condiciones.

En la actualidad la experiencia indica que puede considerarse la presión final de fondo en el forzamiento del cemento igual a la profundidad del pozo $\times 1.0 + 2000$ libras/pulg².

Otra fórmula empírica que permite calcular la presión recomendada de forzamiento esta basada en: 40% de la profundidad del pozo mas 1,000 lbs ó menos 500 lbs con agua en la tubería de pro-

Inyección.

La presión manométrica se obtiene multiplicando este factor por la profundidad del pozo mas 500 lbs mínimo o más 1,500 lbs. máximo. En la Tabla N° 26 se dan las presiones recomendadas de forzamiento.

TABLA N° 26

Fluido de Inyección - Tabla de conversión
Presiones de Forzamiento Recomendadas
Cálculos basados en 1 Pie Cúbico de Agua = 62.4 lbs.

Carga de fluido

Peso por Galón	Peso por pie cúb.	Grav. Específ.	Presión por 100 pies alt.	Pies fluido por libra de presión.	Factor para obtener la presión manométrica de forzamiento recomendada.
Lbs	Lbs		Lbs. por pulg ²	Pies	

Petróleo

7.2	53.9	.86	37.4	2.67	.460 x Profundidad.
7.4	55.4	.89	38.4	2.60	.450
7.6	56.9	.91	39.4	2.53	.439
7.8	58.3	.94	40.5	2.47	.429
8.0	59.8	.96	41.5	2.41	.418
8.2	61.3	.98	42.6	2.35	.408

Agua Pura

8.34	62.4	1.00	43.3	2.31	0.40
8.4	62.8	1.01	43.6	2.29	.398
8.6	64.3	1.03	44.7	2.24	.387
8.8	65.8	1.05	45.7	2.19	.377
9.0	67.3	1.08	46.7	2.14	0.366
9.2	68.8	1.10	47.8	2.09	.356
9.4	70.3	1.13	48.8	2.05	.346
9.6	71.8	1.15	49.9	2.01	.335
9.8	73.3	1.17	50.9	1.96	.325
10.0	74.8	1.20	51.9	1.93	0.315
10.2	76.3	1.22	53.0	1.89	.304
10.4	77.8	1.25	54.0	1.85	.294
10.6	79.3	1.27	55.1	1.82	.283
10.8	80.8	1.29	56.1	1.78	.273
11.0	82.3	1.32	57.1	1.75	0.263
11.2	83.8	1.34	58.2	1.72	.252
11.4	85.3	1.37	59.2	1.69	.242
11.6	86.8	1.39	60.3	1.66	.231
11.8	88.3	1.41	61.3	1.63	.221
12.0	89.8	1.44	62.4	1.60	.209

12.2	91.3	1.46	63.4	1.58	.200	
12.4	92.8	1.49	64.4	1.55	.190	
12.6	94.3	1.51	65.5	1.53	.179	
12.8	95.7	1.53	66.5	1.50	.169	
13.0	97.2	1.56	67.5	1.48	0.159	
13.2	98.7	1.58	68.6	1.46	.148	
13.4	100.2	1.61	69.6	1.44	.138	
13.6	101.7	1.63	70.6	1.42	.128	
13.8	103.2	1.65	71.7	1.39	.117	
14.0	104.7	1.68	72.7	1.38	0.107	
14.5	108.5	1.74	75.3	1.33	0.081	
15.0	112.2	1.80	77.9	1.28	0.055	
15.5	115.9	1.86	80.5	1.24	0.029	
16.0	119.7	1.92	83.1	1.20	0.003	
16.5	123.4	1.98	85.7	1.17	(0.023)	(N)
17.0	127.2	2.04	88.3	1.13	(0.045)	(N)
17.5	130.9	2.10	90.9	1.10	(0.075)	(N)
18.0	134.6	2.16	93.5	1.07	(0.101)	(N)
18.5	138.4	2.22	96.1	1.04	(0.127)	(N)
19.0	142.1	2.28	98.7	1.01	(.153)	(N)
19.5	145.9	2.34	101.3	.99	(.179)	(N)
20.0	149.6	2.40	103.9	.96	(.205)	(N)

(N).- Negativo.

5) Cementación de formaciones cavernosas

Un problema frecuentemente encontrado durante la perforación de pozos de petróleo y gas, lo constituye el control y prevención de la pérdida de circulación del fluido de inyección.

Se puede definir la pérdida de circulación ó pérdida de retorno como la pérdida del fluido de inyección o mezcla de cemento, que se emplea en los procesos de perforación rotativa y completación de pozos, en los espacios vacíos de una formación. No debe confundirse con la reducción continua del volumen de lodo causada por la pérdida de la fase líquida del fluido de inyección como filtrado y la fase sólida como revoque, que se produce como proceso continuo sobre las superficies de las formaciones permeables.

La pérdida de circulación constituye uno de los problemas más costosos de la industria del petróleo. Los efectos perjudiciales que se experimentan, además de la pérdida de retorno del fluido de inyección y del alto costo que ello significa, están representados por el tiempo muerto de perforación, atascamiento de la tubería de perforar, erupciones, entradas de agua, y excesivos derrumbes de las formaciones.

Factores que influyen en las pérdidas de circulación

Pueden clasificarse en tres grupos:

1. Tipos de formaciones que causan pérdidas de circulación.
2. Condiciones del pozo.
3. Presión del fluido de inyección.

Los tipos de formaciones del subsuelo que pueden causar pérdidas de circulación se agrupan de manera general en cuatro clases:

1. Fracturas naturales e intrínsecas
2. Fracturas inducidas o creadas
3. Formaciones cavernosas (grietas y canales)
4. Formaciones altamente permeables ó no consolidadas (grava floja).

Mediante testigos extraídos de los pozos se ha podido determinar que las fracturas inducidas pueden ser horizontales, verticales y a diferentes ángulos.

Las fracturas inducidas o creadas se distinguen de las fractu-

ras naturales primarias en el hecho de que la pérdida de fluido de inyección en las fracturas inducidas requiere la imposición de presión de suficiente magnitud para romper, o quebrar o partir la formación, mientras que la pérdida de lodo a las fracturas naturales requiere solamente suficiente presión para exceder la del fluido dentro de la formación. La última condición presupone que en su estado sin alteración, algunas fracturas naturales pueden ser lo suficientemente grandes para permitir la entrada de lodo sin compactación, de las formaciones subyacentes o adyacentes.

Las formaciones cavernosas difieren de las fracturas en que probablemente son el resultado de fenómenos de solución. Las pérdidas de fluido de inyección ocurren cuando la presión del lodo excede la presión de formación de las cavernas.

La pérdida de fluido de inyección en las gravas flojas requiere que el pasaje intergranular sea de suficiente tamaño para permitir que entre totalmente el lodo y en la misma forma que para las fracturas y cavernas se necesita que la presión del barro de perforación exceda la presión de la formación.

Probablemente el tipo más difícil para evitar o controlar la pérdida de circulación es cuando ocurre en formaciones que contienen cavernas.

Los caracteres distintivos que permiten identificar las condiciones del subsuelo en que se producen las pérdidas de circulación pueden agruparse en la siguiente forma:

Fracturas Naturales.- 1) Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca. 2) Se evidencia la pérdida por un gradual descenso de los tanques de lodo. Si se continua la perforación y se exponen mas fracturas se puede producir una total pérdida de retorno.

Fracturas Inducidas.- 1) Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca, pero pueden presentarse más frecuentemente en formaciones con planos débiles característicos tales como lutita. 2) La pérdida normalmente súbita y acompañada por una pérdida total de retorno. 3) Puede seguir a la pérdida cualquier escape de presión. 4) Cuando ocurren pérdidas de circulación que en los pozos adyacentes no se han producido.

Cavernas.- 1) Están limitadas normalmente a las calizas. 2) La pérdida de circulación puede ser repentina y total. 3) La broca puede descender momentos antes desde pocas pulgadas hasta varios pies. 4) La perforación puede ser dura antes de la pérdida.

Formaciones no consolidadas.- 1) Descenso gradual de los tanques de lodo. 2) La pérdida puede ser total si se continua perforando. 3) Desde que se sabe que la permeabilidad de una roca debe exceder 100 darcy antes de que el fluido de inyección pueda penetrar y que la permeabilidad de las arenas de petróleo o gas raras veces exceden 3.5 darcys, es improbable que las arenas flojas sean siempre la causa de pérdidas de lodo, a menos que pueda ser atribuida a la facilidad con que se fractura este tipo de formación.

Los requisitos para la formación de fracturas están constituidas por la presión y las superficies sobre las cuales ella actúa, por esto las fuerzas resultantes son de suficiente magnitud y es-

tán ejercidas en tal forma que tienden a partir o a separar las formaciones.

Las siguientes condiciones pueden dar lugar al fracturamiento de las formaciones y pérdida del fluido de inyección.

1. Paredes impermeables homogéneas.
2. Irregularidades del pozo.
3. Fracturas intrínsecas.
4. Zonas Permeables
5. Sistema hidráulico cerrado.

Las fracturas impermeables homogéneas permiten la aplicación de la teoría del cilindro de pared gruesa en donde las fracturas verticales se producen cuando la presión interior del fluido excede la fuerza de tensión de la roca, más la presión externa descomprimida actuante para evitar que la roca se rompa en tensión.

Las irregularidades del pozo que pueden causar fracturamiento son las ranuras y los ensanchamientos de forma elíptica.

La presión puede propender a partir las formaciones en los ensanchamientos. A lo más, la presión puede exceder la suma de la fuerza de la roca más la presión efectiva de sobrecarga.

Los fluidos de inyección pueden penetrar dentro de las fracturas intrínsecas dando lugar a que la presión actúe perpendicular a los planos de fractura. La fractura así ensanchada permite la entrada de más cantidad de fluido. La presión necesaria es igual a la presión efectiva de sobrecarga más la presión requerida para extender las fracturas.

Los fluidos de inyección pueden entrar en las zonas permeables. Las formaciones se fracturan permitiendo estradas adicionales de fluido. A lo mas, la presión debe exceder la suma de la presión efectiva de sobrecarga mas la presión requerida para vencer la resistencia de la roca en la zona permeable a lo largo de los planos más frágiles ó débiles.

Un pozo sometido a cualquier presión superficial no solamente aumenta su presión de fondo sino que también puede colocar una parte de una formación en tensión ejerciendo una fuerza hacia arriba sobre el tubo igual a la presión de superficie por el area de la sección transversal del tubo. Esta condición probablemente sólo sea significativa en pozos poco profundos.

Conforme un pozo va aumentando su profundidad incrementa igualmente la presión del lodo encima de lo normal para mantener a los fluidos dentro de la formación. Las densidades varían generalmente entre 9.5 y 10.5 lbs/gal (71 á 78.5 lbs pie³ cúbico) con gradiente de presión de 0.494 á 0.546 lbs/pulg.² por pie de profundidad. Los fluidos de inyección bentoníticos a base de agua están formados de un sistema de tres partes: tracción inerte, gelatinosa y fase fluida. Generalmente estas fracciones se mantienen mas facilmente balanceadas cuando su densidad está comprendida en el intervalo 9.5 á 10.5 lbs/gal. Los lodos de menor densidad necesitan cuidado para mantener una fracción gelatinosa conveniente mediante una constante adición de agua y los que tienen mas de 10.5 lbs/gal necesitan atención debido a su alta relación

sólidos-agua.

Conforme aumenta la **PRO**fundidad del pozo aumenta evidentemente la presión sobre el fondo. A ésta presión debe agregarse la diferencial correspondiente a la presión de bombeo de superficie menos la caída de fricción hasta el fondo de la tubería de perforar. La combinación de estas presiones se aproximan a la de sobrecarga sobre los fluidos dentro de la formación. Como resultado, sólo un estrecho intervalo de presiones existe entre el peso del lodo que evita que los fluidos de la formación entren al pozo y la que dá lugar a pérdidas de retorno a través de la ruptura de la formación. Frecuentemente esta diferencial es solamente unos pocos décimos de libra. La forma exacta de la fractura es materia de conjetura. Normalmente se asume que la principal acción es de levantamiento de la sobrecarga en los planos de estratificación o zonas débiles o frágiles. Tales aberturas se consideran principalmente de dirección horizontal. También existen posibilidades de que la formación pueda partirse verticalmente.

Los cambios de algunas propiedades del fluido de inyección pueden afectar ya sea directa o indirectamente la presión de circulación. Las mas importantes son:

1. Densidad del lodo.
2. Propiedades de flujo.
3. Filtrado
4. Inercia de la columna de fluido de inyección.

5. Alta velocidad de circulación
6. Ensanchamientos del pozo.
7. Oleaje de bombeo
8. Hinchamiento de los protectores de la tubería de revestimiento.
9. Bajada de la tubería de perforar.

Además de reducir la carga hidrostática al disminuirse el peso del lodo, la presión de bombeo para un gasto constante decrece proporcionalmente.

Se sabe que el comportamiento del lodo de perforación es el de los fluidos plásticos y, por este, mientras está en flujo laminar cualquier reducción del valor de comportamiento y rigidez permite una apreciable reducción en la presión de la bomba manteniendo una velocidad constante de flujo.

Indirectamente un alto filtrado puede aumentar la presión contra las formaciones debido a crear un revoco grueso que restringe el flujo del lodo hacia arriba del espacio anular o puede dar lugar a puentes.

Cuando por un período de tiempo se para la circulación, cualquier aplicación súbita de presión para reiniciar la circulación, puede imponer innecesariamente una alta presión sobre la formación debido a la fuerza de gelatinización y a la inercia de la columna de lodo.

Las velocidades altas de circulación con el objeto de ex-

trazar detritos en muchos casos imponen presiones excesivas sobre la formación. Puede lograrse la misma eficiencia de extracción de detritos alterando las propiedades del lodo sin peligro de causar pérdidas de retorno.

Los ensanchamientos del peso pueden dar lugar a reducción de la velocidad del fluido de inyección en tal forma que permitan la acumulación de detritos y luego la formación de juntas en los puntos del espacio anular próximos a su diámetro normal dando lugar a oleajes de presión. Debido al oleaje de bombas se pueden esperar variaciones en la presión anular de fondo mayores a 250 libras por pulgada cuadrada.

La hinchazón de los protectores para la tubería de revestimiento pueden causar restricciones en el espacio anular producción de incrementos en la presión de bombeo a fin de mantener una deseada velocidad de circulación.

Una de las frecuentes causas de incremento de presión la constituye la bajada rápida de la tubería de perforar. La braca fuerza al fluido delante de ella a una mayor velocidad que la que tiene el fluido para pasar a través de sus orificios. Esta dificultad para acomodar al lodo desplazado puede dar lugar a máximos de presión sobre las formaciones expuestas, que pueden ser de órden mas alto que el incremento con la profundidad. Los incrementos de presión se dan mejor en términos de densidad del fluido de inyección. Los oleajes pueden alcanzar un equivalente de 1.3 lbs/gal (10 libras/pi³).

Prevención de las pérdidas de circulación

Muchas veces fallan las medidas de precaución para eliminar las presiones altas y los oleajes de presión. Hay varios métodos para tratar de prevenir las pérdidas de retorno. En ausencia de métodos probados para prevenirlas es imposible pronosticar el más económico. A continuación se dan los métodos que se emplean para reducir o evitar tales pérdidas de fluidos.

1. Reducción de Presión Diferencial: (a) Por reducción de la densidad del lodo; (b) Por reducción de la presión de bombeo.
2. Aumento de la viscosidad del fluido de inyección y fuerza de gelatinización.
3. Bentonita y materiales gelatinosos bentoníticos.
4. Agentes obturadores de formación y pared.
5. Agentes cementadores de formación: (a) Cemento Portland; (b) Agentes empastantes.

Sólo nos ocuparemos del método 5(a) desde que constituye uno de los objetos de éste trabajo.

5.- Agentes cementadores de formación - Cemento Portland.

La principal desventaja de este método, para controlar pérdidas de retorno, reside en la necesidad del empleo de unidades de servicio de cementación. Además, el procedimiento es costoso pues hay que considerar la pérdida del tiempo de perforación correspondiente a la extracción de la tubería y subsiguiente bajada con un obturador ó cualquier otro artefacto, tiempo muerto durante el

fraguado de cemento, necesidad de rectificar el pozo y acondicionamiento del fluido de inyección después de la operación de cementación. Por otra parte siempre hay la posibilidad de no tener buen resultado en controlar la pérdida de lodo. Aparentemente cuando la formación porosa ha sido perforada parcialmente la aplicación de cemento produce un flujo de dirección horizontal; pero no hacia abajo. Por esta razón puede lograrse nuevamente retorno, pero después de continuarse la perforación en la zona la zona se producen nuevas pérdidas de circulación.

A fin de lograr una obturación de la zona porosa muchas veces es necesario varias cementaciones.

De esto es posible deducir el alto costo de este procedimiento. Las propiedades del cemento que se utiliza se modifican algunas veces para lograr un mejor agente obturante.

Se le mezcla con bentonita para formar una pasta firme con un alto ángulo de reposo, (45°) que permite obtener un mejor agente obturante comparándolo con una mezcla de cemento puro (5°). Los porcentajes que se utilizan están comprendidos entre 2 y 12% sien- do el más usual de 3 á 5%. Después de colocar el cemento en la zona lastuna se deja en reposo el pozo de 18 a 24 horas, después de lo cual se le limpia y se trata de restablecer circulación.

El cemento puro no tiene empleo como agente obturante en pérdidas de circulación debido a su alta densidad 16 libras/gal. (120 lbs/pié³). Carece de propiedades de gelatinización y ángulo de re-

pose. Una cola a larga de éste fluido dentro de la tubería de perforar en un pozo que tiene pérdida de retorno con un fluido de inyección de baja densidad, cae a alta velocidad y probablemente no tiene ningún resultado; pero abre mas la zona ladrona.

Procedimientos de su obtención

Se selecciona la mezcla de bentonita-cemento que mas se adapte a las condiciones. Se baja la tubería de perforar hasta el extremo superior de la cavidad. Luego se mezcla el cemento con la bentonita y agua, controlándose su densidad. Se obtienen los mejores resultados cuando la mezcla se hace lo mas espesa posible que se pueda manipular. Se le bombea a través de la tubería de perforar seguida lentamente de suficiente volumen de fluido de inyección para limpiarla. Se extrae dicha tubería y se deja fraguar la mezcla 18 horas, después de lo cual se determina si la cavidad ha quedado obturada, sino se repite nuevamente el proceso. En casos extremadamente malos la cavidad deberá cementarse varias veces.

Si se va a cementar repetidas veces la cavidad, el tiempo de reposo entre las cementadas puede ser de 12 horas. En igual forma si se trata de una zona muy porosa y no cavernosa.

En caso que el nivel de fluido descienda considerablemente se emplea el procedimiento de igualación. Para esto se determina el nivel del lodo bajando un flotador o un pedazo de cadena de ensayar y desensayar conectado a la línea de medición de profundidad.

dad, dentro de la tubería de perforación. La carga hidrostática se determina mediante la densidad del lodo. Luego se baja tubería de producción ó de perforar colocándola a suficiente altura encima de la pérdida de modo que cuando el cemento y el fluido de desplazamiento llegan al punto de igualación cerca de la mitad del cemento queda dentro del pozo para perforarse.

PRACTICA DE CEMENTACION Y CONSIDERACIONES ECONOMICAS

En esta última parte nos ocuparemos de trabajos de cementación efectuados en la Empresa Petrolera Fiscal en los últimos cuatro años, así como del costo de operaciones y de su influencia en la perforación del pozo.

Se ha empleado prácticamente en todas estas operaciones cemento Portland normal, ya que en solo una de las ejecutadas, correspondiente al período 1956 - 1957, se ha utilizado un tipo de cemento especial para peso de petróleo, que en el mercado se le conoce bajo el nombre de Cal Seal y del cual ya nos hemos ocupado.

Varios han sido los aditivos aplicados. Según el fin del trabajo se ha usado; arena y bentonita, según las condiciones del subsuelo bentonita estomas de colofón y perlita. Esta última bajo la denominación de Strata Seal, la cual no es muy apropiada para las operaciones de cementación, a causa de la no uniformidad en los tamaños de las partículas.

En cuando a accesorios se refiere, se han instalado en las sartas de tuberías los que la práctica actual aconseja, y a

Los cuales hemos hecho mención anteriormente.

La estadística de trabajos en el tiempo indicado mas arriba es como sigue:

<u>Año</u>	<u>Cementación de Tuberia superficial de revestimiento</u>	<u>Cementación de tuberia final de revestimiento</u>	<u>Cementación Múltiple</u>	<u>Cementación Forzada</u>	<u>Cementación de Tapones</u>	<u>Trabajos de reparaciones.</u>
1954	8	21	6	--	11	2
1955	5	12	6	1	4	-
1956	4	22	7	--	3	3
1957	<u>11</u>	<u>14</u>	<u>7</u>	<u>1</u>	<u>3</u>	<u>0</u>
TOTAL:	28	69	26	2	21	5

No se han efectuado trabajos de cementación en formaciones ladronas, debido haberse resuelto este problema empleandose tuberia superficial de revestimiento, ya que como es posible deducir por el sistema utilizado, la fuerte pérdida de circulación se ha producido a menos de 200 pies, resultando por consiguiente más económico este procedimiento. Mas aún la causa de esta anomalía no residía en las características de la formación, si no mas bien en que el antepozo estaba construido sobre material de relleno y no de corte, a causa del elevado costo en la construcción de la plataforma, por estar ubicada en terrenos muy accidentados.

Se han llevado a cabo pues 151 operaciones de cementación que incluyen 5 trabajos de reparación por procesos defectuosos ó sea que estos últimos alcanzan sólo al 3.31% del total realizado.

Esto evidencia pues el buen resultado obtenido. De los 5

trabajos de reparación ejecutados 4 corresponden a recolocación de tapones de cemento que no alcanzaron la altura deseada y uno a ~~reconstrucción~~ rotación de la tubería de revestimiento, debido a haber quedado abiertos los pasos del cuello de cementación múltiple.

Como se puede observar en la estadística los trabajos de cementación de tapones han disminuido apreciablemente, a causa del cambio del programa de completación, pues las terminaciones con tubería calada han sido reemplazadas por la perforación a baja de la tubería de revestimiento, desde que este último procedimiento ahorra tiempo muerto con el equipo y es más adecuado para los modernos trabajos de fracturamiento de la formación. Solo se colocan tapones de cemento en la actualidad para abandonar los pozos que por las condiciones del subsuelo así lo requieran, para desviar pozos por razones específicas o para probar seguras que se considere necesario después de terminada la perforación del pozo. Esta última práctica no es la más conveniente y por lo tanto no es aconsejable, pues muchas veces sucede que hay que ejecutar este trabajo repetidas veces antes de lograr que llegue al nivel deseado o tenga suficiente resistencia.

Los trabajos de cementación forzada han sido mínimos. De los dos llevados a cabo uno de ellos se ejecutó para disminuir alta relación gas petróleo y el otro con el objeto de aislar una sección depletada de un pozo, para dejarlo en condiciones de someterlo a trabajo de estímulo de producción por fracturamiento de

la formación.

Los trabajos de cementación múltiple realizados, han permitido cementar dos horizontes con menores presiones de bombeo. Sin embargo en los casos que las secciones a cementarse han estado bastante próximas, se ha decidido por la cementación total en una etapa, dejándose de lado la múltiple continua. Los resultados obtenidos han puesto de manifiesto que no han habido modificaciones.

Sin embargo debe prestarse atención preferente al número de bolsas a utilizarse que limita el tiempo, así como a la altura máxima en el espacio anular, que puede producir la deshidratación de la mezcla, su fraguado prematuro y el fracturamiento de la formación.

A fin de dar una adecuada comprensión a los cálculos que se llevarán a cabo posteriormente, en el Apéndice N° 1, se da los datos seccionales tomados de la Tabla de cementación Hovao.

A continuación daremos algunos casos de cementación prescaldados y su costo correspondiente. Han sido divididos en grupos en la misma forma como se han considerado las operaciones de cementación.

Cementación de Taponas

Insta II-41.- Este pozo fue profundizado de 2032' a 2027' con un equipo portable de perforación a cable, determinándose a esa pro

cantidad 341' de petróleo y 98.5' de agua. Después de tomar un registro neutrón, se decidió cementar la sección 2,027' a 2,037' o sea 34'. Debido a la proximidad de la arena petrolífera con relación a la de agua, y teniéndose presente el reducido tiempo que se empleó en la perforación de esa sección, que apenas llegó a dos días, no se consideró conveniente agregar porcentaje de exco al cemento calculado. Fue necesario efectuar dos cementaciones sucesivas a fin de obtener el nivel tolerable de 2,040'.

Primera cementación.- Densidad de la mezcla proyectada y obtenida 16.2 lbs/gal. (1.1 pies cúbicos/bolsa) Relación agua-cemento: 4.5 Gal/bolsa. Longitud del tapón 34'. Se utilizó una cucharera de ca Baker con capacidad para 2.5 bolsas de cemento. Pozo en equilibrio estático. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento 12 horas. Cantidad de cemento a emplearse: $.1569 \times 34 = 5.34$ o sea 5.5 bolsas de cemento. Después de ejecutada la operación se determinó el tope a 2,052.5'.

Segunda cementación.- Densidad de la mezcla proyectada y obtenida, cucharera de cementación y tiempo de espera por fraguado del cemento igual al anterior. Pozo en equilibrio estático. Longitud del tapón de cemento 15.5'. Cantidad de cemento a emplearse: $.1569 \times 15.5 = 2.44$ o sea 2.5 bolsas de cemento. Se determinó el tope del tapón de cemento a 2,040'.

El costo de cada una de estas operaciones teniéndose presente que el equipo está amortizado es como sigue:

Primera cementación

Cemento: 5.5 x 26.37	S/. 145.04
Agua ($\frac{4.5 \times 5.5}{42} + 1$) 1	1.59
Una hora de trabajo del equipo de perforación a cable durante las operaciones de cementación: (2,280 + 24) 1	95.00
Doce horas paralizado el equipo de perforación a cable esperando fraguado del cemento (150 + 24) 12	975.00
Varios	<u>150.00</u>
Total:...	<u>S/. 1,366.63</u>

Segunda cementación

Cemento: 2.5 x 26.37	S/. 65.93
Agua: ($\frac{4.5 \times 2.5}{42} + 1$) 1	1.27
Una hora de trabajo del equipo de perforación a cable durante las operaciones de cementación: (2,280 + 24) 1	95.00
Doce horas paralizado el equipo de perforación esperando fraguado del cemento: (1950 + 24) 12	975.00
Varios	<u>150.00</u>
Total:...	<u>S/. 1,287.20</u>

Foja PE-105.- Durante su etapa de perforación hubo de ser desviado debido a pesca infructuosa de herramientas con tope a 2,009'.

Por esta razón se trató de colocar un tapón de cemento de 100' de longitud correspondiente a la Sección 2,009' a 1,909' lográndose obtener en la cementación un nivel tolerable de 1,924'. Por razones indicadas anteriormente se empleó arena y cloruro de calcio, este último a su máximo porcentaje.

Las condiciones proyectadas para la cementación fueron:
Diametro del pozo: 9 5/8" de 0' a 1,950'; 8 1/2" de 1,950' a 2,150'
Tubería de Perforar: 4 1/2" A.P.I. F.H. con resalto interior. Densidad de la mezcla de cemento proyectada: 15.2 libras/gal. (1.3 pies Cdb/Bolsa); Relación de agua a cemento: 5.25 Gal/bolsa. Aditivos a utilizarse: 10% de arena y 4% de cloruro de calcio. Volumen de agua a bombearse detrás de la mezcla de cemento: 1 Bbl.
Longitud del tapón de cemento: 100'. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 6 horas; Porcentaje de exceso: 50. "Equipo de bombeo: unidad de cementación Howco VP-AC. Pozo en equilibrio estático. Características del fluido de inyección: Densidad 11.4 lbs/gal. Viscosidad 50 segundos Marsh Funnel, Filtrado 6.5 c.c. en 30 minutos.

Cantidad de cemento:

Diametro 8 1/2":

$$.3583 \times \frac{1.1}{1.3} \times 1.5 \times (2,009 - 1,950) = 26.83 \text{ bolsas}$$

Diametro 9 5/8":

$$.4593 \times \frac{1.1}{1.3} \times 1.5 \times (1,950 - 1,909) = 23.90 \text{ bolsas}$$

6 sea:

$$26.83 + 23.90 = 50 \text{ bolsas aprox.}$$

Cantidad de Arena:

$$50 \times 94 \times 10 = 470 \text{ libras}$$

6 sac: 500 libras

Cantidad de cloruro de calcio

$$\frac{50 \times 94 \times .04}{100} = 1.88 \text{ bolsas}$$

6 sac: 2 bolsas aprox.

Volumen de agua a bombearse delante de la mezcla de cemento para balancear al barril de agua detrás:

Altura entre la tubería de perforar y el

pozo..... = 14,2305 Pies Lia/b

Altura dentro de la tubería de perforar.. = 70.32 pies Lia/bbl

De donde:

$$\frac{70.32}{14.2305} = 4.94 \text{ bbls.}$$

6 sac:

$$4.94 \times 1.3 = 6.42 \text{ bbls.}$$

Volumen de fluido de inyección para desplazamiento:

$$(2,009 - 100) .01472 - \left(\frac{63.5}{3.96} \times 42 + \frac{2 \times 63.5}{7.79} + 1 \right) = 25.38 \text{ bbls.}$$

De acuerdo a lo indicado en el acápite respectivo, se mezcló primero el agua con el cloruro de calcio y luego se pasó la mezcla forma de chorro por la parte inferior de la tolva, mientras por la parte superior se vacaba el cemento al mismo tiempo que la arena.

Se verificó el tope del tapón de cemento a 1,924'. Luego se perforó éste hasta 1,942' y desde esa profundidad se procedió

a desviar el pozo.

El costo de ésta operación, es como sigue:

Cemento: 50 x 26.37	S/. 1,318.50
Arena: 6 x 1.67	10.02
Cloruro de calcio: 2 x 100 x 2.90	580.00
Agua: $\frac{5.25 \times 50}{42} + 6.42 + 1 + 4$) 1	17.67
Alquiler unidad de cementación	6,480.00
Kilometraje: 15.00 x 60	900.00
Das horas de trabajo del equipo de perforación rotativa en las operaciones de cementación: (19,000 ÷ 24) 2	1,583.33
Seis horas paralizado el equipo de perforación rotativa por fraguado del cemento : (9,000 ÷ 24) 6	2,250.00
Varios	<u>350.00</u>
Total:..S/.13,489.52	

Pozo PB-119.- Se perforó por el sistema rotativo. Su profundidad final fué de 2,460'. El registro eléctrico detectó arenas de agua con tope a 2,420' y sección productiva con base fallada á 2,335'. De acuerdo a la interpretación realizada se decidió colocar un tapón de cemento de 2,323' á 2,423'.

Las condiciones para la cementación se dan a continuación. Diámetro del pozo: 8 1/2" de 2,200' a 2,460'. Tubería de perforar: 4 1/2" A.P.I. F.H con resalto interior. Densidad de la mezcla pro

yectada: 16.2 lbs/gal (1.1 pies cub/bolsa) Relación de agua a cemento: 4.5 Gal/bolsa/ Aditivos a usarse: 4% de cloruro de calcio. Volumen de agua a bombearse detrás de la mezcla de cemento: 1.2 Bbls. Longitud del tapón de cemento: 100'. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 6 horas. Porcentaje de exceso: 18. Equipo de bombeo: unidad de cementación Euvco VP-AC. Pozo en equilibrio estático. Características del fluido de inyección: Densidad 9.9 Lbs/Gal., Viscosidad 50 segundos Marsh Funnel, Filtrado 6.5 c.c. en 30 minutos.

Cantidad de cemento

$$.3583 \times 1.18 \times (2,423 - 2,323) = 42.28 \text{ Bolsas}$$

ó sea: 42 bolsas aproximadamente.

Cantidad de cloruro de calcio

$$42 \times \frac{4}{100} \times \frac{2.4}{100} = 1.58 \text{ bolsas}$$

ó sea: 1.6 bolsas.

Alivra de la columna de cemento balanceada (interior y exteriormente a la tubería de perforar)

.2978 = Bolsas de cemento ó por pié lineal entre el pozo y la tubería de perforar.

.0726 = Bolsas de cemento por pié lineal dentro de la tubería de perforar.

.3304 = Total de bolsas de cemento por pié lineal con la tubería tubería de perforar dentro del pozo.

De donde:

$$\frac{42}{.3304} = 127' \text{ de altura.}$$

Volúmen de fluido de inyección para desplazamiento:

$$12,423 - 127) 0.01422 = 32.65 \text{ bbls.}$$

Volúmen de agua a bombearse delante de la mezcla de cemento para balancear a los 1.2 barriles de agua detras:

Altura entre la tubería de perforar y el pozo = 19.8020 pies lla/bbl

Altura dentro de la tubería de perforar = 70.32 pies lla/bbl.

De donde:

$$\frac{70.32 \times 1.2}{19.8020} = 4.26 \text{ bbls.}$$

O sea:

$$4.26 \times 1.18 = 5.03 \text{ bbls.}$$

Se resolvió primero el cloruro de calcio con el agua (Fotografía N° 29) y luego se pasó por la parte inferior de la tolva en forma de charro, mientras que por la parte superior se vacaba cemento (Fotografía N° 30).

Se verificó el tope del tapón a 2,303'. Luego se le perforó hasta 2,330' y se pasó a completarlo con tubería calada.

Las razones por haberse encontrado la cúspide del cemento a 2,303' pueden considerarse que son dos: (1) Densidad y (2) Porcentaje de exceso.

La densidad lograda durante el trabajo fué de 15.8 lbs/Gal. (1.14 pies cúbicos/Bolsa) ó sea que el factor de corrección es de .965 (1.1/1.14). Por lo tanto la cantidad de cemento debió ser:

$$\frac{3583 \times 1.18 \times 1.1 (2423 - 2123)}{1.14} = 40.79 \text{ bolsas}$$

O sea:

$$42.28 - 40.79 = 1.49 \text{ ó } 1.5 \text{ bolsas menos.}$$

Del mismo modo el resultado de la operación de cementación pone de manifiesto en general que el diámetro del pozo estaba próximo al diámetro de la broca y que por lo tanto el porcentaje escogido fué un poco alto.

Teniendo presente las mismas consideraciones del caso anterior, se tiene que el costo de este trabajo de cementación es como sigue:

Cemento: 42 x 26.37	1,107.54
Cloruro de calcio: 1.6 x 100 x 2.90	464.00
Agua: $(\frac{1 \times 42}{42} + 1.2 + 5.03 + 4) 1$	15.23
Alquiler unidad de cementación	6,480.00
Kilometraje	900.00
Das horas de trabajo del equipo de perforación rotativa en las operaciones de cementación: $(19,000 \div 24) 2$	1,583.33
Seis horas paralizado el equipo de perforación rotativa por fraguado del cemento: $(9,000 \div 24) 6$	2,250.00
Varios:	<u>300.00</u>
T o t a l:	<u>S/. 13,100.10</u>

WELL PB-190.- Se perforó por el sistema rotativo. Su profundidad final fue de 4,700'. Después de tomarse un registro eléctrico, se decidió probar la sección de arenas de petróleo 3,627' - 3,660'. Con este objeto se decidió colocar un tapón de cemento de 100' de longitud con cúspide a 3,660'.

Las condiciones proyectadas para la cementación se dan a continuación. Diámetro del Pozo: 9 5/8". Tubería de perforar de 1 1/2" A.P.I. P.H. con resalto interior. Densidad de la mezcla proyectada: 16.2 Lbs/Gal (1.1 Pies Cúb/Bolsa) Relación de agua a cemento: 4.5 Gal/Bolsa. Aditivos a usarse: ninguno. Volumen de agua a bombearse detrás de la mezcla de cemento: 1 Bbls. Longitud del tapón de cemento: 100'. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: ninguno, se empleó registro micro-calibrador. Equipo de bombeo: Unidad de cementación Euvco VP-AC. Pozo en equilibrio estático. Características del fluido de inyección: Densidad 86 Lbs/Gal., Viscosidad 48 segundos Marsh Funnel. Filtrado 7.2 c.c. en 30 minutos.

Cantidad de cemento:

De acuerdo al registro micro-calibrador se determinaron los siguientes diámetros con sus longitudes correspondientes:

<u>Diámetro</u> <u>(Pulg)</u>	9 5/8	10 1/4	11	11 1/4	12	12 1/4	13	13 1/4	14	14 1/4
<u>Longitud</u> <u>(Pies)</u>	28	6	4	8	2	18	16	4	2	12

De donde:

.4593 x 28	=	12.86	bolsas
.5467 x 6	=	3.28	"
.5999 x 4	=	2.40	"
.6557 x 8	=	5.25	"
.7140 x 2	=	1.43	"
.7748 x 18	=	13.95	"
.8380 x 16	=	13.41	"
.9036 x 4	=	3.61	"
.9718 x 2	=	1.94	"
1.0425 x 12	=	12.51	"

O sea:

$$12.86 + 3.28 + 2.40 + 5.25 + 1.43 + 13.95 + 13.41 + 3.61 + 1.94 + 12.51 = 70.64 \approx 71 \text{ Bolsas aprox.}$$

Altura de la columna de cemento balanceada (interior y exteriormente).

El número de bolsas de cemento (1.1 pies cúb) por pie lineal de espacio anular para los valores no comprendidos en las tablas seccionales del Apéndice, se determina aplicando la fórmula siguiente:

$$B = \frac{0.27854 (d_1^2 - d_2^2)}{144 \times 1.1}$$

B = Bolsas de cemento (1.1 Pies cub/bolsa) por pie lin.

d_1 = Diámetro del pozo.

d_2 = Diámetro exterior de la tubería de perforar.

Luego:

.3590 = Bolsas de cemento por pié lineal entre el diámetro de 9 5/8" del pozo y la tubería de perforar.

.4462 = Idem; pero 10 1/2"

.4996 = Idem; para 11"

.5553 = Idem; pero 11 1/2"

.6136 = Idem; pero 12"

.6743 = Idem; pero 12 1/2"

.7376 = Idem; pero 13"

.8033 = Idem; pero 13 1/2"

.8714 = Idem; pero 14"

.9421 = Idem; pero 14 1/2"

Por lo tanto, el total de bolsas de cemento por pié lineal con la tubería de perforar para cada diámetro del pozo será de:

$$.3590 + .0726 = .4316$$

$$.4462 + .0726 = .5188$$

$$.4996 + .0726 = .5722$$

$$.5553 + .0726 = .6279$$

$$.6136 + .0726 = .6862$$

$$.6743 + .0726 = .7469$$

$$.7376 + .0726 = .8106$$

$$.8033 + .0726 = .8759$$

$$.8714 + .0726 = .9440$$

$$.9421 + .0726 = 1.0147$$

La altura de la columna de cemento balanceada para cada caso será de:

- 287 -

12.86	:	.4316	=	29.80'
3.28	:	.5188	=	6.32'
2.40	:	.5722	=	4.19'
5.25	:	.6279	=	8.36'
1.43	:	.6862	=	2.08'
13.95	:	.7469	=	18.68'
13.41	:	.8106	=	16.54'
3.61	:	.8759	=	4.12'
1.94	:	.9440	=	2.06'
12.51	:	1.0147	=	12.33'

Luego la altura total de la columna de cemento balanceada será de:

$$29.80 + 6.32 + 4.19 + 8.36 + 2.08 + 18.68 + 16.54 + 4.12 + 2.06 + 12.33 = 104.48'$$

Volúmen de fluido de invasión para desdiseñamiento:

$$(3760 - 104.48) .01422 - 1 = 50.98 \text{ bbls.}$$

Volúmen de agua a bombearse delante de la mezcla de cemento para balancear el barril de agua detrás:

6.9204 = Altura entre la tubería de perforar y el diámetro del peso de 13" obtenido del registro micro-calibrador.

70.32 = Altura dentro de la tubería de perforar

De donde:

$$\frac{70.32}{6.9204} = 10.16 \text{ bbls.}$$

Se verificó el tope del tapón de cemento determinado a 3669'

De este se ~~manera~~ que se ~~montó~~ mas de lo calculado. Esta anomalía se debe a las aproximaciones hechas en la integración del registro micro-calibrador.

Teniendose presente las mismas consideraciones de los casos anteriores se tiene, que el costo de este trabajo de cementación es como sigue:

Cemento: 71 x 26.37	S/. 1,872.27
Agua: $(\frac{4.5}{42} \times 71 + 1 + 10.16 + 4) 1$	22.77
Alquiler unidad de cementación:	6,480.00
Kilometraje	900.00
Das horas de trabajo del equipo de perforación rotativa en las operaciones de cementación:	
(22,000 : 24) 2	1,833.33
Das horas paralizado el equipo de perforación rotativa por fraguado del cemento :	
(11,000 : 24) 12	5,500.00
Varios :	<u>450.00</u>
T o t a l: S/. 17,058.37	

Cementación de Tuberias de Revestimiento.

Runo PB-132.- Se perforó por el sistema a cable. Su profundidad fué de 1,089'. En vista que durante la etapa de perforación levantó una columna de petróleo de 997' y después de tomarse un registro de rayos gamma, se procedió a completarlo bajándosele tubería final de revestimiento 8 5/8" D.E. hasta el fondo. Pre-

viamente a la cementación se levantó la sarta 10' a fin de circular 50 bbls de agua salada con el objeto de extraer el petróleo y ejecutarse el trabajo de cementación proyectado. Después de estas operaciones se sentó la tubería en el fondo.

Las condiciones para la cementación se han a continuación. Diámetro del pozo: 9 3/4" de 519' a 837' y 10 1/4" de ahí a 1,089' (fondo). Tubería tipo de revestimiento S. I.: 1,089' de long. de 8 5/8" D.T. Grado H-40. Peso 28 lbs/pié. Densidad de la mezcla: 16.2 lbs/gal (1.1 flías Cúb/folesa) Relación agua cemento: 4.5 Gal/folesa. Equipo flo ante a emplearse: ninguno, pues la tubería lleva instalada una sarta de perforación. Arzones de cementación: uno 5 MB. Cabezales de cementación: tipo conexión rápida. Centralizadores: ninguno. Sacaproyes: ninguno. Equipo de bombeo: unidad de cementación (vece H-40). Aditivos a utilizarse: ninguno. Espacio anular a cementarse: 525'. Porcentaje a dejarse la mezcla de cemento dentro de la sarta: 5' Espacio libre a dejarse entre la sarta de perforar y el fondo del pozo: 10'. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: 100. Pozo en equilibrio estático.

Cantidad de cemento:

.1025 (1,079 - 837) ?	=	42.61
.1521 (837 - 557) ?	=	85.18
.3187 x 5	=	1.59

0 sea:

$51.66 + 85.18 + 1.59 = 138.43$ ó 138 bolsas.

Volumen de agua salada para desplazamiento:

$.0624 (1079 - 5) = 66.01$ ó 67 Ebls.

Se tomó un registro de temperatura después de terminadas las operaciones de cementación, encontrándose el tope del cemento dentro de la sarta á 1,025' y en el espacio anular a 760' ó sea que la sección cementada fué de solo 329'. Dos son razones de esta anomalía: (1) Cemento en el interior de la tubería y (2) Diámetro del pozo considerablemente mayor al del ensanchador.

Cemento en el interior de la tubería:

$.3187 (1074 - 1025) = 15.62$ Bolsas.

Considerando el mismo porcentaje de exceso, el espacio anular que no pudieron cementar estas bolsas sería de:

$6.5746 \times 15.62 = 51.35$ Pies

ó sea que en todo caso la sección cementada hubiera sido de:

$329 + 51.35 = 380.35$ Pies.

El volumen de agua empleado en el desplazamiento de la columna de petróleo y circulación previa al proceso de cementación fué de 300 Ebls aproximadamente.

De esto se puede deducir las apreciables cavidades que se forman en los pozos perforados por el sistema a cable.

Luego se perforó el cemento dentro de la tubería y se dispararon a Jet las secciones favorables.

Por último, es conveniente indicar que el cabezal de cementación tipo conexión rápida, se dejó instalado en la tubería hasta tomarse el registro de temperatura.

El costo de este trabajo de cementación, considerando que el equipo de perforación a cable está amortizado, es como sigue:

Cemento: 138 x 26.37	8/.	3,639.06
Agua: $(\frac{4.5}{4} \times 138 + 4) 1$		18.79
Agua salada: 300 x .10		30.00
Tapón 5 WT		190.00
Alquiler unidad de cementación:		
1120 + 2.4 (1,079 - 300)		4,989.60
Kilometraje:		900.00
Das horas de trabajo del		
equipo de perforación a cable en las		
operaciones de cementación: (2,580 + 24) 2		215.00
Das horas paralizado por fraguado del cemento:		975.00
V a r i o s :		<u>610.00</u>
T o t a l: 8/.		11,597.45

Enza PB-189.- Se perforó por el sistema rotativo. Su profundidad final fué 2,948'. Después de tomarse un registro eléctrico, se determinaron dos secciones productivas: 2,786' á 2,252' y 1,380' á 1,650'. Se procedió a completarlo bajándosele tubería final de revestimiento con zapata flotadora á 2,858.53'.

Las condiciones para la cementación se dan a continuación.

Diámetro del pozo: 8 1/2" de 98' a 2,948'. Tuberia final de revestimiento A.P.I.: 2,856'73 de 5 1/2" D.R., Grado J-55. Peso 14 Lbs/Pie. Densidad de la mezcla: 14.7 Lbs/Gal. (1.36 Pies cúbic./Bolsa) Relación agua cemento: 6.5 Gal/Bolsa. Equipo flotante: solamente zapata flotadora desde que no se determinaron arenas de agua. Tapones para cementación: dos, uno 5 WB y otro 5 WT. Cabesal de cementación: Tipo conexión rápida. Centralizadores: 2,817', 2,585', 2,266', 1,669' y 1401'. Ubicados encima de la zapata flotadora, debajo y encima de las principales arenas de petróleo. Raspadores instalados a 120° siguiendo método A Figura N° 21 y colocados a 2,775' - 2,765' y 2,575' - 2,565', frente a las secciones favorables. Equipo de bombeo: unidad de cementación VP-AC. Aditivos a utilizarse: 2% de bentonita. Espacio anular a cementarse 1,700' Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: ninguno, se empleó registro micro-calibrador para determinar las variaciones del diámetro del pozo.

Cantidad de cemento:

De acuerdo al registro micro-calibrador se determinaron los siguientes diámetros con sus longitudes correspondientes para intervalo de 1,700' a cementarse:

Diámetro (Pulg)	8 1/2	9	9 1/2	10	10 1/2	11	11 1/2	12	12 1/2
Longitud (Pies)	265	372	466	122	182	134	120	34	5

Luego:

- 293 -

265	x	.2083	=	55.20
372	x	.2516	=	93.60
466	x	.2975	=	138.64
122	x	.3458	=	42.19
182	x	.3967	=	72.20
134	x	.4500	=	60.30
120	x	.5058	=	60.70
34	x	.5640	=	19.18
5	x	.6248	=	3.12

C sea:

55.20 + 93.60 + 138.64 + 42.19 + 72.20 + 60.30 + 60.70 + 19.18 +
3.12 = 545.13 ó 545 Bolsas.

Ingeo:

$$\frac{545 \times 1.1}{1.36} = 440.8 \text{ ó } 441 \text{ Bolsas.}$$

Cantidad de bentonita:

$$\frac{441 \times 94}{100} \times .02 = 8.29 \text{ ó } 9 \text{ Bolsas.}$$

Volumen de fluido de inyección para desplazamiento:

$$.0244 \times 2,856.73 = 69.7 \text{ wbls.}$$

La densidad de la mezcla leonada durante el trabajo de cementación
fue de 15 lbs/Gal. (1.29 Flés Cúb/bolsa) El filtrado de la mezcla
fue de 98 c.c. en un minuto. Por lo tanto el número de bolsas
utilizadas de menos sería de:

$$\frac{545 \times 1.1}{1.29} = 440.8 = 23.9 \text{ ó } 24 \text{ Bolsas.}$$

Tenándose presente el registro micro-calibrador se tiene que los últimos 56' se distribuyen en la siguiente forma:

Díametro (Pulg)	10 1/2	11 1/2	12
Longitud (Pies)	7	44	5

Para llenar este espacio anular con cemento de 15 bbls/Gal (1.29 piés cúb/Bolsa) se necesitarán:

$$\frac{5 \times .5640 \times 1.1}{1.29} + \frac{2 \times .3967 \times 1.1}{1.29} + \frac{44 \times .5058 \times 1.1}{1.29}$$

$$= 23.76 \text{ 6 } 2^4 \text{ Bolsas.}$$

Luego: La sección efectiva probablemente cementada será de:

$$1,700 - 56 = 1,644'$$

Por último el tapón SWT al posarse sobre el SWB, después de desplazarse los 70 bbls. de fluido de inyección calculados, produjo un levantamiento súbito de la presión de bombeo 1,500 lbs/pulg.

El costo de éste trabajo de cementación, procediendo en forma similar a los anteriores es como sigue:

Cemento: 441 x 26.37	8/.	11,629.17
Bentonita (Maquagal) 9 x 90.48		814.32
Agua: $(\frac{625 \times 441}{52} + 4) \times 1$		72.25
Centralizadores: 5 x 365.20		1,826.00
Raspaboyes: 6 x 224.00		1,344.00
Zapata flotadora:		1,308.20
Alquiler de la unidad de cementación		6,480.00

Kilometraje:	S/. 900.00
Dos horas de trabajo del equipo de perforación rotativa durante las operaciones de cementación: $(19,000 + 24) \times$	1,583.33
Doce horas paralizado al equipo de perforación rotativa esperando fragua al cemento: $(9,000 + 24) \times 12$	4,500.00
Varios:	<u>1,850.00</u>
T o t a l:	<u>S/. 32,307.27</u>

Pozo Rf-59.- Se perforó por el sistema rotativo. La profundidad fue 3,834'. Después de tomarse un perfilado alfo rico y de inducción combinado se determinó la probable sección productiva de 3,738' a 3,305'. Con el objeto de proteger un cuerpo arenoso petrolífero de 2,570' a 2580' se decidió colocar al tono de cemento, en el espacio anular a 1,332'. Se procedió a completarlo bajándosele tubería final de revestimiento con patá victadora a 3,829'.

Además de la bentonita se empleó como aditivos Strata Seal y Jell Flakes, debido haberse presentado en el fondo del pozo pérdida de circulación. La Strata Seal permitió bajar más aún la densidad de la mezcla de cemento y el Jell Flakes operó como material espastante.

Las condiciones para la cementación se dan a continuación:
Diámetro del pozo: 9 5/8" de 202' a 3,834'. Tubería final de revestimiento A.P.I.: 3,825' de 7" D.R. combinado (120.18' fondo

N-80, Peso 23 Lbs/pie; 1,234.48' Grado J-55, Peso 23 Lbs/Pie y 2,462.22', Grado J-55, Peso 20 Lbs/Pie) Densidad de la mezcla 14.34 Lbs/Gal (1.49 Pies Cúbicos/bolsa). Relación agua cemento: 7.3 Gal/Bolsa. Equipo flotante: zapata flotadora a 3,829' Fondo 3,832' y cuello flotador a 3,762', desde que se determinaron áreas de agua de 3,775' a 3,830'. Tapones para cementación: dos, uno SWB y otro SW. Cabezal de cementación: Tipo simple con unión giratoria rápida por no haber peligro de adherencia de la sarta. Centralizadores a 3,794, 3,700, 3,500, 3100', 2,900', 2700' y 2500' ubicados encima de la zapata flotadora y de acuerdo a desviaciones promedio. Raspahoyos: instalados a 3,730' - 3,720 y 3,600' - 3,590' a 180° y 3,660' - 3,650', 3,530' - 3,520' - 3,490' - 3,470' y 3,430' - 3,420' a 90°. Equipo de bombeo: unidad de cementación Howco VP-AC. Aditivos a utilizarse: 2% de bentonita 1/5 de pie cúbico de Strata Seal (Perlita) por bolsa de cemento y 0.5 Lbs/Ebbs. de Jelflake (escamas de colofán). Espacio anular a cementarse a 1,500'. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: ninguno, pues se empleó registro micro-calibrador para determinar las variaciones del diámetro del pozo.

Cantidad de cemento:

De acuerdo al registro micro-calibrado se determinaron los siguientes diámetros con sus longitudes correspondientes para el intervalo de 1,500' a cementarse :

Diámetro (pulg.)	9 5/8	10	10 1/2	11	11 1/2	12	12 1/2
---------------------	-------	----	--------	----	--------	----	--------

Longitud (pies) 142 318 136 10

Luego:

142	x	.2165	=	30.74
318	x	.2529	=	80.42
574	x	.3037	=	174.32
136	x	.3570	=	48.55
268	x	.4128	=	110.63
52	x	.4710	=	24.49
10	x	.5318	=	5.32

O sea:

$$30.74 + 80.42 + 174.32 + 48.55 + 110.63 + 24.49 + 5.32 = 474.47 \text{ ó}$$

475 bolsas.

Luego:

$$\frac{475 \times 1.1}{1.49} = 350.67 \text{ ó } 351 \text{ bolsas.}$$

Cantidad de Pentocita:

$$\frac{351 \times 94 \times 2}{100} = 6.6 \text{ ó } 7 \text{ bolsas}$$

Cantidad de perlita:

El volumen ocupado por una bolsa de perlita es de 4 pies cúbicos.

Luego:

$$\frac{351}{5 \times 4} = 17.55 \text{ ó } 18 \text{ Bolsas}$$

Cantidad de escamas de calofén:

$$\frac{351 \times 1.49 \times 0.5}{5.6146} = 46.57 \text{ ó } 46.5 \text{ Lbs.}$$

Volumen en de inversión para desplazamiento:

.0405 x 2,470.72 = 100.06 Bbls
.0393 x 1,354.66 = 53.24 Bbls.

ó sea:

100.06 + 53.24 = 153.3 Bbls.

La densidad de la mezcla obtenida en la operación de cementación fué de 14.1 Lbs./Gal (1.66 Pies cúbicos/Bolsa), que está bastante próxima a la calculada. Por otra parte la cantidad de escamas de celofán vertida en la mezcla fué de 25 lbs. ó sea un poco más de la mitad de lo calculado, lo que se compensó con el mayor volumen de perlita vaciado, pues llegó a 20 bolsas. La presión final de bombeo se incrementó subitamente a 1,500 lbs/pulg² al llegar al tapón SWT a posarse sobre el otro SWB situado encima del cuello flotador.

El costo de este trabajo de cementación es como sigue:

Cemento: 351 x 26.37	S/.	9,255.87
Bentonita (Magcogel): 7 x 90.48		633.36
Perlita (Strata Seal): 20 x 65.68		1,313.60
Escamas de celofán (Jellflakes) 25 x 1.41		35.25
Agua: $(\frac{2.1}{42} \times \frac{351}{42} + 6) \times 1$		67.01
Centralizadores 7 x 443.60		3,105.20
Raspaboyos 20 x 224.00		4,480.00
Zapata flotadora (B.L.)		2,786.60
Cuello Flotador (B.L.)		3,371.20

Alquiler de unidad de cementación	S/ 6,480.00
Kilometraje	900.00
Doce horas de trabajo del equipo de perforación rotativa durante las operaciones de cementación: (19,000 + 24) 2	1,583.33
Doce horas paralizado el equipo de perforación rotativa esperando frague el cemento : (9,000 + 24) 12	4,500.00
Varios:	<u>1,450.00</u>
Total ..	<u>S/. 39,961.42</u>

Cementación Múltiple de tuberías de revestimiento

Pozo P3-127.- Se perforó por el sistema rotativo. Su profundidad final fué de 3,128'. Después de tomarse un registro eléctrico, se determinaron dos secciones productivas a protegerse: 3,074' - 2,758' y 1,778' - 1,382'. Se procedió a completarlo bajándole tubería final de revestimiento con zapata flotadora a 3,106' y accesorio especial adecuadamente instalado para cementar por separado en las zonas.

Las condiciones para la cementación a realizarse se dan a continuación: Diámetros del pozo: 9 5/8" de 635' a 2,700' y 8 1/2" de 2,700' a 3,128'. Tubería final de revestimiento: de 7" D.R.: 433.52' K.L. Grado K-80, Peso 23 Lbs/Pie y 2,672.58' A.P.I. Grado J-55, Peso 20 Lbs/Pie. Densidad de la mezcla 16.2 Lbs/Gal.(1.1 Pies cub/Bolsa) Relación agua cemento: 4.5 Gal/Bolsa. Equipo flotante: zapata flotadora a 3,106' por no haber arenas de agua.

Taponos para cementación: Solamente los utilizados con la herramienta especial. Accesorio especial: cuello de cementación múltiple instalado a 1,792'. Cabezal de cementación: tipo simple de conexión rápida. Centralizadores a 3,773, 2,771' y 1,825' colocado uno encima de la zapata flotadora, uno debajo del cuello de cementación múltiple y otro encima a distancias adecuadas.

Equipo de bombeo: unidad de cementación VP-AC. Espacio anular a cementarse: 800' y 700' respectivamente. Tiempo a generarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: 23 y 25 respectivamente.

Cantidad de cemento:

Primera sección a cementarse:

$$.1153 (3,106 - 2,700) 1.23 = 57.29 \text{ Bolsas}$$

$$.2165 (2,700 - 2,306) 1.23 = 104.92 \text{ "}$$

O sea:

$$57.58 + 104.92 = 162.21 \text{ ó } 162 \text{ Bolsas.}$$

Segunda sección a cementarse:

$$.2165 (1,792 - 1,092) 1.25 = 189.43 \text{ ó } 189 \text{ Bolsas}$$

Volúmenes de fluido de inyección para desplazamiento:

Primera etapa:

$$.0393 \times 433.52 = 17.04 \text{ Bbls.}$$

$$.0405 \times 2672.58 = 108.24 \text{ "}$$

O sea:

$$17.04 + 108.24 = 125.28 \text{ Bbls.}$$

Segunda etapa:

$$0.0405 \times 1,792 = 72.58 \text{ Fbls.}$$

Se rotó la sarta durante toda la primera etapa, en la forma indicada en el acápite respectivo. Al llegar el tapón interruptor al deflector interceptador la presión súbitamente subió a 1,000 lbs/pulg².

Se dejó caer la bomba dentro de la tubería, se abrieron los pasos del cuello de cementación múltiple después de 15 minutos, á una presión de 800 lbs/pulg.

La segunda cementación se efectuó sin rotación de la sarta por razones obvias. Al llegar el tapón de cierre a su asiento la presión subió bruscamente á 800 lbs/pulg². Las densidades de la mezcla obtenidas en el proceso de cementación fueron 16.0 y 15.9 lbs/Gal correspondientes a 1.12 y 1.13 Pies cúbicos/Bolsa.

Luego el espacio anular cementado probablemente en la primera etapa sería de:

$$\frac{57.29 \times 8.6730 \times 1.12}{1.23 \times 1.1} + \frac{104.92 \times 4.634 \times 1.12}{1.23 \times 1.1} = 817.45 \text{ Pies}$$

En la segunda etapa:

$$\frac{189.43 \times 4.634 \times 1.13}{1.25 \times 1.1} = 721.41 \text{ Pies.}$$

El costo de este tipo de trabajo de cementación es el siguiente:

Cemento: (162 + 189) 26.37	S/. 9,255.87
Agua: $\left(\frac{4.75 \times 162}{42} + \frac{4.82 \times 189}{42} + 5\right) 1$	45.24
Centralizadores: 3 x 443.60	1,330.80

Zapata flotadora (E.L.)	8/.	3,371.20
Cuello de cementación múltiple:		10,460.80
Alquiler de unidad de cementación : (6,480 + 3,600)		10,080.00
Kilometraje:		900.00
Seis horas de trabajo del equipo de perforación rotativa debido a este tipo de operación de cementación: (19,000 + 24) 6		4,750.00
Doce horas paralizado el equipo de perforación rotativa esperando fraguar el cemento: (9,000+24)12		4,500.00
Varios:		<u>4,750.00</u>
	8/.	<u>50,693.91</u>

Pozo PB-191.- Se perforó por el sistema rotativo. Su profundidad final fué de 4,365'. Después de tomarse un registro eléctrico, se determinaron dos secciones productivas: 4,098' - 3,665 y 3,000' 1540. En esta última de mayor longitud se encuentran intercalado un paquete apreciable de lutita con silstone 2,180' - 1,705' se procedió a completarlo bajándose la tubería final de revestimiento con zapata flotadora a 4269' y accesorio especial para cementación en dos etapas.

Las condiciones para la cementación se dan a continuación. Diámetro del pozo: 8 1/2" de 102' a 4,365'. Tubería final de revestimiento A.P.I. de 5 1/2" D.R. combinada: 647.37' Grado J-55 Peso 15.5 Lbs. Pie y 3,613.95' Grado J-55 14 Lbs/Pie. Densidad de la mezcla: 14.70 Lbs/Gal. (1.36 Pies cub/Bolsa) Relación agua cemento: 6.5 Gal/Bolsa. Equipo flotante: Zapata flotadora a 4269'

y cuello flotador a 4,234' debido haber apenas de agua. Accesorio especial: cuello de cementación múltiple para dos etapas a 3,079' Japones para cementación: solo los que se utilizan en esta operación. Cabezal de cementación: tipo simple con unión giratoria. Centralizadores: a 4,239'; 3,915'; 3,622'; 3,050'; 2,570'; 2,213'; y 1,6058 ubicales uno entre la zapata flotadora y el cuello flotador, otro debajo del cuello de cementación y el resto distribuidos a lo largo de la sarta. Ras apoyos: instalados a 120° siguiendo método A Figura No 21 y colocados en los intervalos convenientes 4,210' - 4,200', 4,017' - 4,007' y 3,893' - 3,883'. Equipo de bombeo: unidad de cementación Novco: VP-AC. Aditivos a utilizarse: 2% bentonita. Espacio anular a cementarse: 900' en la primera etapa y 1,800' en la segunda etapa. Tiempo a esperarse por fraguado del cemento: 12 horas. Porcentaje de exceso: ninguno, pues se empleó registro micro-calibrador para determinar las variaciones del diámetro del pozo.

Cantidad de cemento:

Primera etapa: De acuerdo al registro micro-calibrador se determinaron los siguientes diámetros con sus longitudes correspondientes para los 900' a cementarse relativos a la sección 4,269' a 3,369'.

Diámetro (Pulg.)	8 1/2	9	9 1/2	10	10 1/2	11	11 1/2	12	12 1/2	13	13 1/2
Longitud (Pies)	48	74	332	97	117	82	68	22	28	16	16

- 304 -

48	x	.2083	=	10.00
74	x	.2516	=	18.62
332	x	.2975	=	98.77
97	x	.3458	=	33.54
117	x	.3967	=	46.41
82	x	.4500	=	36.90
68	x	.5058	=	34.39
22	x	.5640	=	12.41
28	x	.6248	=	17.49
16	x	.6880	=	11.01
16	x	.7066	=	11.31

6 sea:

10.00 + 18.62 + 98.77 + 33.54 + 46.41 + 36.90 + 34.39 + 12.41 +
17.49 + 11.01 + 11.31 = 330.85 6 sea 331 Bolsas.

Luego:

$$\frac{331 \times 1.21}{1.36} = 267.72 \text{ 6 sea 268 Bolsas.}$$

Segunda Etapa: De acuerdo al registro micro-calibrador se determinaron los siguientes diámetros, con sus longitudes correspondientes para los 1,800' a cezontarse, relativos a la sección 3,000' a 1,540'.

Diámetro (Pulg)	8½	9½	10	10½	11	11½	12	12½	13	13½
Longitud (Pies)	16	36	17	258	106	254	74	320	240	479
				16	x	.2083	=	3.33		
				36	x	.2975	=	10.71		

- 305 -

17	x	.3498	=	5.88
258	x	.3967	=	102.35
106	x	.4500	=	47.70
254	x	.5058	=	128.47
74	x	.5640	=	41.74
320	x	.6248	=	199.94
240	x	.6880	=	165.12
479	x	.7066	=	338.46

O sea:

3.33 + 10.71 + 5.88 + 102.35 + 47.70 + 128.47 + 41.74 + 199.94 +
165.12 + 338.46 = 1,043.70 ó 1,044 Bolsas.

Luego:

$$\frac{1,044 \times 1.11}{1.36} = 844.41 \text{ ó } 845 \text{ Bolsas.}$$

Cantidad de bentonita:

Primera Etapa:

$$\frac{268 \times 94 \times 2}{100} = 5.03 \text{ ó } 6 \text{ Bolsas}$$

Segunda Etapa:

$$\frac{845 \times 04 \times 2}{100} = 15.89 \text{ ó } 16 \text{ Bolsas.}$$

Volúmen de fluido de inyección para desplazamiento

Primera etapa:

$$647.37 \times .0238 = 15.41$$
$$3,613.95 \times .0244 = 88.18$$

O sea:

$$15.41 + 88.18 = 103.59 \text{ Bbls.}$$

Segunda Etapa:

$$3,029 \times .0244 = 73.91 \text{ Bbls.}$$

Se rotó la sarta durante toda la primera etapa, en la misma forma que en el caso anterior. Al llegar el tapón interruptor al deflector interceptador, la presión súbitamente subió a 1,100 lbs/pulg². El fluido de inyección de desplazamiento fué de 104 Bbls. Luego se dejó caer la bomba dentro de la sarta de tubería, abriéndose los pasos del cuello cementador múltiple a 900 lbs/Pulg².

La segunda cementación se efectuó sin rotación de la tubería por razones obvias. Al cerrarse los pasos del cuello de cementación múltiple, la presión aumentó á 1,900 lbs/Pulg². El fluido de inyección para el desplazamiento del tapón de cierre fué de 74 Bbls.

La densidad de la mezcla obtenida en ambas etapas fué de 14.5 Lbs/Gal.

El costo de este tipo de cementación fué el siguiente:

Cemento (331 + 845)	26.37	%	31,011.12
Bentonita (Magcogel) : (6 + 16)	90.48		1,990.56
Agua : $\frac{6.83 \times 1.176}{42} + 5$	1		196.24
Centralizadores: 7 x	365.20		2,556.40
Raspahoyos: 9 x	224.00		1,916.00
Cuello de cementación múltiple:			9,206.40
Zapata flotadora			1,308.20
Cuello flotador			1,344.00

Alquiler de unidad de cementación: (6,480 + 3,000) 3/.	10,080.00
Kilometraje:	900.00
Ocho horas de trabajo del equipo de perforación rotativa debido a este tipo de operación de cementación: (19,000 + 24) 8	6,333.33
Doce horas paralizado el equipo de perforación rotativa esperando frague el cemento: (9,000 + 24) 12	4,500.00
Varios:	<u>7,500.00</u>
	<u>78,842.25</u>

Cementación Forzada.

Pozo PB-187.- Fue perforado por el sistema rotativo. Su profundidad fue de 3,700'. Se completó bajándose la tubería final de revestimiento de 7" D.E. con zapata guía a 3,460' Cuello Rotador a 3,425' y cuello cementador múltiple a 2,304'. La sección abierta a producción fue de 3,417' a 3,165'. Su prueba de producción inicial alcanzó 10.5 Ebls de petróleo en 20 horas de surgencia con un G.O.R. de 800,000 Pies ³/Ebls. Con el fin de determinar la posición de las arenas gasíferas se tomó un registro de temperatura, ubicándolas 3,324' a 3,165' (46 Pies perforados) por el descenso de temperatura debido a la expansión del gas. Para tratar de aislar la zona más arriba indicada y excluir el reservorio dentro de normas técnicas, se decidió ejecutar una operación de cementación forzada.

Las condiciones para la cementación se dan a continuación:
Tubería final de revestimiento combinada A.P.I. de 7" D.E.: 1,482'

Grado J-55 de 23 Lbs/pie y 1,978' Grado J-55 de 20 Lbs/Pie: Equipo flotante: zapata rufa a 3,460' y cuello flotador a 3,425'. Tuberia de producción A.F.I. 3,140' de 2 3/8" C.D. Grado J-55, 4.60 Lbs/Pie. Obturadores de forzamiento: uno tipo PG a anclarse a 3,250' con cojador de deshechos. Obturador recuperable: uno tipo Howco H.R.P. a anclarse a 3,140'.

Cantidad de cemento: 250 bolsas. Colación agua cemento 8 Gal/Bolsa. Equipo de bombeo: Unidad de cementación Howco VP-AC. Tiempo a esperarse para preparar el trabajo ejecutando: 1 hora. Fluido a utilizarse para equilibrar la presión del pozo: agua salada, pues su presión estática de fondo era de 850 lbs/pulg².

Volumen de agua salada para llenar el pozo:

$$.0393 (3,425 - 1978) = 56.87$$

$$.0405 \times 1,978 = 80.11$$

C sea:

$$56.87 + 80.07 = 136.94 \text{ Fbbs.}$$

Volumen de agua salada para desplazamiento del cemento:

$$.00387 \times 3,140 = 12.16 \text{ Fbbs } \delta 12.5 \text{ Fbbs.}$$

Presión manométrica de forzamiento:

$$.40 \times 3,165 + 500 = 1,766 \text{ Lbs/pulg}^2 \delta \text{ '}$$

$$.40 \times 3,165 + 1,500 = 2,766 \text{ Lbs/pulg}^2. \checkmark$$

Presión manométrica recomendada de forzamiento:

$$.40 \times 3,165 + 500 = 1,766 \delta 1266 \text{ Lbs/pulg}^2.$$

La densidad de la mezcla durante el proceso de exprimir cemento fué de 14 Lbs/Gal. (1.5 Pies cúbicos/Bolsa) con una re-

lación agua cemento de 7 1/2 gal/bolsa. La presión máxima de trabajo fué de 1,500 lbs/Pulg². Se emplearon 12.5 bbls de agua salada para desplazar la mezcla. Después de una hora se descargó la presión y se verificó el resultado obtenido aumentando progresivamente la presión hasta 2,200 lbs/Pulg². Luego se invirtió la circulación para extraer el cemento excedente.

El costo de este trabajo de cementación es como sigue:

Cemento: 250 x 26.37	S/. 6,592.50
Agua: $(\frac{2.5}{2} \times 250 + 4) \times 1$	48.64
Agua salada: 200	20.00
Obturador de forzamiento: Tipo III	6,652.80
Alquiler obturador recuperable:	
Tipo H.R.P. (4,200 + 500 x 2)	5,200.00
Alquiler unidad de cementación:	6,480.00
Kilometraje:	800.00
Veinte horas de trabajo de una unidad de limpieza de pozo: 2,400 x 20)	48,000.00
Varios:	2,100.00
	<hr/>
T o t a l : . .	S/. 75,993.94

A P E N D I C E

CAPACIDAD DEL POZO

Diam Pozo (Pulg)	Fbls por Pie Lin.	Pies Lin por Fbl.	Pies cub por Pie Lin.	Pies lin. por Pie cub.	Bolsas de cemento (1.1 Pies cub) por Pie Lin.	Pies Lin por bolsa de cem. (1.1 Pies c
5	.0743	41.1523	.1364	7.3314	.1240	8,0645
1/8	.0255	39.2157	.1432	6.9832	.1302	7,6805
1/4	.0268	37.3134	.1504	6.6489	.1367	7,3153
3/8	.0281	35.5672	.1576	6.3452	.1433	6,9786
1/2	.0294	34.0136	.1650	6.0606	.1500	6,6667
5/8	.0308	32.4675	.1726	5.7937	.1569	6,3735
3/4	.0321	31.1527	.1803	5.5463	.1639	6,1013
7/8	.0335	29.8508	.1883	5.3107	.1711	5,8455
8	.0622	16.0772	.3491	2.8645	.3173	3.1516
1/8	.0641	15.6006	.3601	2.7770	.3273	3.0553
1/4	.0661	15.1286	.3712	2.6940	.3375	2.9630
3/8	.0681	14.6843	.3826	2.6137	.3478	2.8752
1/2	.0702	14.2450	.3941	2.5374	.3583	2.7910
5/8	.0723	13.8313	.4057	2.4649	.3688	2.7115
3/4	.0744	13.4409	.4176	2.3946	.3796	2.6346
7/8	.0765	13.0719	.4296	2.3277	.3905	2.5608
9	.0787	12.7065	.4418	2.2635	.4016	2.4900
1/8	.0809	12.3609	.4542	2.2017	.4129	2.4219
1/4	.0831	12.0337	.4667	2.1427	.4243	2.3568
3/8	.0854	11.7096	.4794	2.0859	.4358	2.2946
1/2	.0877	11.4025	.4922	2.0317	.4475	2.2346
5/8	.0900	11.1111	.5053	1.9790	.4593	2.1772
3/4	.0924	10.8225	.5185	1.9286	.4714	2.1213
7/8	.0947	10.5597	.5319	1.8801	.4835	2.0683
10	.0971	10.2987	.5454	1.8335	.4958	2.0169
1/8	.0996	10.0402	.5592	1.7883	.5083	1.9673
1/4	.1021	9.7943	.5730	1.7452	.5209	1.9198
3/8	.1046	9.5602	.5871	1.7033	.5337	1.8737
1/2	.1071	9.3371	.6013	1.6631	.5467	1.8292
5/8	.1097	9.1158	.6157	1.6242	.5597	1.7867
3/4	.1123	8.9047	.6303	1.5865	.5730	1.7452
7/8	.1149	8.7032	.6451	1.5501	.5864	1.7053
11	.1175	8.5106	.6599	1.5154	.5990	1.6669
1/8	.1202	8.3195	.6750	1.4815	.6137	1.6295
1/4	.1230	8.1301	.6903	1.4486	.6276	1.5936
3/8	.1257	7.9554	.7057	1.4170	.6415	1.5588
1/2	.1285	7.7821	.7212	1.3864	.6557	1.5251
5/8	.1313	7.6161	.7371	1.3567	.6701	1.4923
3/4	.1341	7.4571	.7530	1.3280	.6846	1.4607
7/8	.1370	7.2993	.7691	1.3002	.6992	1.4302

Diam Pozo (Pulg)	Bolsa por Pie Lin	Pies Lin. por Sbl.	Pies cub por Pie Lin.	Pies Lin. por Pie Cub.	Bolsas de cemento (1.1 Pie cub.) por Pie Lin.	Pies Lin. por bolsa cemento (1.1 Pies cub)
12	.1399	7.1480	.7854	1.2732	.7140	1.4006
1/8	.1428	7.0028	.8018	1.2477	.7289	1.3719
1/4	.1458	6.8587	.8184	1.2219	.7440	1.3441
3/8	.1488	6.7204	.8353	1.1972	.7593	1.3170
1/2	.1518	6.5876	.8522	1.1734	.7748	1.2907
5/8	.1548	6.4599	.8694	1.1502	.7903	1.2653
3/4	.1579	6.3331	.8867	1.1278	.8061	1.2405
7/8	.1610	6.2112	.9041	1.1061	.8219	1.2167
13	.1642	6.0901	.9217	1.0850	.8380	1.1933
1/8	.1673	5.9773	.93.95	1.0644	.8541	1.1708
1/4	.1706	5.8617	.9576	1.0443	.8705	1.1488
3/8	.1738	5.7537	.9757	1.0249	.8870	1.1274
1/2	.1770	5.6497	.9940	1.0060	.9036	1.1067
5/8	.1803	5.5463	1.0125	.9877	.9205	1.0864
3/4	.1837	5.4437	1.0312	.9697	.9374	1.0668
7/8	.1870	5.3476	1.0500	.9524	.9545	1.0477
14	.1904	5.2521	1.0690	.9355	.9718	1.0290
1/8	.1938	5.1600	1.0882	.9189	.9893	1.0108
1/4	.1973	5.0684	1.1075	.9029	1.0068	.9932
3/8	.2007	4.9826	1.1271	.8877	1.0246	.9760
1/2	.2042	4.8972	1.1467	.8721	1.0425	.9592
5/8	.2078	4.8123	1.1666	.8572	1.0605	.9430
3/4	.2114	4.7304	1.1866	.8427	1.0788	.9270
7/8	.2149	4.6533	1.2068	.8286	1.0971	.9115
15	.2186	4.5746	1.2272	.8149	1.1156	.8964
1/8	.2222	4.5005	1.2477	.8015	1.1343	.8816
1/4	.2259	4.4267	1.2684	.7884	1.1531	.8672
3/8	.2296	4.3554	1.2892	.7756	1.1721	.8532
1/2	.2334	4.2845	1.3104	.7632	1.1913	.8394
5/8	.2372	4.2159	1.3316	.7510	1.2105	.8261
3/4	.2410	4.1494	1.3529	.7392	1.2300	.8130
7/8	.2448	4.0850	1.3745	.7275	1.2496	.8003
16	.2487	4.0209	1.3962	.7162	1.2694	.7878
1/4	.2565	3.8986	1.4403	.6943	1.3092	.7638
1/2	.2645	3.7807	1.4849	.6734	1.3492	.7408
3/4	.2726	3.6684	1.5303	.6535	1.3911	.7189

CAPACIDAD DE LA TUBERIA DE HERRAJE ETC

Diam Ext. Pulg.	Peso con unión Lbs	Ebls. por Pie Lin.	Pies Lin. por Ebl.	Pies cub por pie Lin.	Pies Lin. por pie Cúb.	Bolsas de cemento (1.1 Pies cub. por pie lin)	Pies lin. por bolsa de cemento (1.1 Pies cub.)
5 1/2	13.00	.0247	40.46	.1388	7.206	.1261	7.927
5 1/2	14.00	.0244	40.97	.1370	7.298	.1246	8.028
5 1/2	15.50	.0238	42.01	.1336	7.482	.1215	8.231
5 1/2	17.00	.0232	43.10	.1305	7.662	.1187	8.424
5 1/2	20.00	.0222	45.04	.1245	8.032	.1132	8.833
5 1/2	23.00	.0211	47.20	.1189	8.406	.1081	9.247
7	17.00	.0415	24.08	.2331	4.289	.2119	4.718
7	20.00	.0405	24.69	.2273	4.390	.2067	4.837
7	23.00	.0393	25.40	.2217	4.524	.2009	4.976
7	26.00	.0383	26.10	.2148	4.655	.1953	5.120
7	29.00	.0371	26.91	.2085	4.794	.1896	5.273
7	32.00	.0360	27.71	.2020	4.937	.1841	5.430
8 5/8	24.00	.0637	15.70	.3570	2.796	.3252	3.076
8 5/8	28.00	.0624	16.09	.3506	2.852	.3187	3.137
8 5/8	32.00	.0610	16.39	.3422	2.922	.3111	3.214
10 3/4	32.75	.1009	9.50	.5666	1.765	.5151	1.941
10 3/4	40.50	.1981	10.19	.5509	1.815	.5008	1.996
10 3/4	45.50	.0962	10.39	.5400	1.851	.4909	2.037
10 3/4	51.00	.0943	10.51	.5292	1.889	.4811	2.078
10 3/4	55.50	.0925	10.80	.5196	1.924	.4723	2.117
13 3/8	48.00	.1571	6.36	.8218	1.134	.8016	1.247
13 3/8	54.50	.1546	6.43	.8680	1.152	.7891	1.267
13 3/8	61.00	.1522	6.57	.8543	1.170	.7766	1.287
13 3/8	68.00	.1497	6.68	.8407	1.189	.7642	1.308
13 3/8	72.00	.1481	6.75	.8318	1.202	.7559	1.322

CAPACIDAD DE LA TUBERIA DE HERRAJE ETC

EXEMPLE LINE

Diam Ext. Pulg.	Peso por pie con unión Lbs.	Ebls. por pie Lin.	Pies Lin. por Ebl.	Pies cub por pie Lin.	Pies Lin. por pie Cúb.	Bolsas de cemento (1.1 Pies cub. por pie lin)	Pies lin. por bolsa de cemento (1.1 Pies cub.)
7	23.00	.0393	25.40	.2217	4.524	.2009	4.976
7	26.00	.0383	26.11	.2148	4.655	.1953	5.120

CAPACIDAD DE LA TUBERIA DE CONCRETO

CON RESALTO INTERIOR

Diam. Pulg.	Peso por pie con uniones. lbs.	Mts. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento
4 1/2	16.60	.1422	71.32	.728	12.531	.728	13.774
4 1/2	20.00	.1188	77.66	.723	13.831	.657	15.214

REGLA AMERICANA DE TUBERIA DE CONCRETO

CON RESALTO INTERIOR

Diam. Pulg.	Peso por pie con uniones. lbs.	Mts. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento
4 1/2	16.60	.1422	71.32	.728	12.531	.728	13.77

CAPACIDAD DE LA TUBERIA DE CONCRETO

Diam. Pulg.	Peso por pie con uniones. lbs.	Mts. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin.	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento	Mts. cub. por pie lin. de cemento
2	2.375	.00405	246.9	.02272	44.1	.0265	48.41
2	2.375	.00387	258.3	.02171	46.06	.0273	50.68
2 1/2	2.875	.00579	172.7	.03250	30.76	.0254	33.85

REGLA AMERICANA DE TUBERIA DE CONCRETO

CON RESALTO INTERIOR

Desplazamiento de la tubería de exterior

Desplazamiento del Resalto Exterior

A.P.I. Pulg.	Peso por pie con uniones lbs.	Mts. lin. por pie lin.	Mts. lin. por pie cub.	Mts. lin. por pie cub. de cemento (3.1 pies cub.)	Pares de Resaltos por pie cub.	Pares de resaltos por pie cub. (1.1 Pies cub.)	Pares de resaltos por bolsa de cemento
4 1/2	16.60	4.3676	22.6716	35.9387	3.96	22.59	32.55
4 1/2	20.00	3.5017	26.1908	28.8099	5.00	28.92	42.81

*Los guarismos indican la cantidad de espacio llenada por el material en un par de resaltos menores que el diámetro interior de la tubería. Como hay dos resaltos en cada punta de tubería de perforar, los resaltos están calculados en pares; por esto, cuando se use esta tabla, sólo es necesario dividir el número de puntas de la tubería de perforar entre estos guarismos.

**Los guarismos indican la cantidad de espacio llenada por el material en la tubería de perforar, exclusiva de las restricciones interiores y aumentos exteriores de los resaltos, uniones y uniones de tubería de perforar.

DESPLAZAMIENTO DE UNIONES DE LA TUBERIA

DE PERFORACION.

A.P.I. Tamaño Pulg.	Restricción Interior de las uniones (cantidad de espacio llenado por el material menor inferior que el diámetro de la tubería de perforar.			Ensamble exterior de la unión "K" (cantidad de espacio llenada por el material mayor que el diámetro exterior de la tubería de perforar.		
	Uniones por Galón	Uniones por Pie Cúb	Uniones por bolsa de cemento (1.1 Pies cúb.	Uniones por Galón	Uniones por Pie Cúb.	Uniones por bolsa de cemento (1.1 Pies cub.
2 3/8	28.30	211.68	232.85	3.71	27.72	30.49
2 7/8	22.06	164.97	182.46	2.38	17.79	19.57
3 1/2	15.55	116.32	127.96	1.94	14.47	15.92
4	9.85	72.84	78.12	.86	6.45	7.09
4 1/2	7.79	58.26	64.09	1.10	8.25	9.08
5 1/2	2.62	19.62	21.59	.78	5.86	6.44
6 5/8	1.33	9.98	10.98	.68	5.05	5.56

VOLUMEN Y ALTURA ENTRE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Y EL POZO

Diam del Pozo (Pulg.)	Bbls por Pie Lin. (Pie Lin. por bbl.)	Pies Lin. por bbl.	Pies cub por pie lin.	Pies lin por pie cub.	Bolsas de cemento (1.1 pies cub por pie lin.)	Pies lin por bolsa de cemento (1.1 pies cub.)	Diam. exterior Tuber. Revest.
8	.0425	23.5294	.2386	4.1911	.2169	4.6104	
1/4	.0464	21.5517	.2608	3.8344	.2371	4.2176	4 1/2"
1/2	.0505	19.8020	.2836	3.5261	.2578	3.8790	
3/4	.0547	18.2815	.3071	3.2563	.2792	3.5817	
9	.0590	16.9492	.3313	3.0184	.3012	3.3201	
1/4	.0636	15.7729	.3562	2.8074	.3238	3.0883	4 1/2"
1/2	.0680	14.7059	.3818	2.6192	.3471	2.8810	
3/4	.0727	13.7552	.4080	2.4510	.3709	2.6961	
8	.0328	30.4878	.1841	5.4318	.1673	5.9773	
1/4	.0367	27.2480	.2062	4.8497	.1875	5.3333	5 1/2"
1/2	.0408	24.5098	.2291	4.3649	.2083	4.8008	
3/4	.0450	22.2222	.2526	3.9588	.2296	4.3554	
9	.0311	32.4315	.1745	5.7307	.1587	6.3012	
1/4	.0355	28.1690	.1994	5.0150	.1813	5.5157	7"
1/2	.0401	24.9377	.2250	4.4444	.2045	4.8900	
3/4	.0447	22.3714	.2512	3.9809	.2284	4.3783	
9	.0064	156.2500	.0360	27.7778	.0327	30.5810	
1/4	.0109	91.7431	.0609	16.4204	.0554	18.0505	8 5/8"
1/2	.0154	64.9351	.0865	11.5607	.0786	12.7227	
3/4	.0201	49.7512	.1125	8.8652	.1025	9.7561	
10	.0249	40.1606	.1397	7.1582	.1270	7.8740	
1/4	.0298	33.5571	.1673	5.9773	.1521	6.5746	8 5/8"
1/2	.0348	28.7356	.1956	5.1125	.1778	5.6243	
3/4	.0400	25.0000	.2246	4.4524	.2041	4.8996	
15	.1063	9.4073	.5969	1.6753	.5426	1.8430	
1/4	.1137	8.7951	.6381	1.5672	.5801	1.7238	10 3/4"
1/2	.1211	8.2576	.6801	1.4704	.6182	1.6176	
3/4	.1287	7.7700	.7227	1.3837	.6570	1.5221	
17	.1070	9.3458	.6006	1.6650	.5460	1.8315	
1/2	.1237	8.0841	.6946	1.4397	.6315	1.5835	13 3/8"

CEMENTO ORLATINOSO

RELACIONES AGUA-CEMENTO RECOMENDADAS

CEMENTO PORTLAND

Gal %	Agua Gal/Bolsa	Tiempo horas minut		Densidad de la mez- cla Lbs/Gal	Volumen de la mezcla Pies cub.	Factor de conversión
0	5.5	2	13	15.40	1.22	.90
2	6.5			14.70	1.36	.81
4	7.7	1	54	14.10	1.53	.72
6	8.8			13.65	1.69	.65
	9.7	1	46	13.30	1.82	.60
10	11.1			12.95	2.02	.54
	12.3	1	56	12.60	2.19	.50

El tiempo se refiere al apagamiento de una mezcla de cemento a 125°F

MEZCLA DE CEMENTO PORTLAND - PERLITA

ATMOSFERA

3000 Lbs/Pulg²

Gal %	Agua Gal/bolsa	Densidad de la mez- cla Lbs/Gal.	Volumen de la mezcla Pies cub.	Factor de conver.	Densidad de la mez- cla /Lbs Gal.	Volumen de la mezcla Pies cub.	Factor de Conver.
1 Bolsa de cemento - 1/5 Pie cubico de perlita dilatada.							
2	7.3	13.94	1.53	.719	14.34	1.49	.740
4	8.5	13.48	1.70	.647	13.84	1.66	.664
6	9.6	13.13	1.86	.591	13.44	1.82	.605
8	10.5	12.91	1.99	.553	13.20	1.95	.565
1 Bolsa de cemento - 1/4 Pie cubico de perlita dilatada							
2	7.5	13.77	1.57	.700	14.26	1.52	.725
4	8.7	13.35	1.74	.632	13.76	1.69	.652
6	9.8	13.01	1.90	.579	13.38	1.85	.595
8	10.7	12.80	2.30	.542	13.14	1.98	.556
1 Bolsa de cemento - 1/3 Pie cubico de perlita dilatada							
2	7.83	13.50	1.64	.670	14.11	1.57	.701
4	9.03	13.11	1.81	.607	13.64	1.74	.632
6	10.13	12.81	1.97	.568	13.29	1.90	.579
8	11.03	12.62	2.10	.524	13.06	2.03	.542
1 Bolsa de cemento - 1/2 Pie cubico de perlita dilatada							
2	8.50	13.01	1.78	.617	13.84	1.68	.657
4	9.70	12.70	1.95	.564	13.43	1.84	.596
6	10.80	12.44	2.11	.521	13.10	2.00	.549
8	11.70	12.29	2.24	.491	12.90	2.14	.515

1 Bolsa de cemento - 3/4 Pie cúbico de perlita dilatada

2	9.50	12.40	1.99	.552	13.50	1.83	.600
4	10.70	12.17	2.16	.508	13.16	2.00	.579
6	11.80	11.98	2.32	.473	12.87	2.16	.509
8	12.70	11.86	2.55	.448	12.70	2.29	.480

1 Bolsa de cemento - 1 Pie cúbico de Perlita dilatada

2	10.50	11.91	2.20	.499	13.20	1.99	.553
4	11.70	11.74	2.38	.463	12.90	2.16	.509
6	12.80	11.60	2.54	.434	12.83	2.32	.474
8	13.70	11.50	2.66	.413	12.50	2.55	.449

1 Bolsa de cemento - 1 1/2 Pies cúbicos de Perlita dilatada.

2	12.50	11.18	2.63	.418	12.75	2.30	.477
4	13.70	11.07	2.80	.393	12.52	2.48	.444
6	14.80	10.98	2.96	.372	12.32	2.64	.417
8	15.70	10.93	3.09	.356	12.21	2.76	.398

CLORURO DE CALCIO
CEMENTO PORTLAND.

Agua Gal/Bolsa	Densidad de la mezcla Lbs /Gal.	Tiempo de Curado en Minutos % de Cloruro de calcio.							
		0	1	2	4	6	8	10	
4.5	16.25	70	54	37	27	23	19	17	
5.5	15.40	95	76	52	40	30	24	22	
6.5	14.70	105	-	60	43	38	33	34	
7.5	14.10	121	-	71	48	50	38	34	

El tiempo corresponde al de espesamiento de la mezcla de cemento a 140°F.

RELACIONES AGUA-CEMENTO DENSIDAD Y VOLUMENES
DE UNA MEZCLA DE PURO CEMENTO.

Antes de la mezcla		Despues de la mezcla	
Relación agua - cemento	Relación	Densidad por	Volumen de la
Gal de agua por bolsa	equivalente	Galón de mezcla	mezcla por bolsa
	en porcentaje de	(lbs)	-(Pies cub).
	agua por peso de		
	una bolsa de cemento.		
	(porcentaje)		

7 1/2	66.2	14.1	1.5
7	61.8	14.4	1.43
6 1/2	57.4	14.7	1.35
6	53.0	15.0	1.28
5 1/2	48.6	15.4	1.21

INDICE

	Página
Introducción.-----	1
<u>CEMENTO</u>	
Resena histórica.-----	3
Constitución y propiedades del cemento artificial.-	4
Factores que afectan el comportamiento del cemento en pozos de petróleo.-----	8
Relación entre la constitución química del cemento y el tiempo de fraguado.-----	9
Relación agua cemento.-----	9
Efectos de presión y temperatura.-----	12
Efectos de las sustancias químicas empleadas en el control del fluido de inyección.-----	14
Efecto del rovoque.-----	19
Efectos de las aguas subterráneas.-----	21
Efectos del petróleo y gas.-----	23
Efecto del grado de finesa.-----	23
Influencia del almacenamiento del cemento.-----	24
Tipos de cementos.-----	24
Cementos especiales para pozos de petróleo.-----	27
Cementos de lento fraguado.-----	28
Cementos retardados.-----	28
Cementos resistentes a los sulfatos.-----	29
Cementos de puzolana.-----	29
Cementos de baja pérdida de agua.-----	34
Cemento de yeso.-----	34

Cementos con resina.-----	37
Ingredientes adicionales en una lechada de cemento.-----	
Aceleradores del periodo de fijación del cemento.-----	61
Retardadores del periodo de fijación del cemento.-----	63
Cementos solubles en ácido.-----	63
Ingredientes que dan al cemento propiedades que lo hacen adaptable a varias condiciones del subsuelo.-- - -----	65
Otros ingredientes adicionales.-----	77

C E M E N T A C I O N

Finalidad de la cementación.-----	85
Aplicación de operaciones auxiliares en la cementación.-----	87
Registros eléctricos.-- -----	87
Registros de calibración.-- - -----	92
Registros de temperatura.-----	99
Perforación a bala.-----	109
Requisitos necesarios antes y durante la cementación a fin de obtener los mejores resultados.---	118
Preparación del pozo para la cementación.-----	120

OPERACIONES DE CEMENTACION

	Página
Cementación de tapones.....	122
Fines de los tapones.....	124
Factores que influncian la colocación de tapones.....	126
Accesorios para la colocación de tapones.....	128
Cementación de tapones en pozo revestido.....	129
Cementación de tapones en pozo abierto.....	130
Cementación de tuberías de revestimiento.....	135
Fines de la cementación de tubería de revestimiento.....	135
Factores que influncian la cementación de tuberías de revestimiento.....	137
Equipo para la cementación de tuberías de revestimiento.....	159
Consideraciones que deben tenerse presente para la cementación de tuberías de revestimiento.--	176
Efecto del arrastre de aire durante la ejecución de la cementación de tuberías de revestimiento.---	190
Procedimiento de cementación de tuberías de revestimiento.....	201
Cementación por múltiples etapas.....	210
Fines de la cementación por múltiples etapas.....	211
Accesorios para la cementación por múltiples etapas.....	214
Procedimiento de cementación múltiple en dos etapas.....	219

Procedimiento de cementación múltiple en tres etapas.-----	223
Cementación forzada.-----	225
Accesorios para la cementación forzada.-----	232
Fines de la cementación forzada.-----	241
Teoría de la cementación forzada.-----	248
Procedimientos de cementación forzada.-----	253
Cementación de formaciones cavernosas.-----	260
Factores que influyen en las pérdidas de circulación.-----	261
Prevención de las pérdidas de circulación.-----	269
Agentes cementadores de formación.---	269
Procedimientos de cementación.-----	271
4. Práctica de cementación y consideraciones económicas.-----	272
Cementación de taponas.---	275
Cementación de tuberías de revestimiento.-----	288
Cementación múltiple de tuberías de revestimiento.---	299
Cementación forzada.-----	307
<u>A P E N D I C E</u> (Tablas)	
Capacidad del pozo.-----	310

	<u>Página</u>
Capacidad de la tubería de revestimiento.-- -	312
Capacidad de la tubería de revestimiento E.L.-	312
Capacidad de la tubería de perforación con resalto interior.-----	313
Capacidad de la tubería de perforación Hydril Internal Flush con resalto exterior.---	313
Capacidad de la tubería de producción.- ----	313
Desplazamiento de la tubería de perforar A.P.I. con resalto interior.----- " - - - -	313
Desplazamiento de las uniones de la tubería de perforación.-----	314
Voidaen y altura entre la tubería de revesti- miento y el pozo.-----	314
Cemento Gelatinoso.-----	315
Mascla de cemento Portland Gel Perlita.-----	316
Cloruro de calcio.-----	317
Relaciones agua-cemento, densidad y volúmenes de una mezcla de puro cemento.-----	317

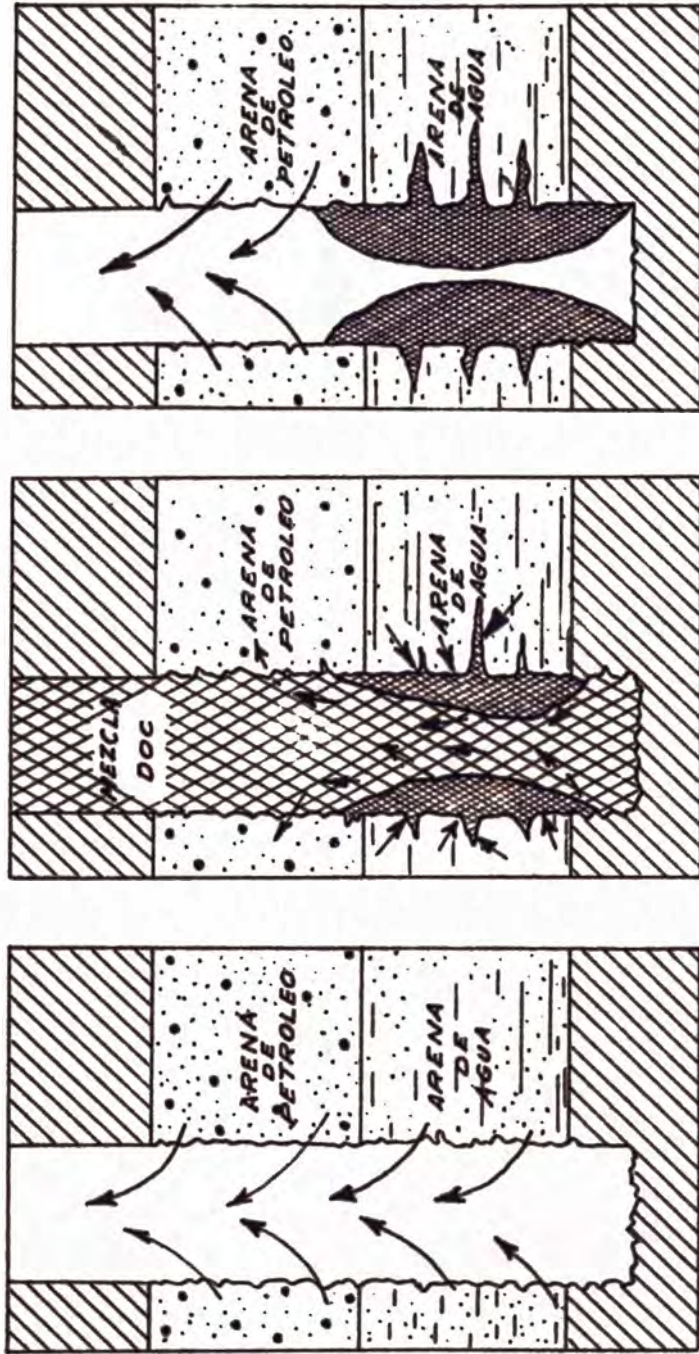
BIBLIOGRAPHIA

1. Selective exclusion of fluids from well by Paul D. Torrey.
2. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing by George C. Howard and J. B. Clark.
3. Trend in use of low - weight cement slurries by C. D. Saunders and F. W. Nussbaumer.
4. Recent development in the use of bentonite in cement by B. E. Morgan and G. K. Dumbauld.
5. Composition and properties of oil well drilling fluid by Walter F. Royers.
6. Petroleum Production Engineering - Development - by Lester Charles Uren.
7. How squeeze cementing can save your oil - Halliburton's sales and service catalogue 1957.
8. What is electric logging.- L. A. by L.A. Pusin.
9. Effect of mud - treating chemicals on oil - well cements.
10. Cement and its behavior in oil wells by Baker Oil Tools Inc.
11. Diesel oil - Cement slurries by Halliburton oil well cementing Co.
12. Operating Manual by Halliburton Oil Well Cementing Co.
13. Modern oil-well cementing operation by Francis M. Anderson.
14. Multiple - stage cementing by E. E. Barbeil.
15. New materials for cementing wells by Calvin D. Saunders and Bob Diggs Brown.
16. Integrating well completing practice by H. F. Hopkins.
17. Equipment, materials, tools for cementing deep wells by Phil Montgomery.

18. Squeeze cementing operations by Baker Oil Tools, Inc.
19. Cementing Operation by Ohio Oil Co.
20. Open-hole cement plug by Bruce Barkins
21. Physical Properties of gel-cement. by Dwight K. Smith
22. Improved casing cementing by W.M. D. OWSLEY
23. The New centraliser 3-3 by Halliburton Oil-Well Cementing Co.
24. Primary cementing of casing in rotary drilled wells by Waldo L. Grossman
25. Ingredientes adicionales en la mezcla del cemento. *Petróleo-Diciembre 1945.*
26. Temperature Well logging by Hubert Guyod.
27. Electric Well logging by Hubert Guyod.
28. Caliper Well logging by Hubert Guyod
29. ~~Engineering fundamentals in modern drilling by The Oil and gas Journal~~
30. ~~Air entrainment during primary cement jobs by Waldo Grossman~~

FIGURA N°1.

MARCHA OPERATIVA DE LA MEZCLA DOC.



FORMACIONES DE PETROLEO Y AGUA PRODUCIENDO SIMULTANEAMENTE.
MEZCLA DE DOC UNA VEZ COLO.
CADA EL AGUA HA PRINCIPIADO A PENETRAR EN LA MEZCLA DESPLAZANDO AL DIESEL OIL.
PRODUCCION DESPUES DEL TRATAMIENTO CON DOC. EL CEMENTO HA FRAGUADO FUERTEMENTE EN CONTACTO CON LA ARENA DE AGUA.

FIGURA N° 3

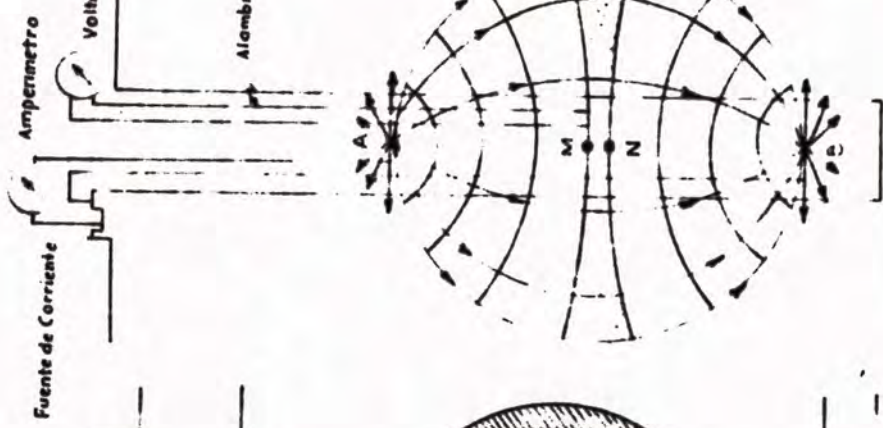


FIGURA N° 2

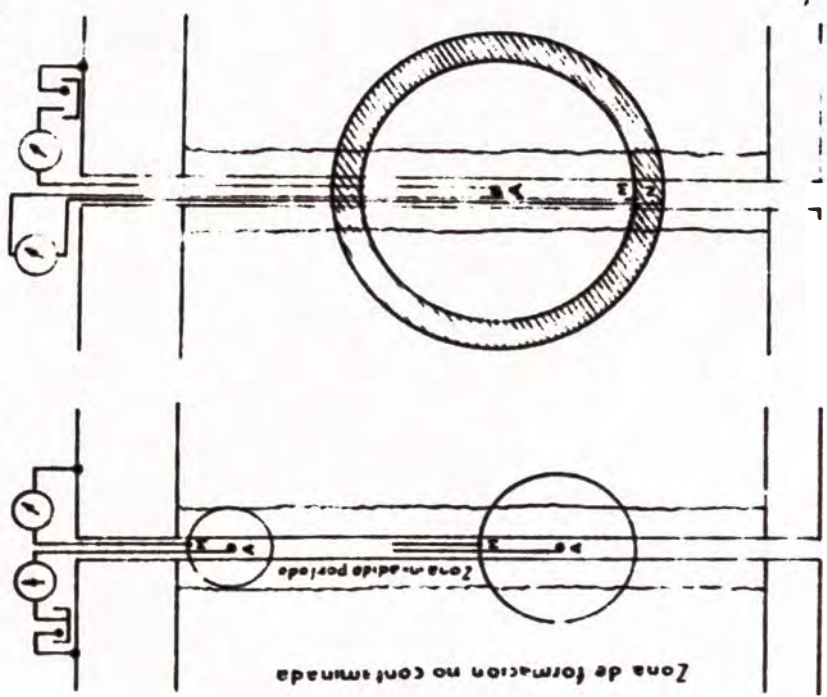
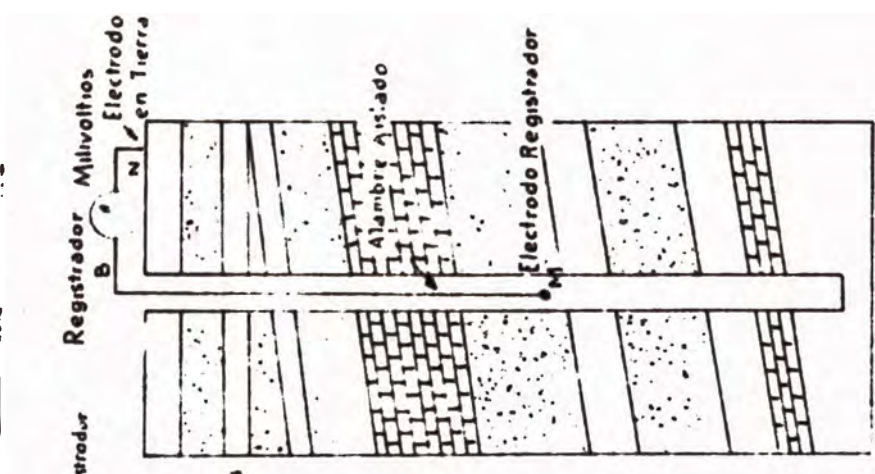


FIGURA N° 5



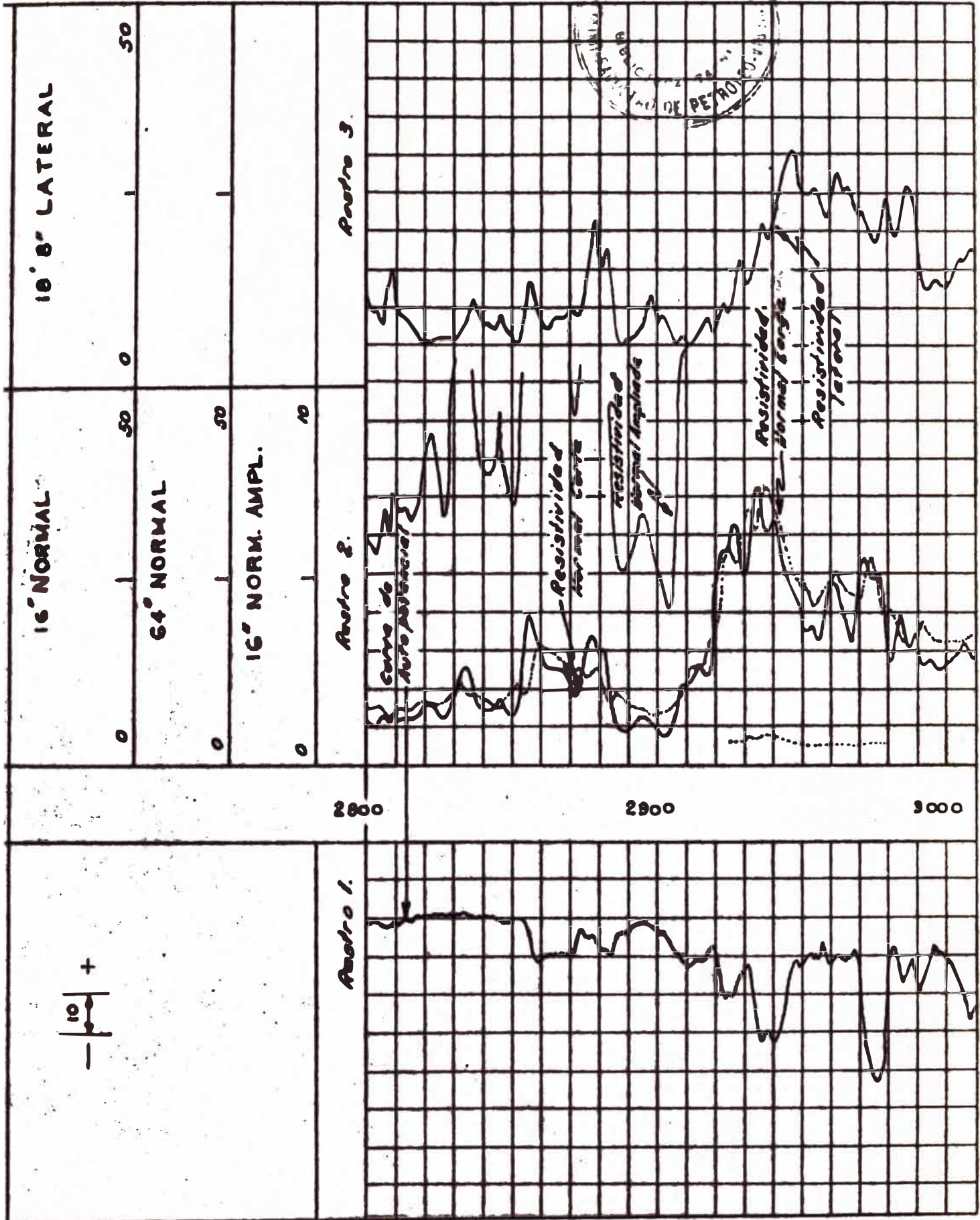
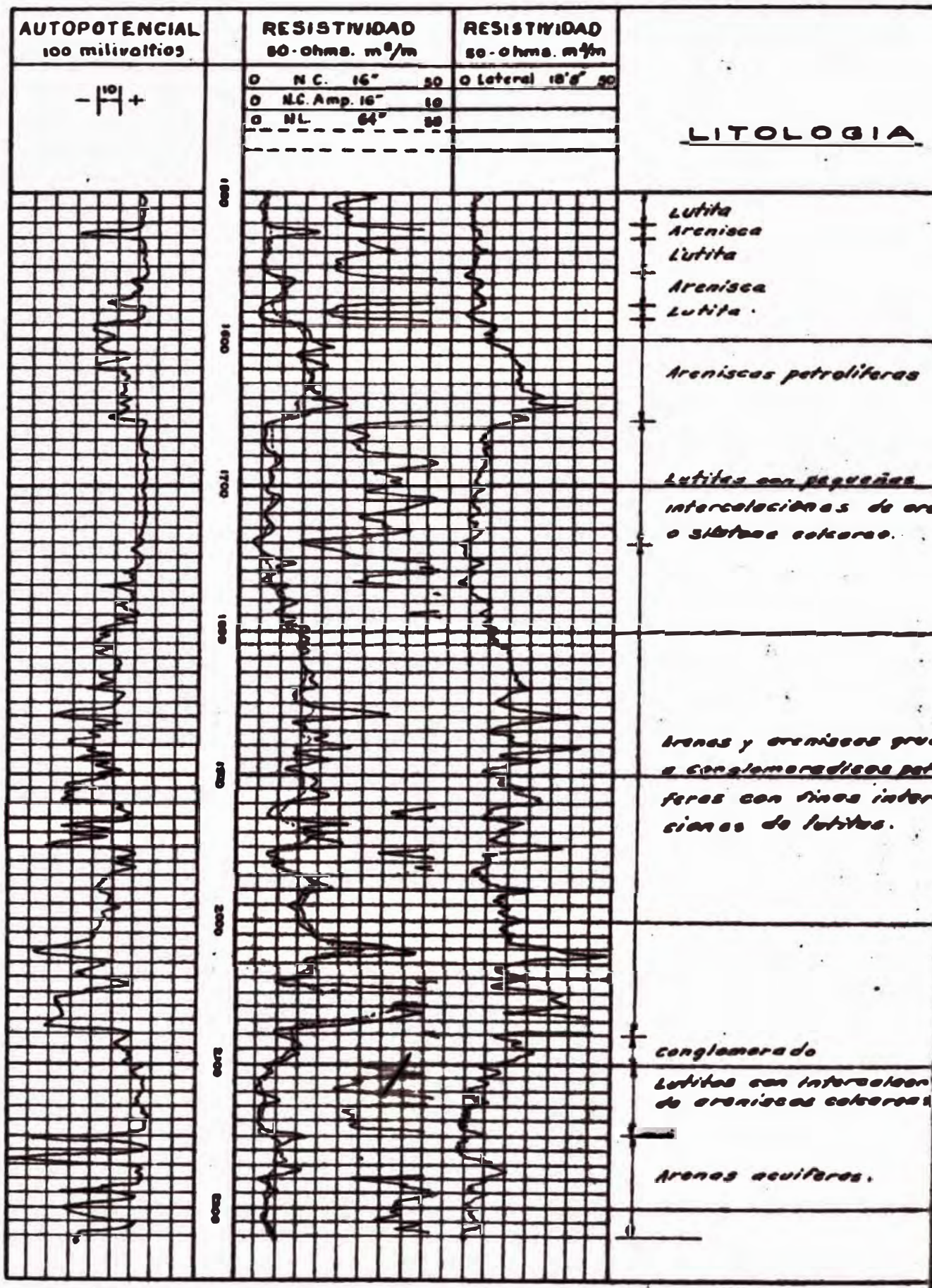
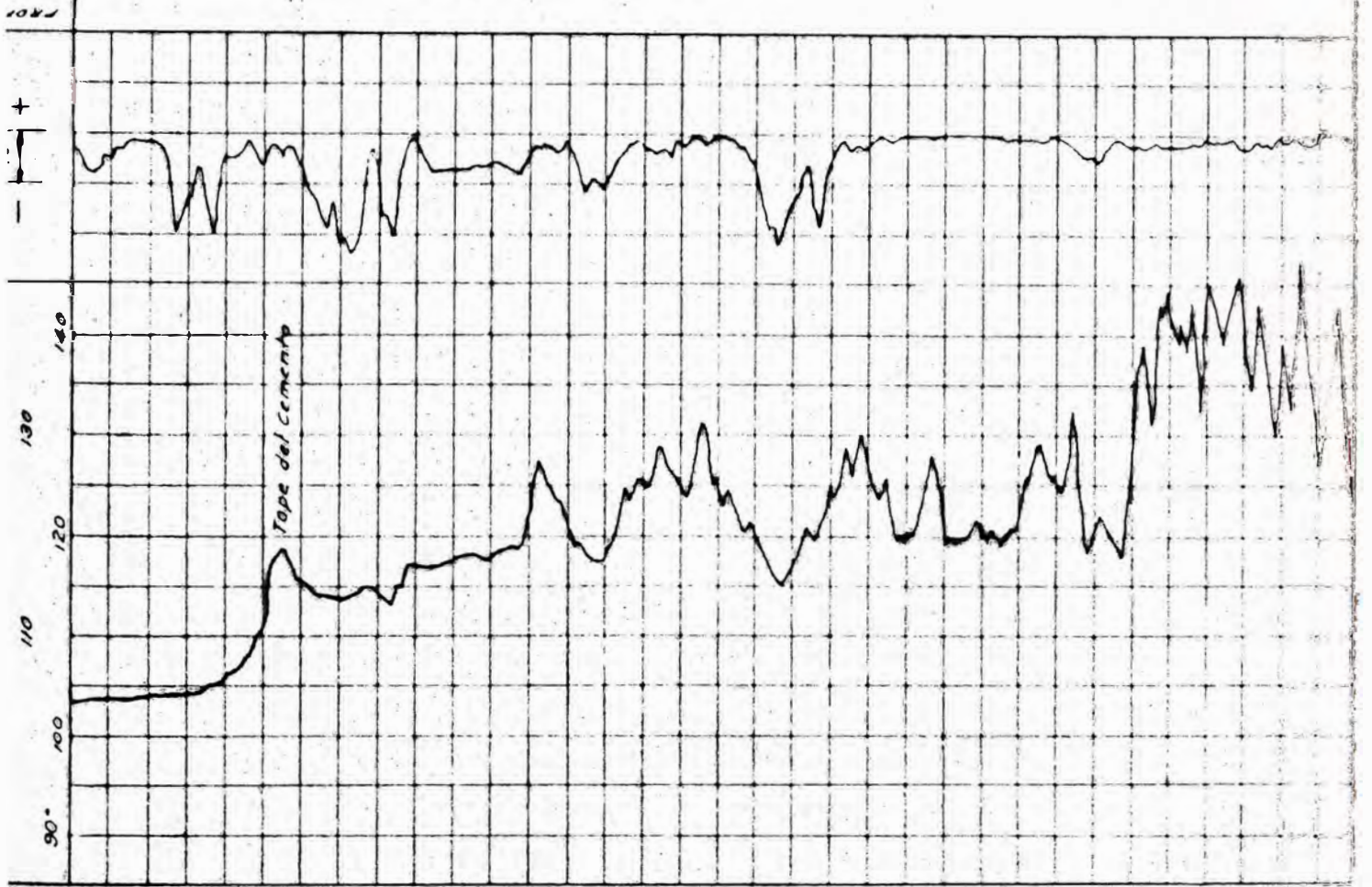
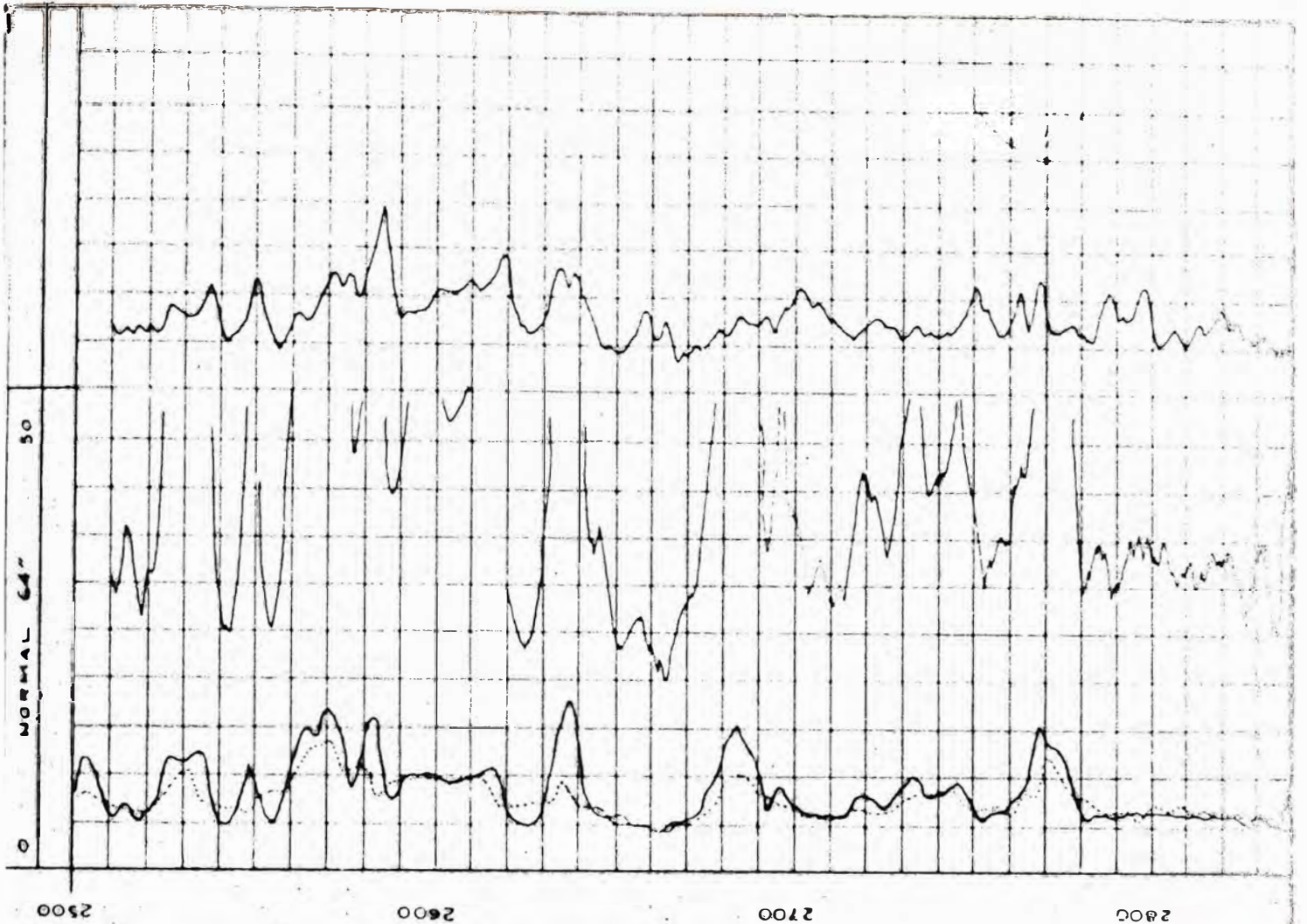


FIGURA N° 4

FIGURA N° 6.





REGISTRO DE SECCIONES

DIAMETRO DEL POZO EN PULGADAS

10 15 20

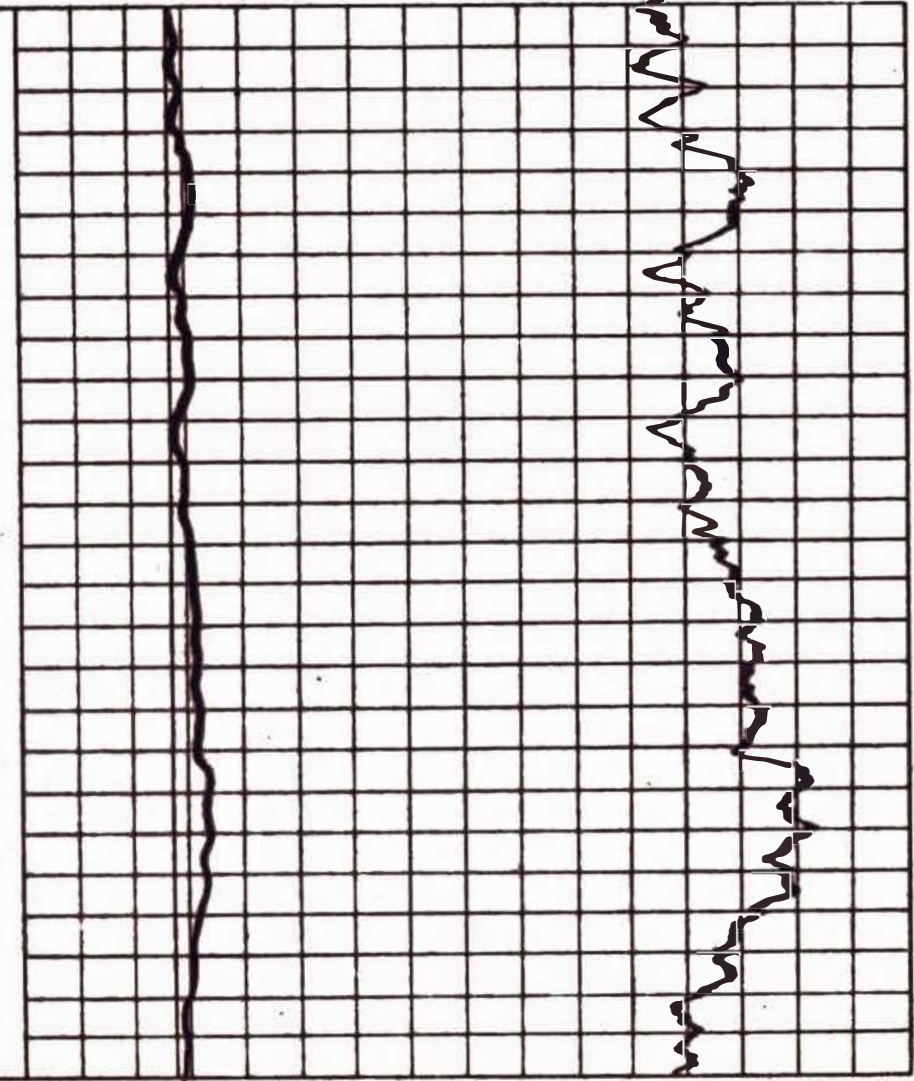
AREA CIRCULAR DEL POZO EN PULGADAS CUADRADAS

0 50 100 150 200 250 300 350 400

1300

1400

1500



REGISTRO MICRO-CALIBRADOR

CALIBRADOR

RESISTIVIDAD
20 Ohms m/m

Micro Inverso
1" x 1"

o Micro Normal 2"

8 9 10 11 12 13 14 15 16

DIAMETRO DEL POZO EN PULGADAS

2400

2500

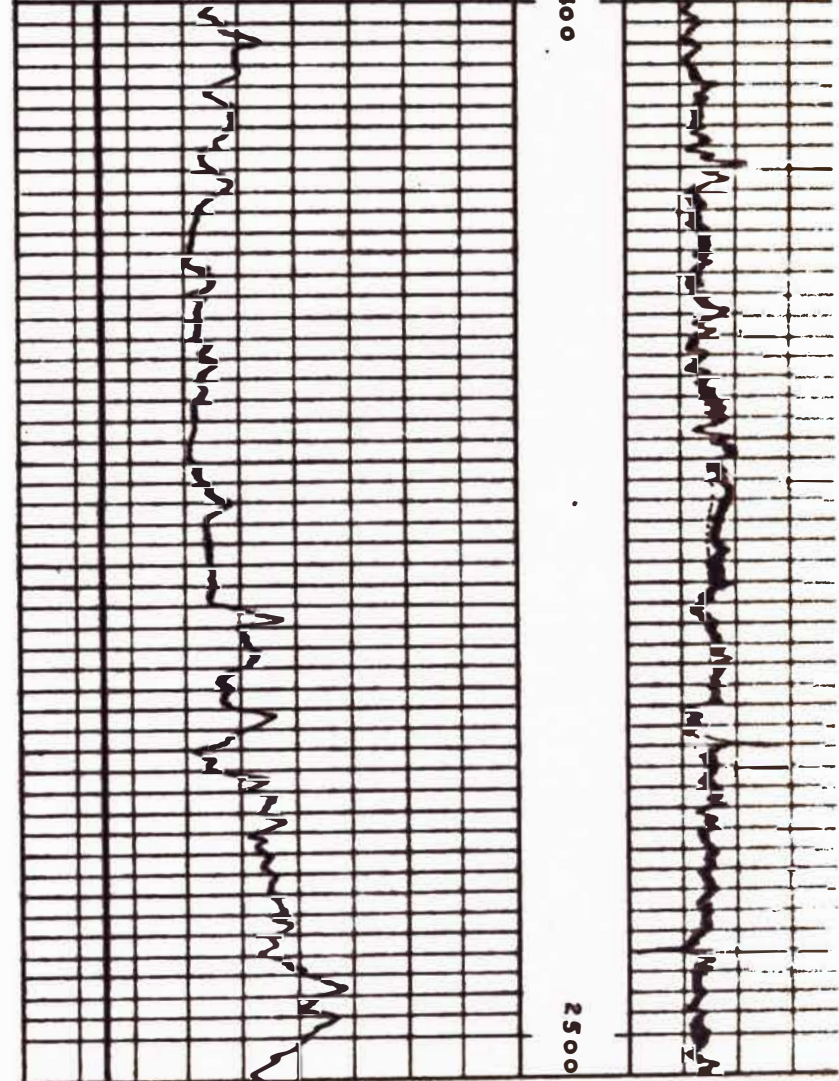
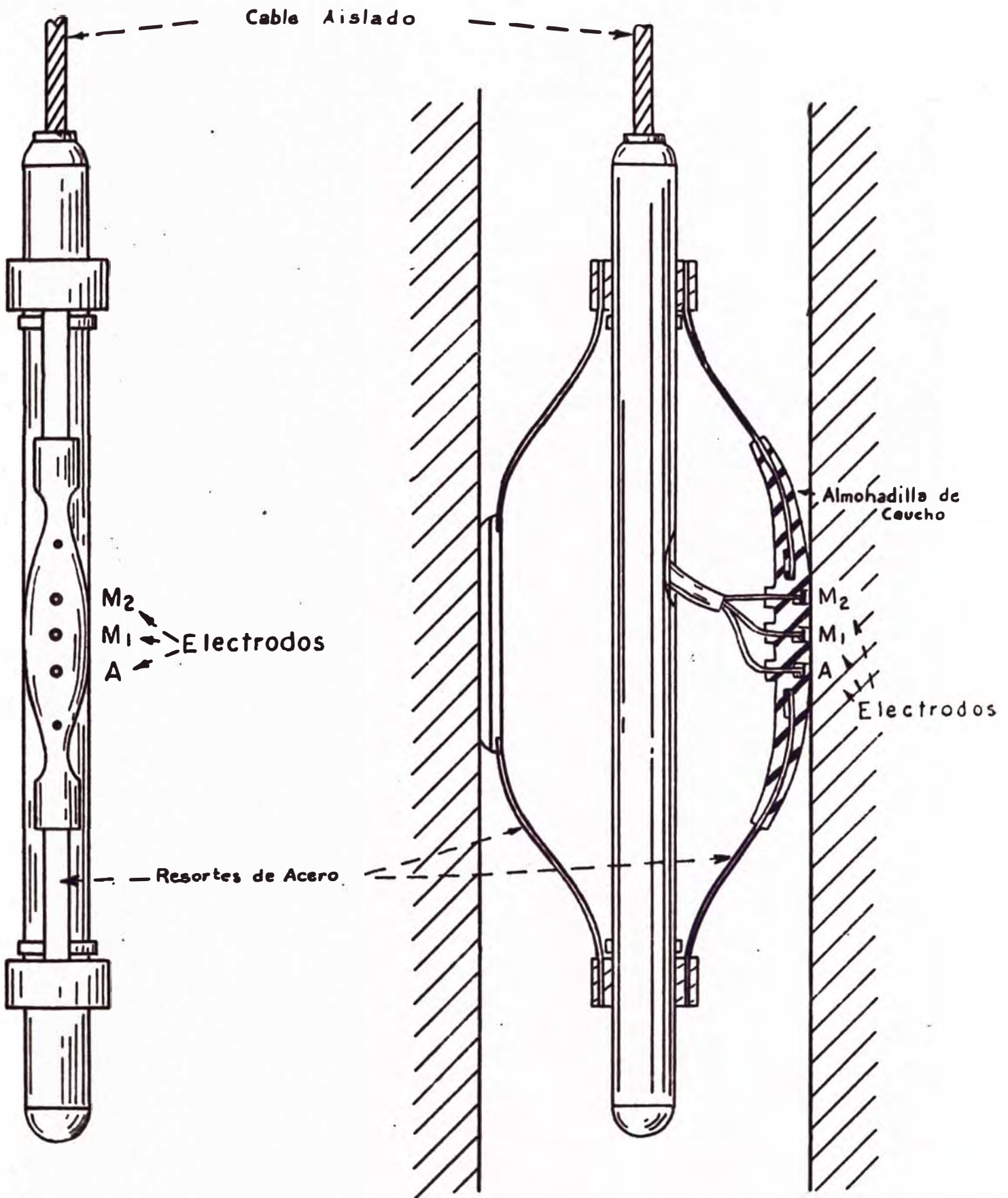
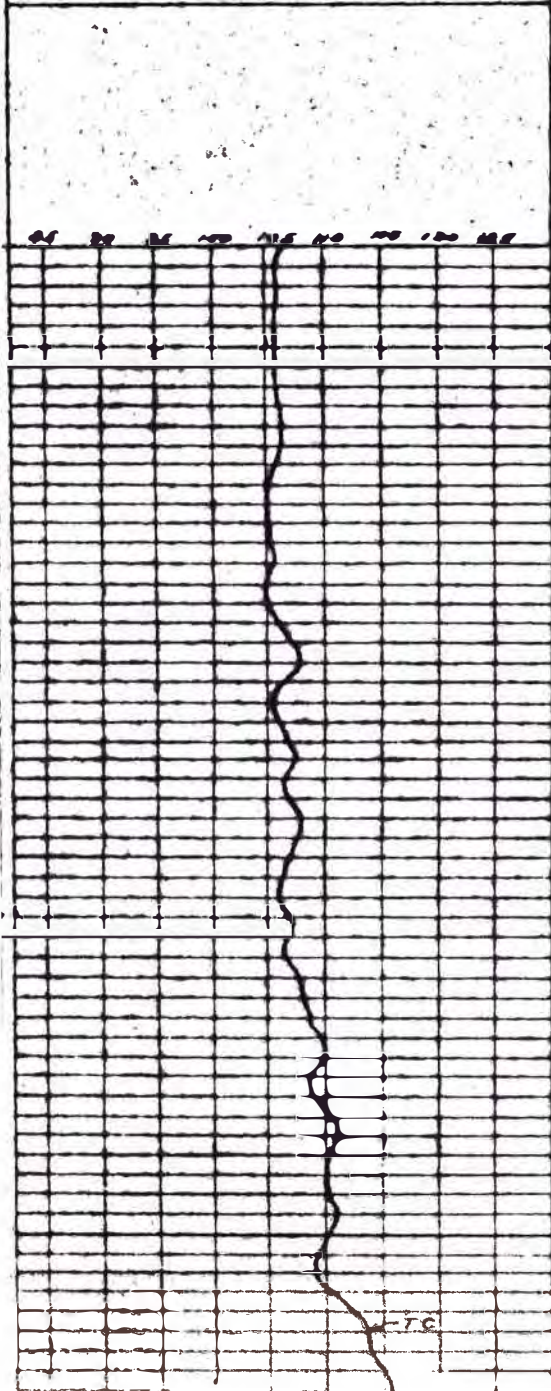


FIGURA N° 9



REGISTRO DE TEMPERATURA °F



R. de Secciones

Diámetro del Pozo en Pulgadas

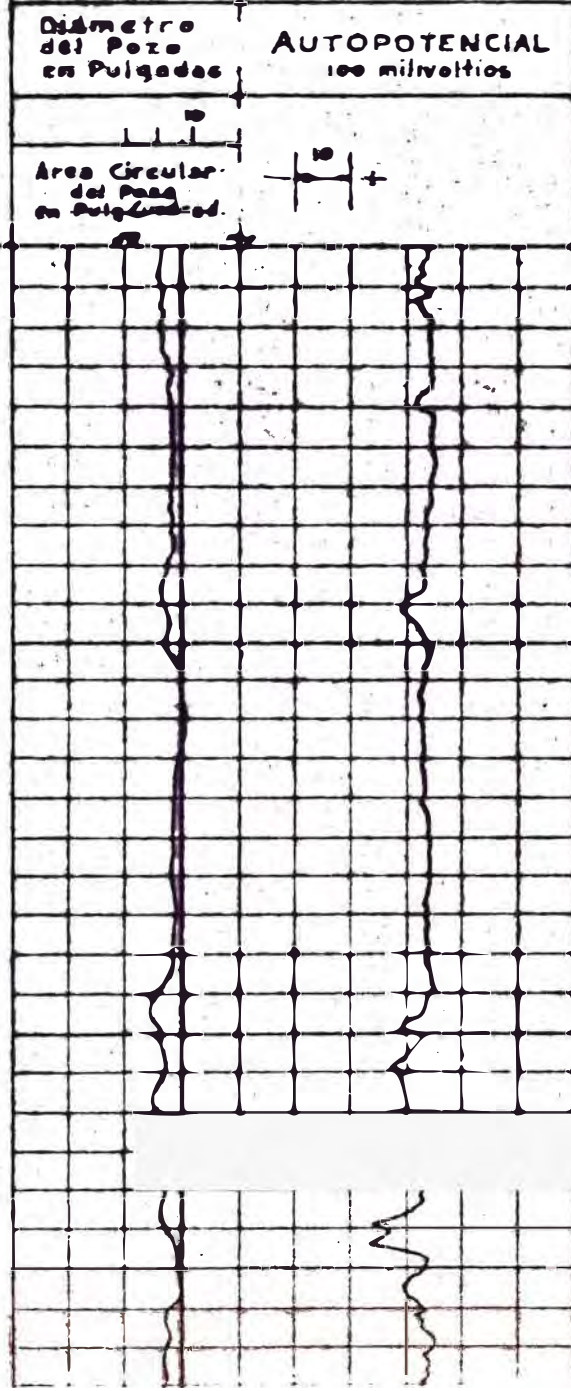
AUTOPOTENCIAL 100 milivoltios

Area Circular del Pozo en Pulgadas



1900

2000



REGISTRO ELECTRICO

RESISTIVIDAD 50 ohms. m²/m

Normal 16"

Normal 64"

1900

2000

0100

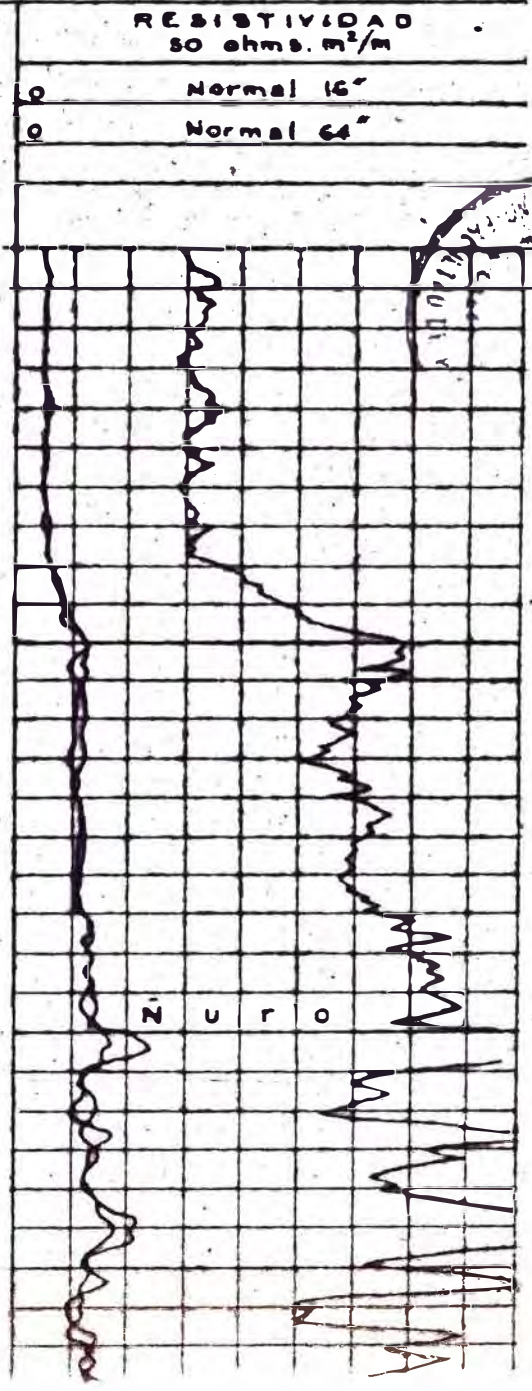


FIGURA N° 12

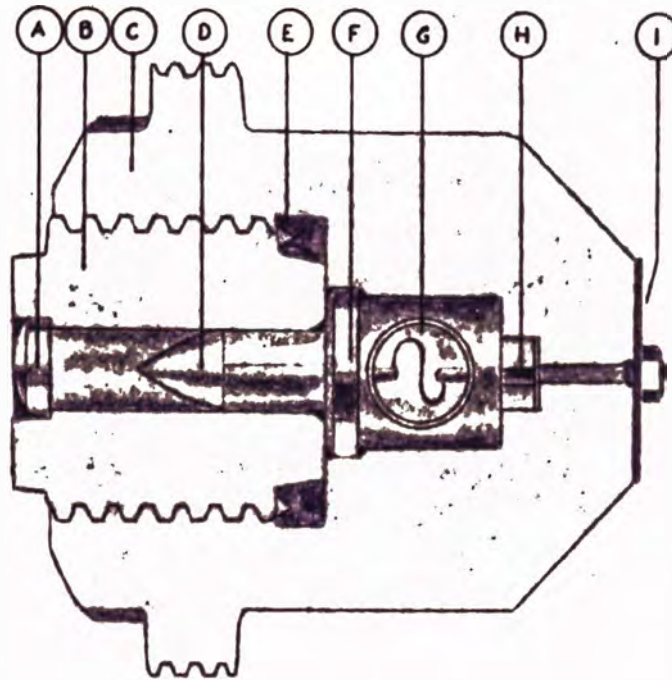


FIGURA N° 13













TIPO DE BALA		DIAMETRO	CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE PERFORACION			
NUMERO	NOMBRE		REBABA	DIAM. HUECO		
1	NORMAL 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Maxima penetración a través de puntos de estructura reforzada y estabilizada en el espacio recorrido.	Penetración profunda de la formación
2	SIN REBABA 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Eliminación del rebabe. Menor penetración que la anterior, pero posee todas sus ventajas.	En todos los trabajos donde se desee una suave superficie interior de la tubería y la penetración ya de importancia secundaria.
3	SEMI-HONGO 	15/32" 9/16"		9/16" 5/8" †	El hueco en la tubería es más grande que la bala. Fractura considerablemente al cemento puro. Penetración reducida.	Remover la tubería del cemento fracturado.
4	HONGO COMPLETO 	15/32" 9/16"		5/8" 7/8" †	El hueco en la tubería es más grande que la bala. Fractura extensiva del cemento puro. Penetración reducida considerablemente.	Levantar la tubería. Fracturamiento del cemento.
5	AGUJA 	1/16" 1/8"		1/16" 1/8"	Penetra una sarta de producción. Hace orificios pequeños.	Establecer comunicación entre tubería de revestimiento producción para bombas neumáticas. Establecer comunicación en tuberías de producción atascadas o cualquier otro propósito semejante.
6	PUNZON 	15/32" 9/16"		15/32" 9/16"	Rebaba sin importancia. Penetración considerable. El hueco tiene el mismo diámetro que la bala.	Penetra al interior de dos sartas sin dañar a la exterior. Perforación de la tubería interior de dos sartas sin dañar a exterior.

FIGURA N°14

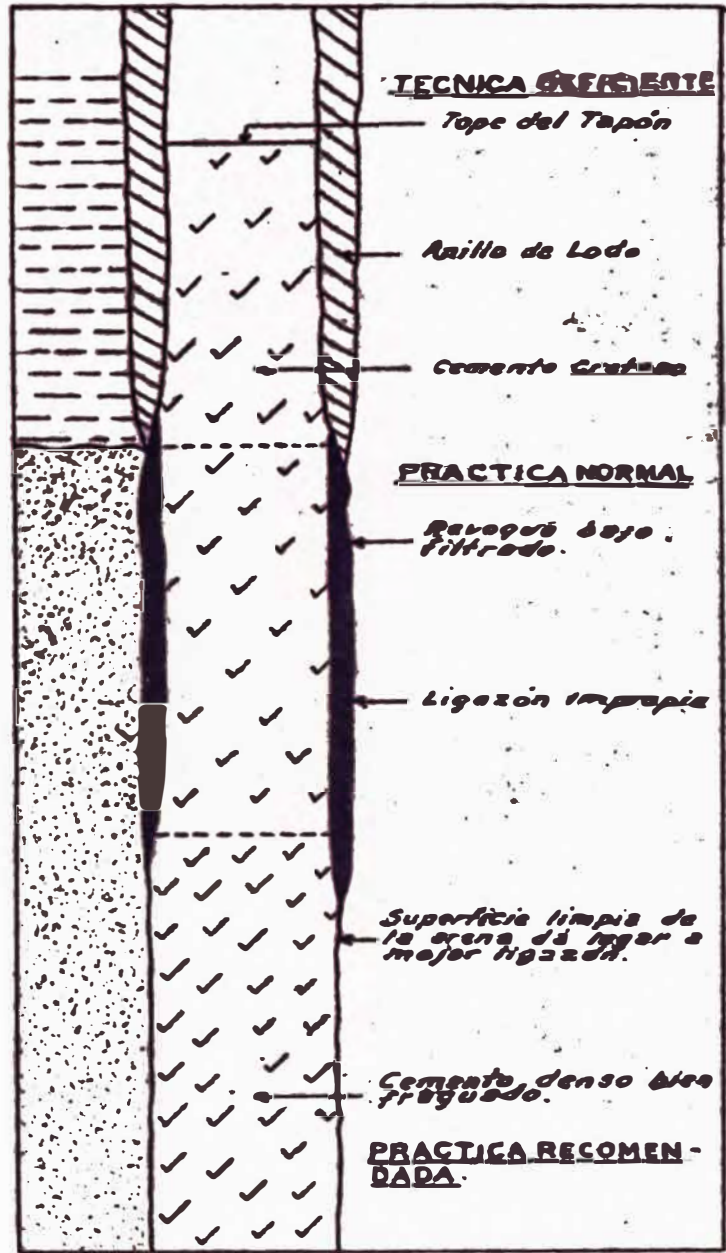


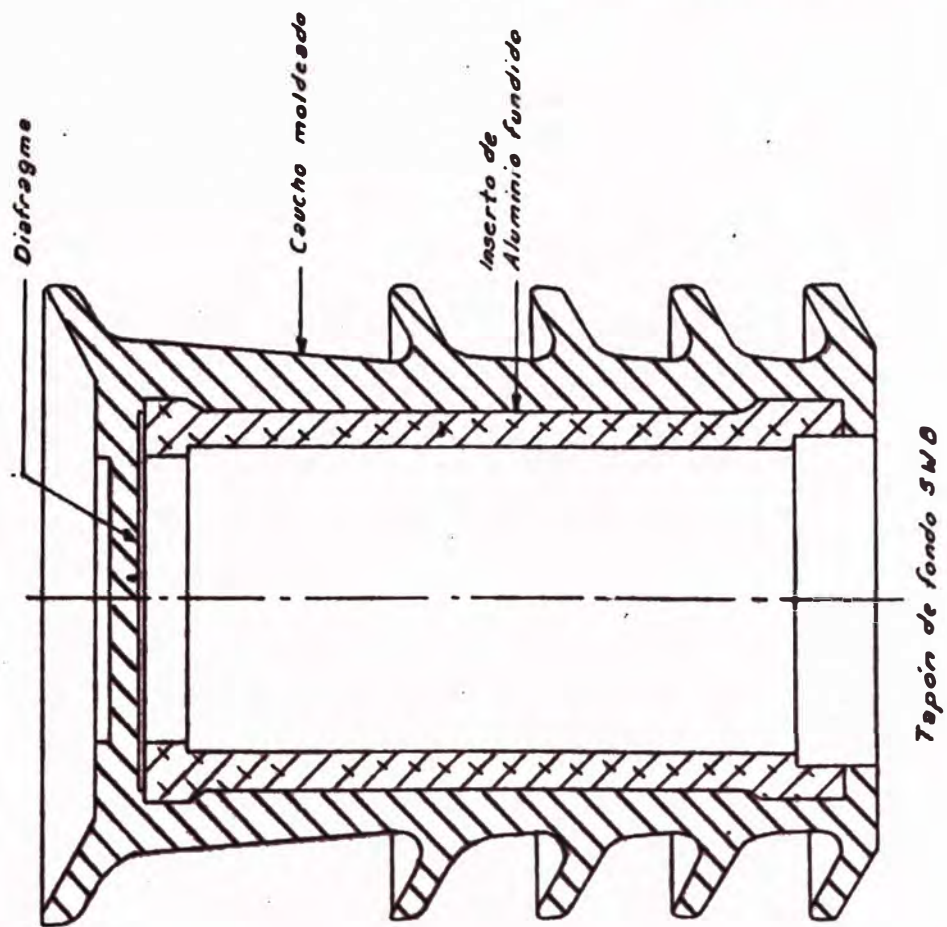
FIGURA N°15



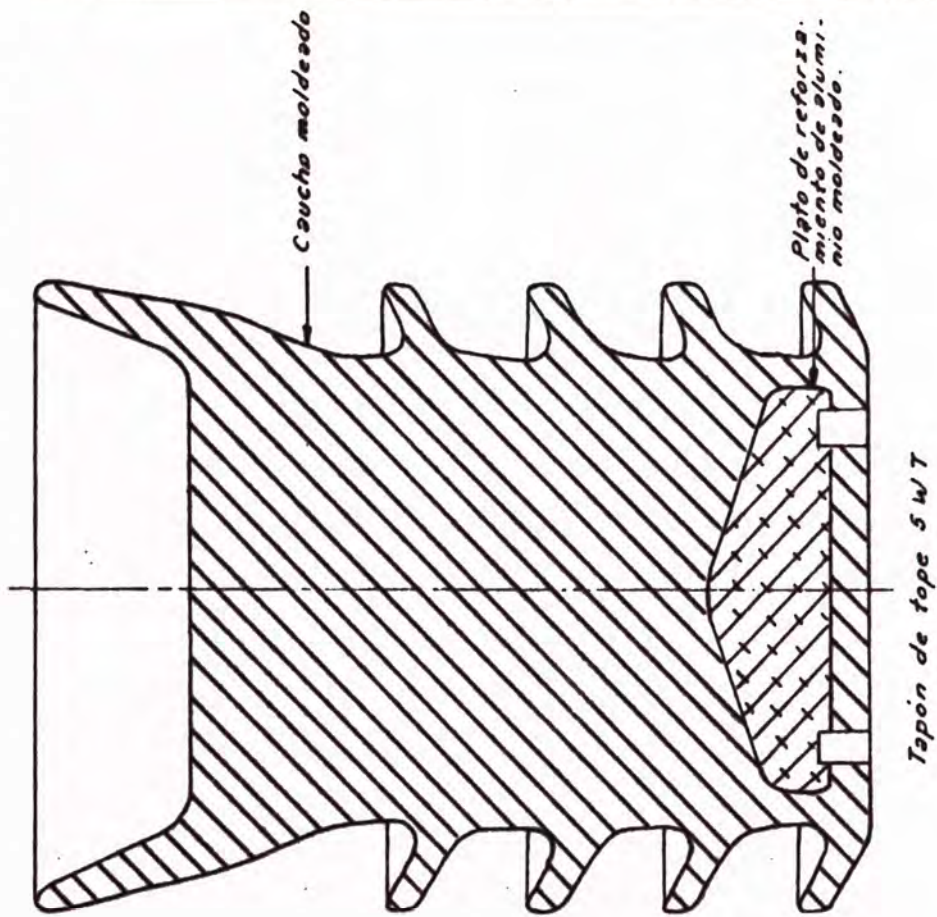
FIGURA N°16



FIGURA N° 17



Tapón de fondo SMO



Tapón de tope SMT

FIGURA N°18

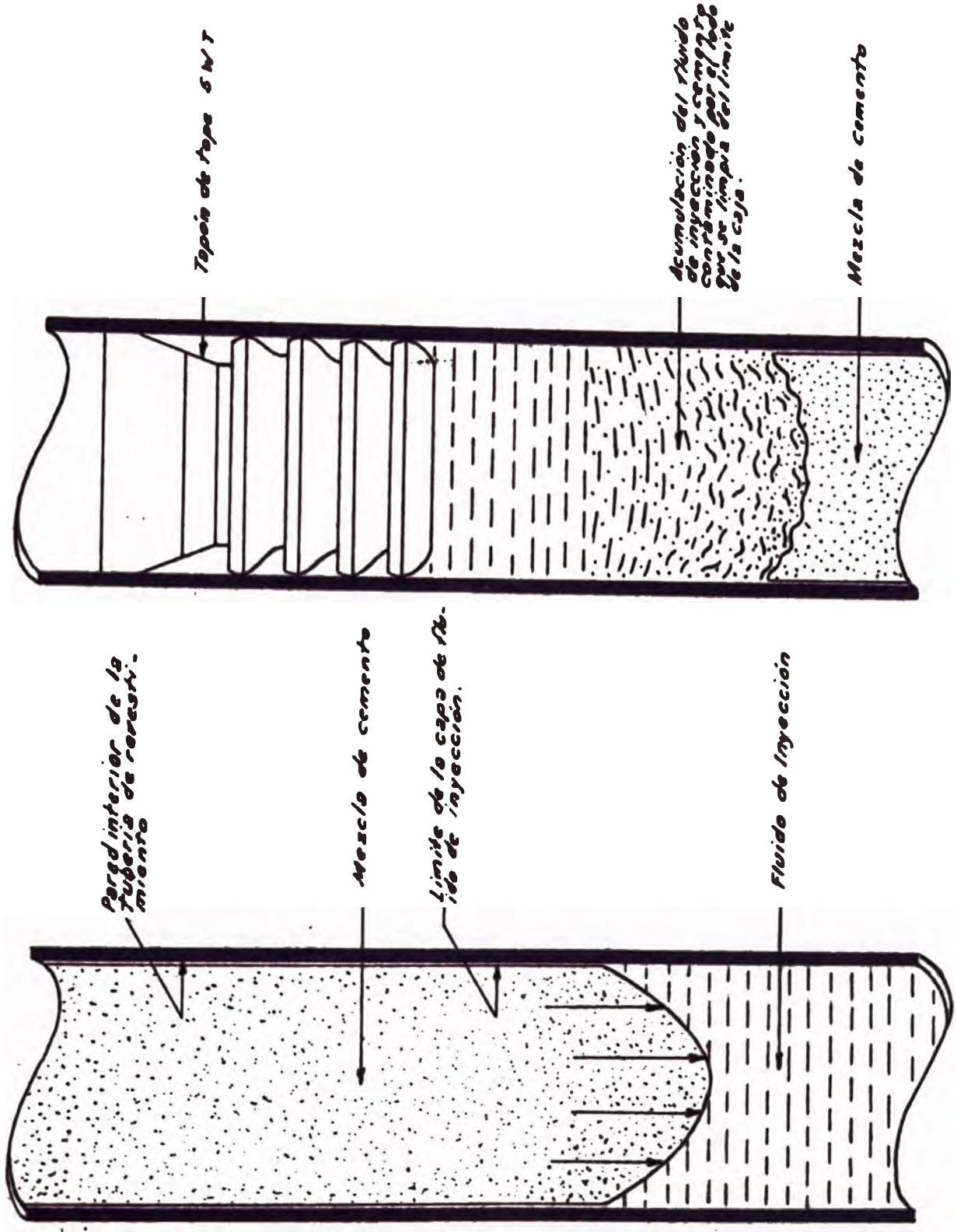


FIGURA N°19



FIGURA N°20

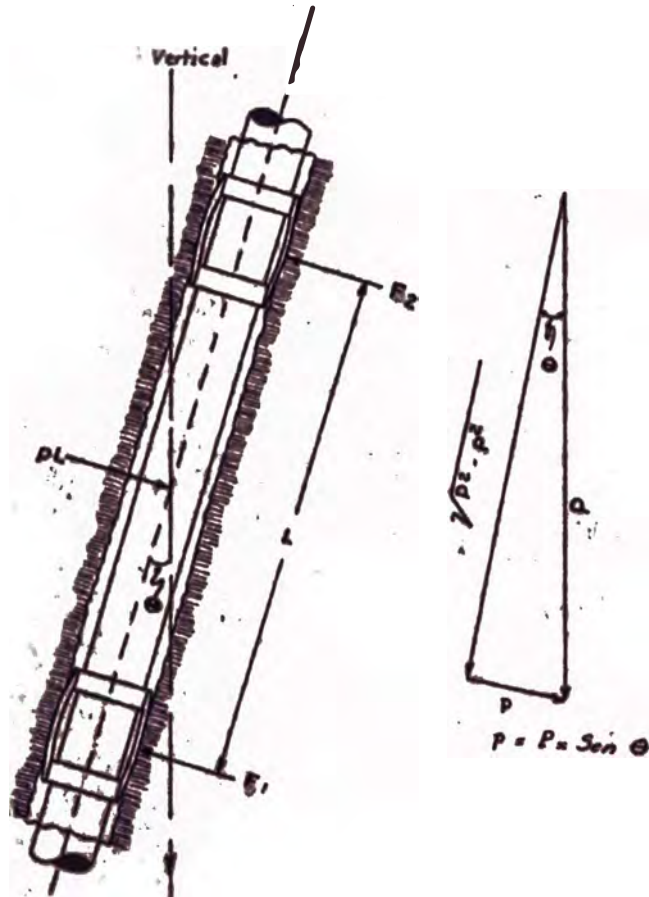
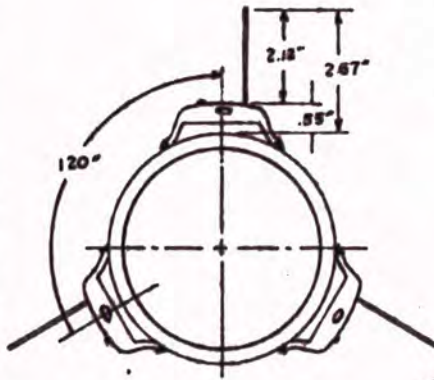
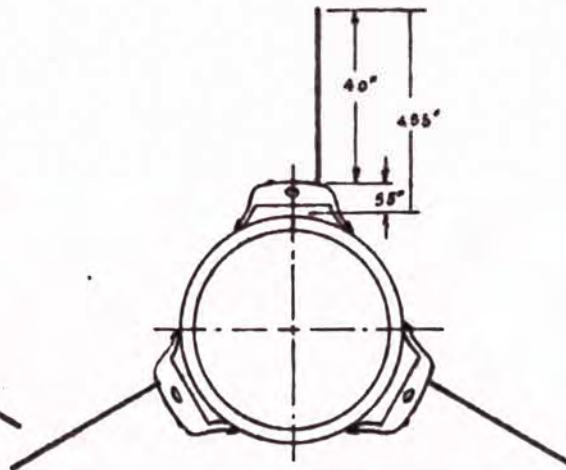


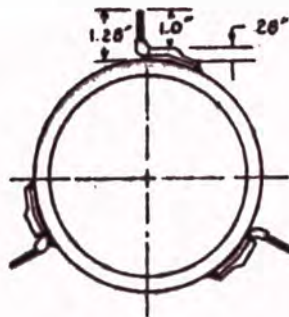
FIGURA N° 21



Raspadores Howco con gárcias tipo normal de 2-1/8".



Raspadores Howco con gárcias tipo extendido de 4".



Raspadores Howco para Pozos de diámetro reducido con cepillos de cable de 1".

Metodo A

Metodo B

FIGURA N°22

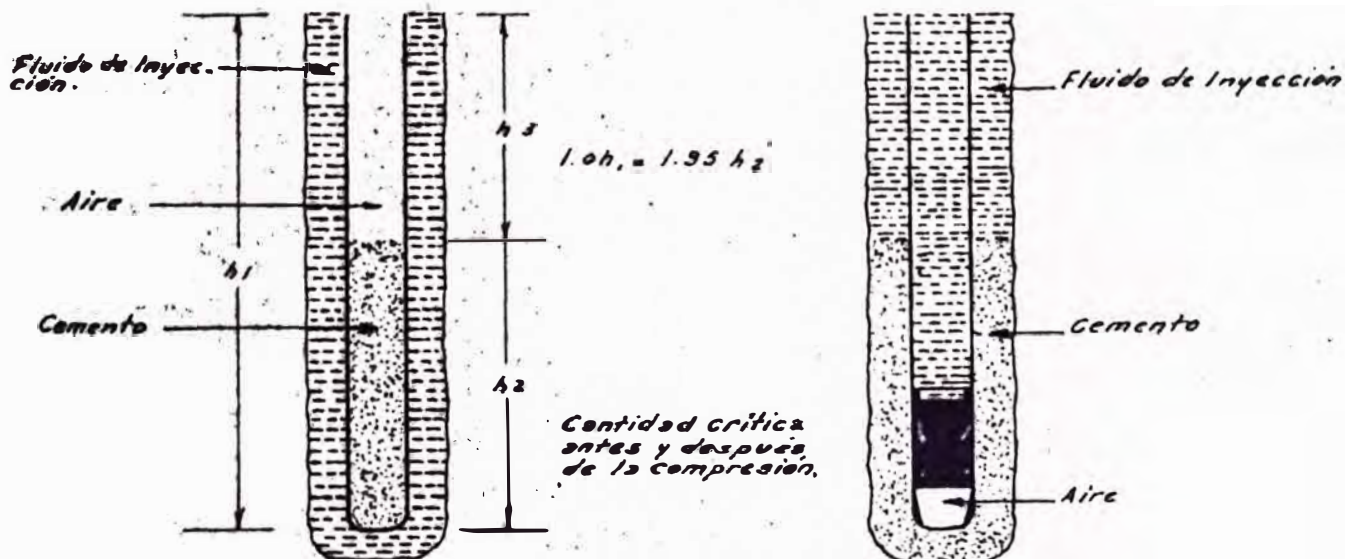


FIGURA N°23

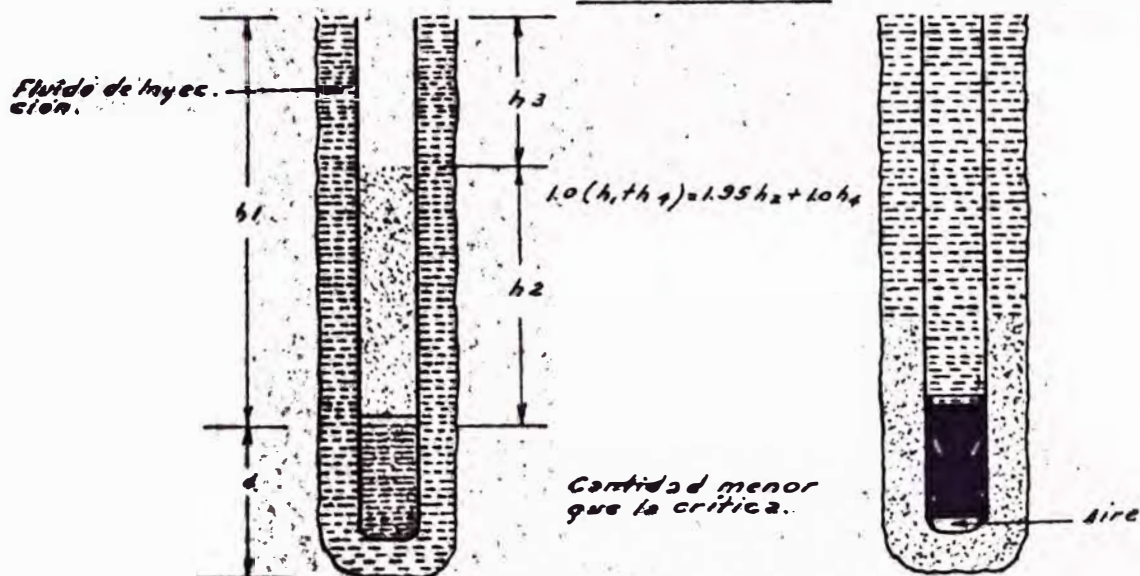


FIGURA N°24

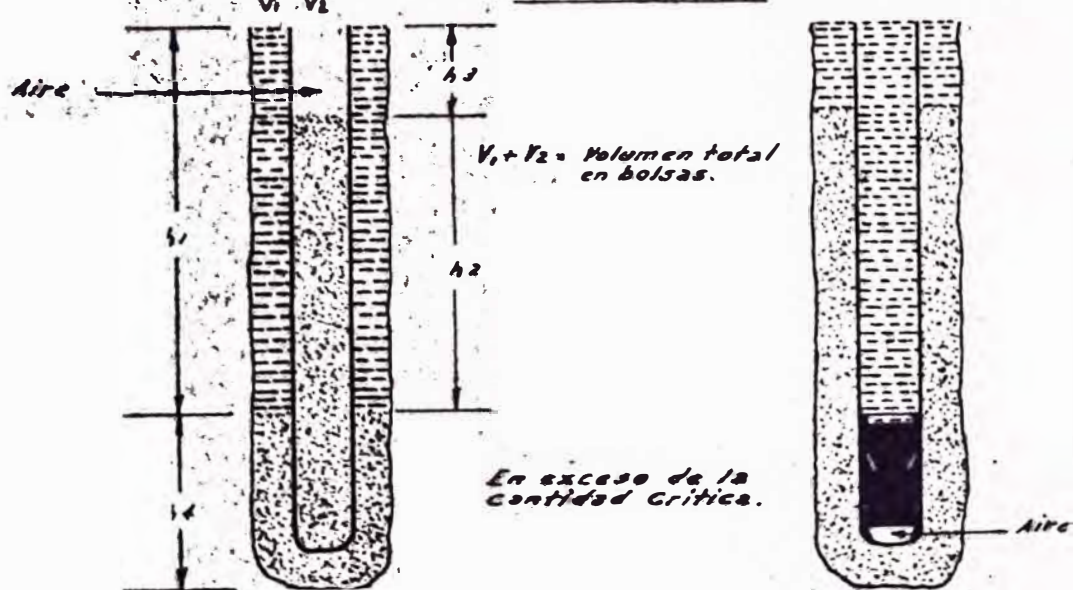


FIGURA N° 25

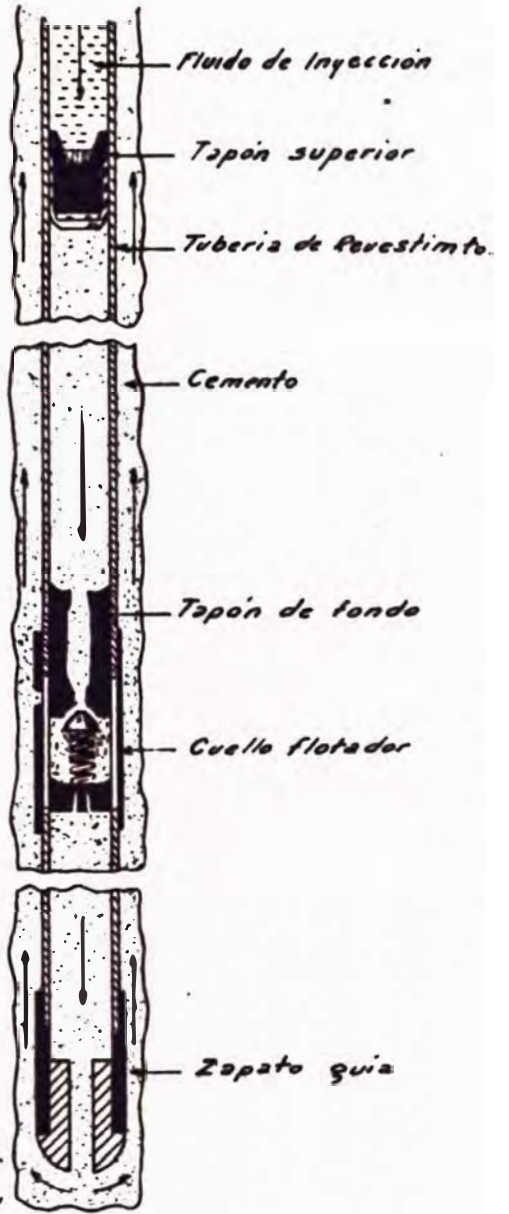
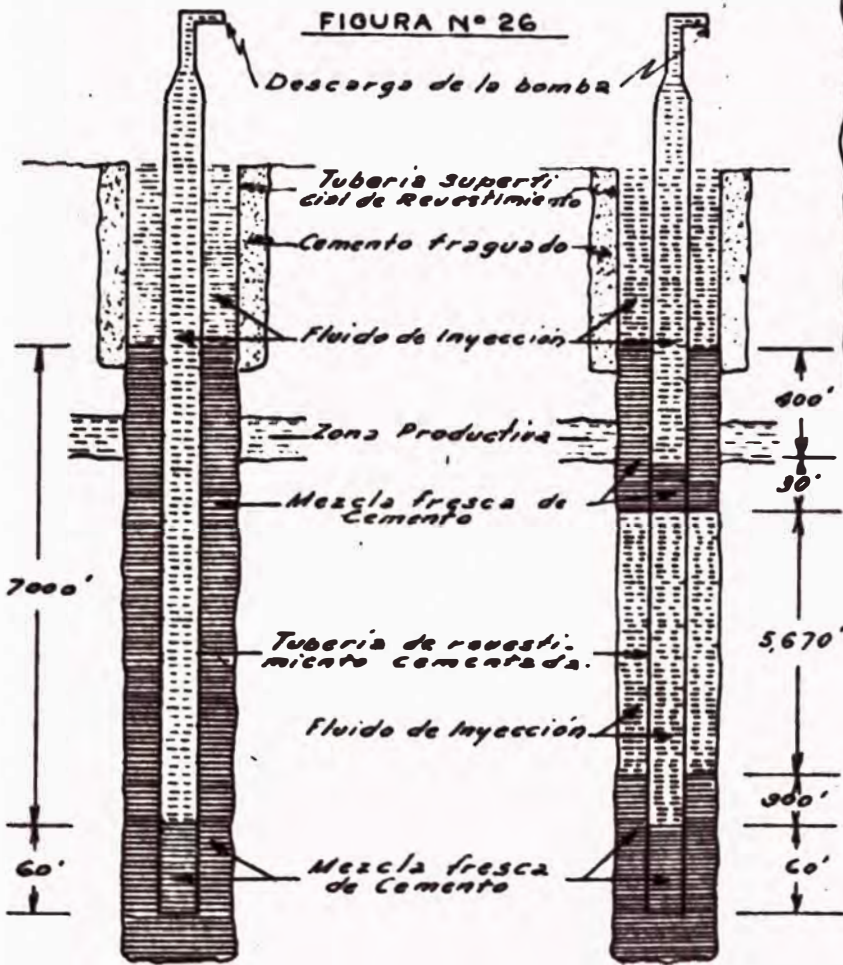


FIGURA N° 27



FIGURA N° 26



A - Proceso normal de Cementación.

B - Proceso de Cementación por múltiples etapas.

FIGURA N° 28

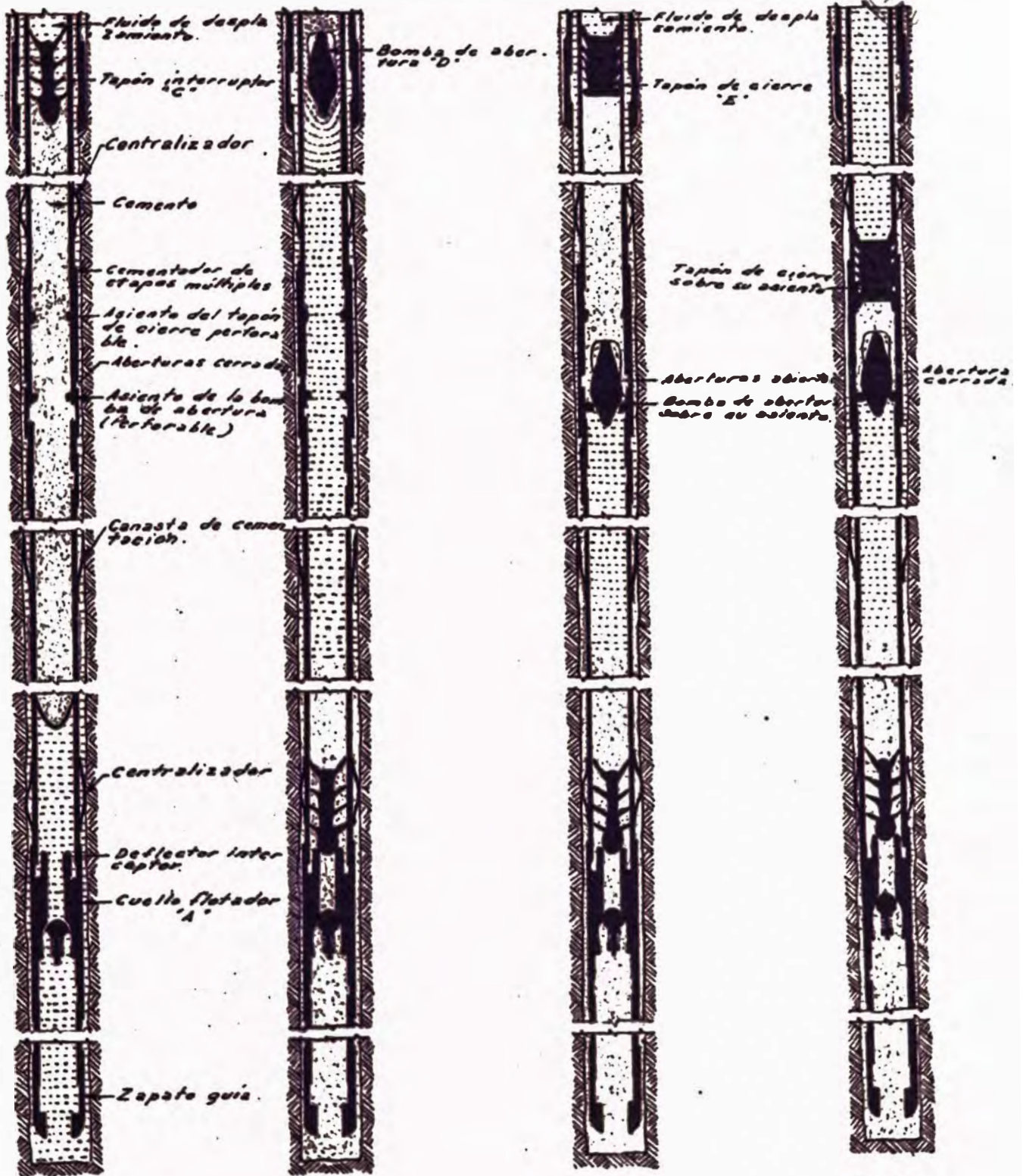


FIGURA 1

FIGURA 2

FIGURA 3

FIGURA 4

Desplazando cemento para primera etapa.

Bomba de abertura cayendo.

Desplazamiento del cemento en la segunda etapa.

Cementador de múltiples etapas cerrado.

FIGURA N° 29

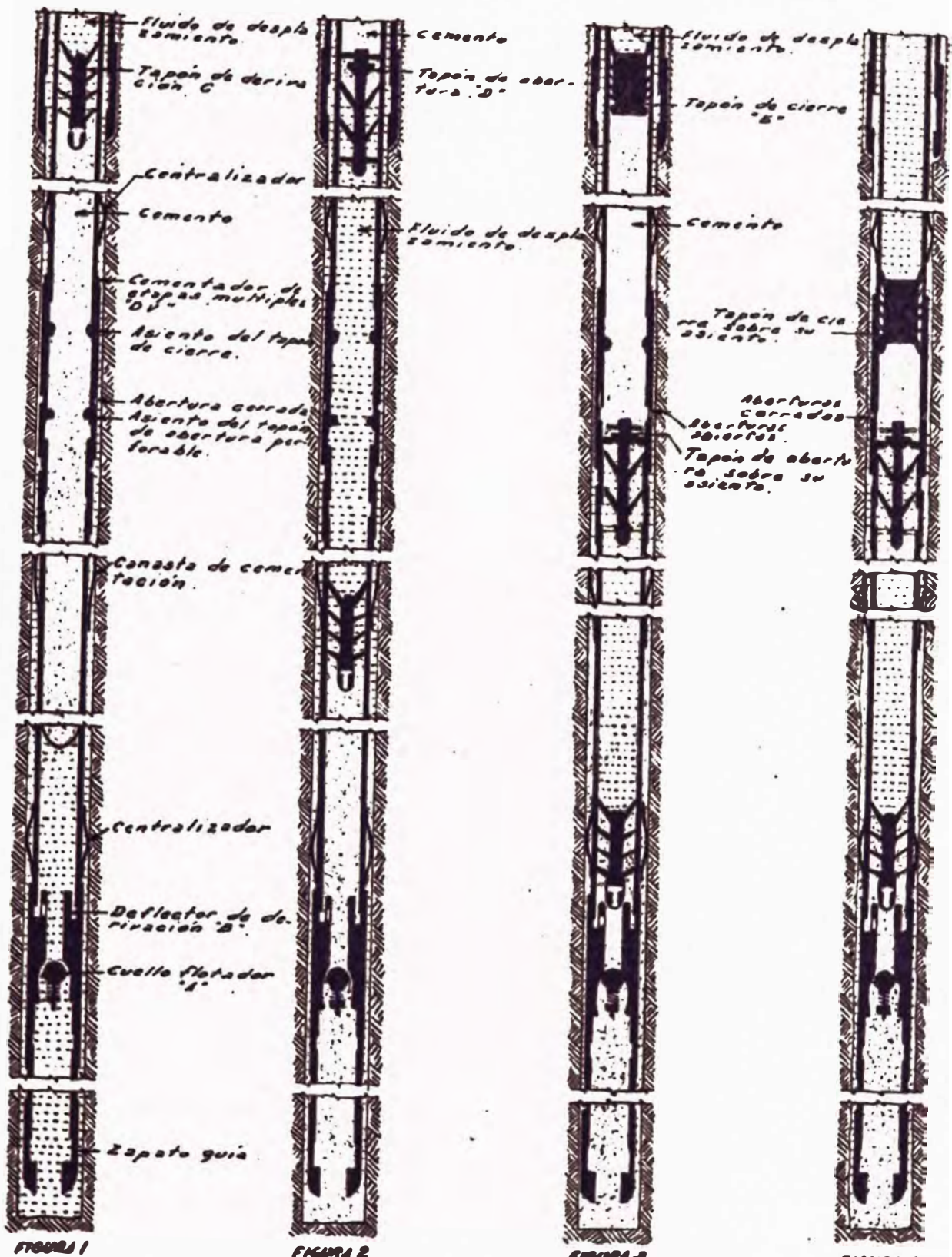


FIGURA 1

FIGURA 2

FIGURA 3

FIGURA 4

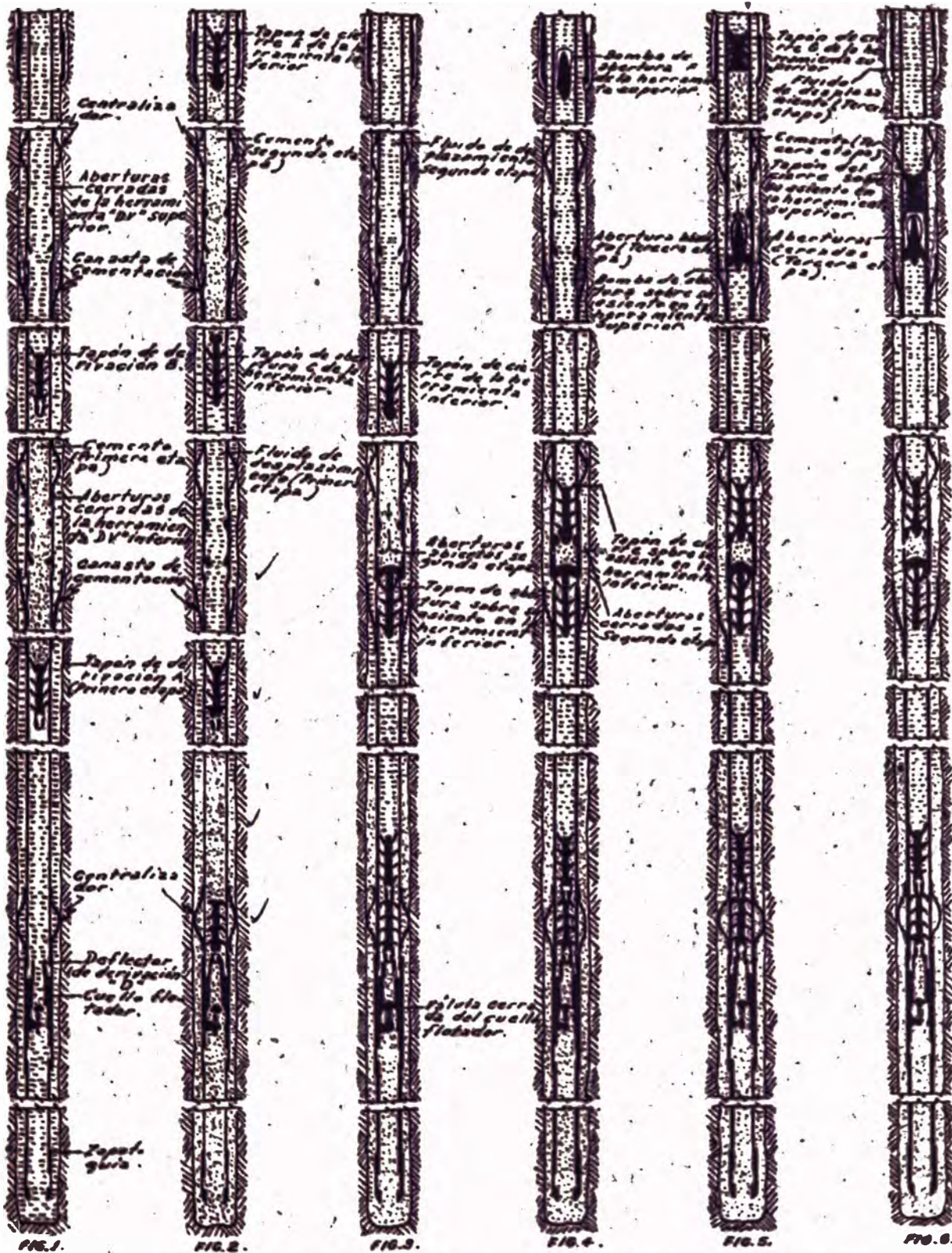
Desplazando cemento para la primera etapa

Bombando el tapón de apertura.

Desplazamiento del cemento en la segunda etapa

Cementador de múltiples etapas cerrado.

FIGURA N° 30



Bombas de cemento. Primeros etapa.

Desplazando cemento. Primera etapa y bombeando cemento segunda etapa.

Desplazando cemento. Se bombeando cemento segunda etapa.

Bajando la bomba de apertura para abrir las etapas de la tercera etapa.

Desplazamiento cemento. Tercera etapa.

Aberturas cerradas. Tercera etapa.

FIGURA N° 31

VALVULA DE CIRCULACION

OBTURADOR DE FORZAMIENTO
PROPIAMENTE

COJEDOR DE DESHECHOS

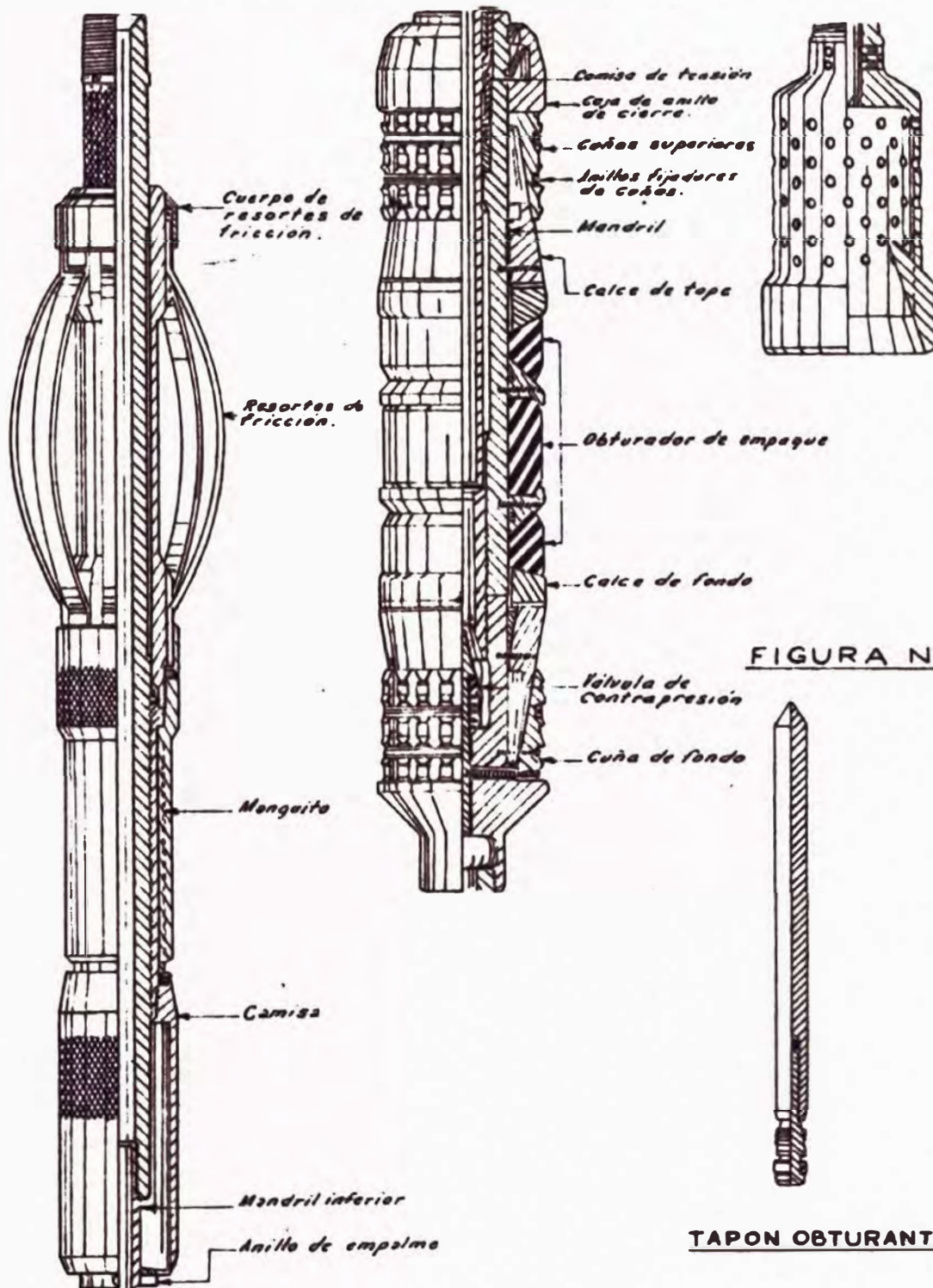
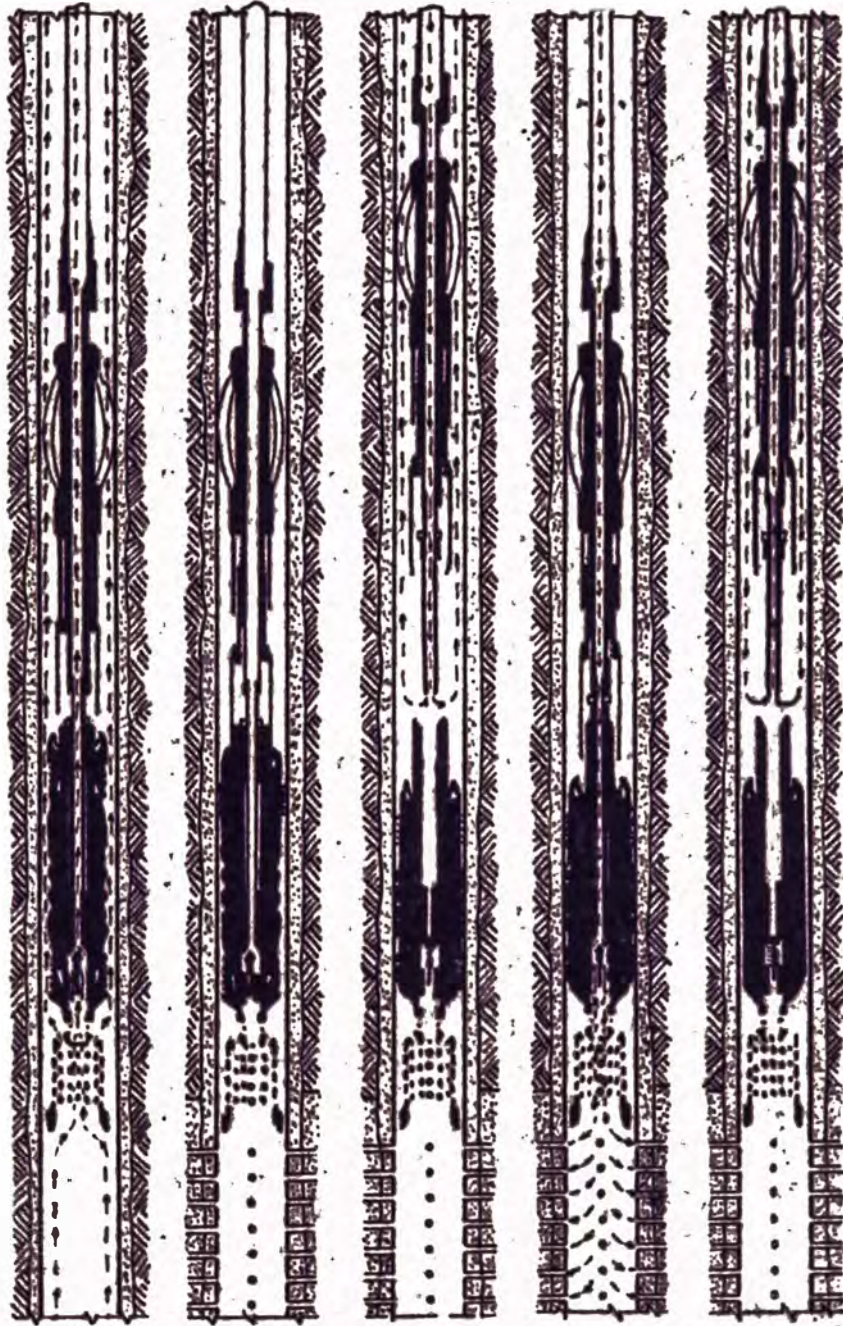
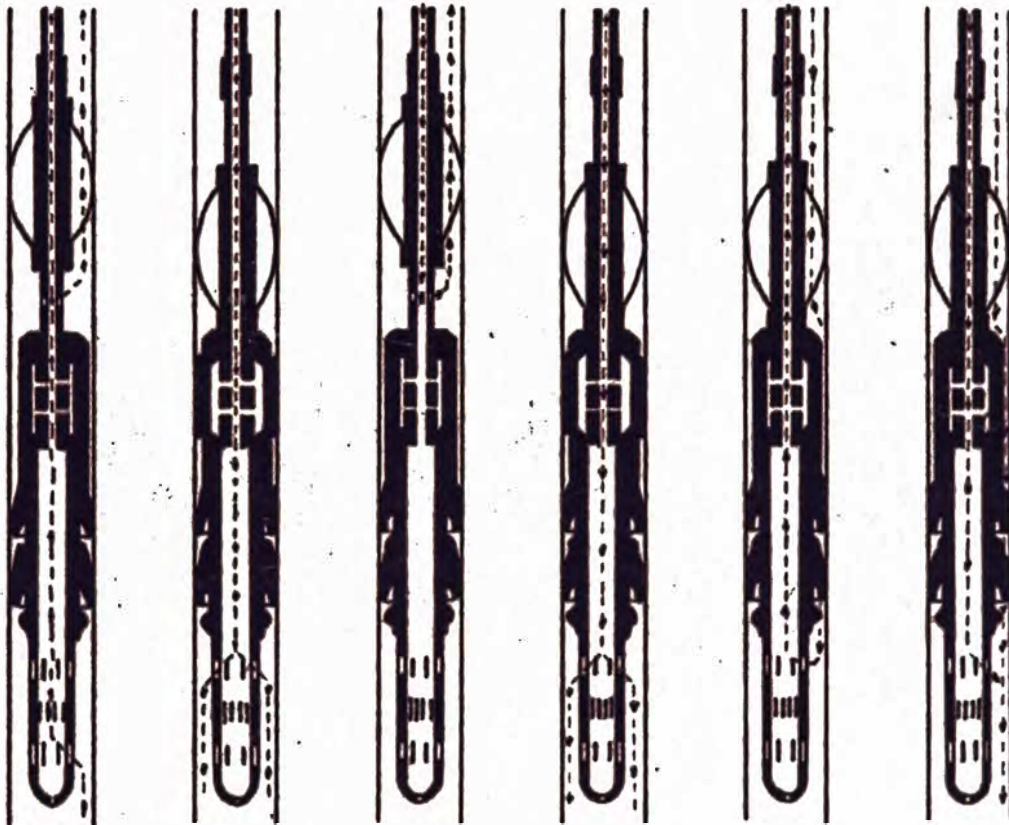


FIGURA N° 32



*Bajando el estu- Anclando el Circulando Emprimiendo Inyectando
rador de forra- obturador la Circulacion.
ento dentro del de forramiento
Pozo.*

FIGURA N° 34



Bajando el obturador recuperable dentro del pozo.

Probando

Bombeando ce. Exprimiendo mente para su colocación.

Invirtiéndola

circulación para extraer el exco. se de cemento.

Extrayendo el obturador recuperable.

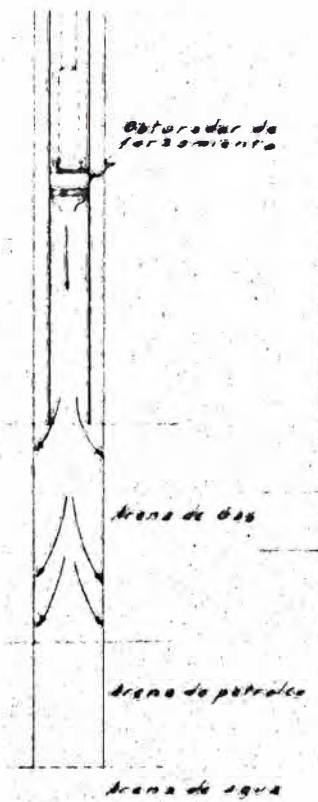


FIG. 35.

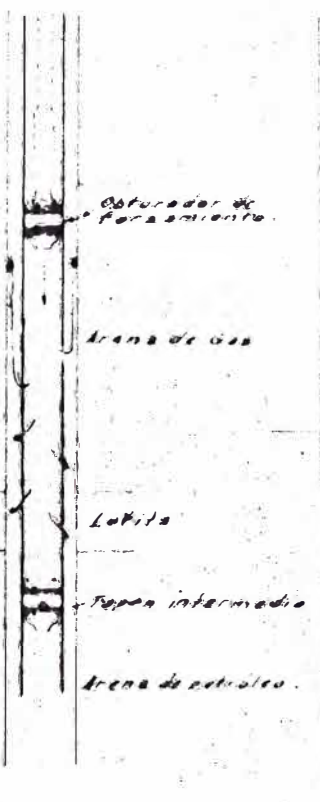


FIG. 36.

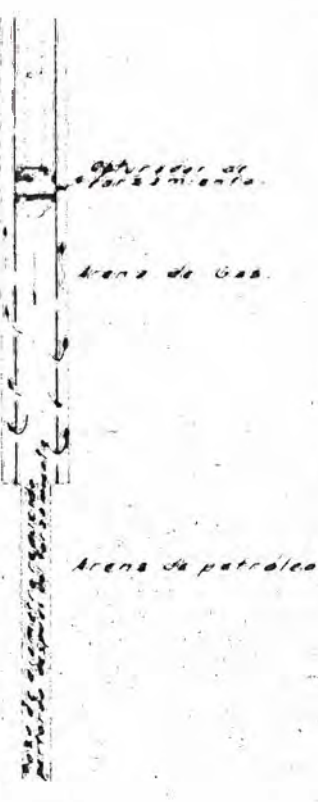


FIG. 37.



FIG. 38.

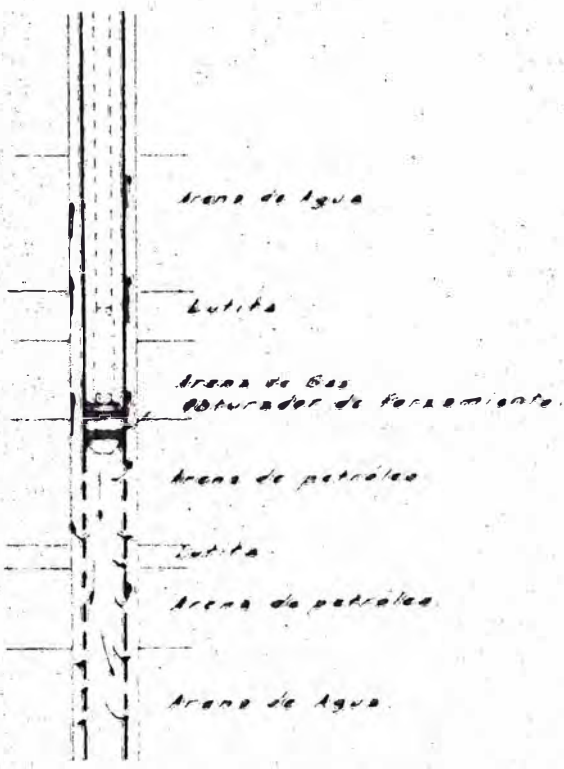


FIG. 39.

GRAFICO N° 1.

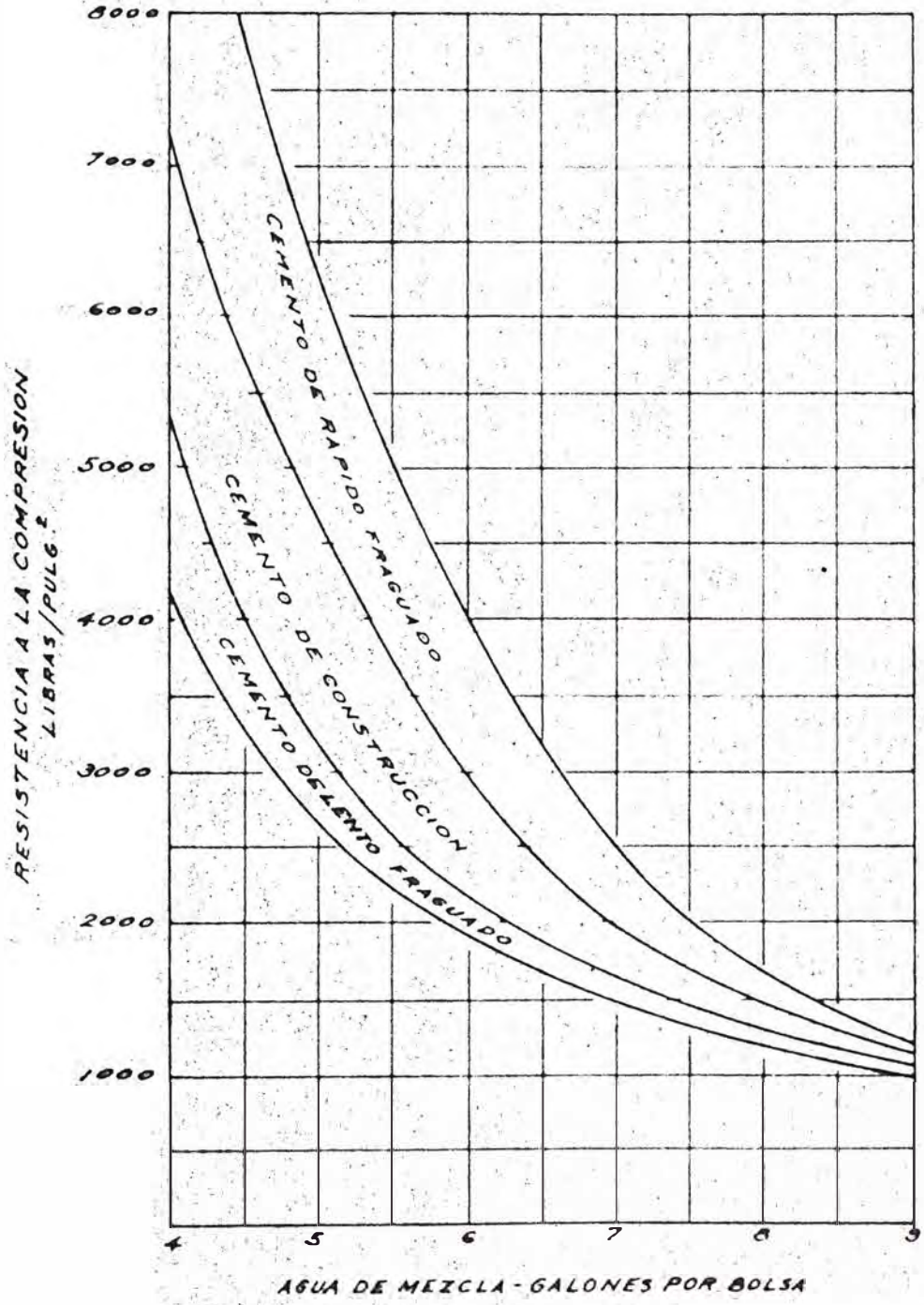


GRAFICO N° 2.

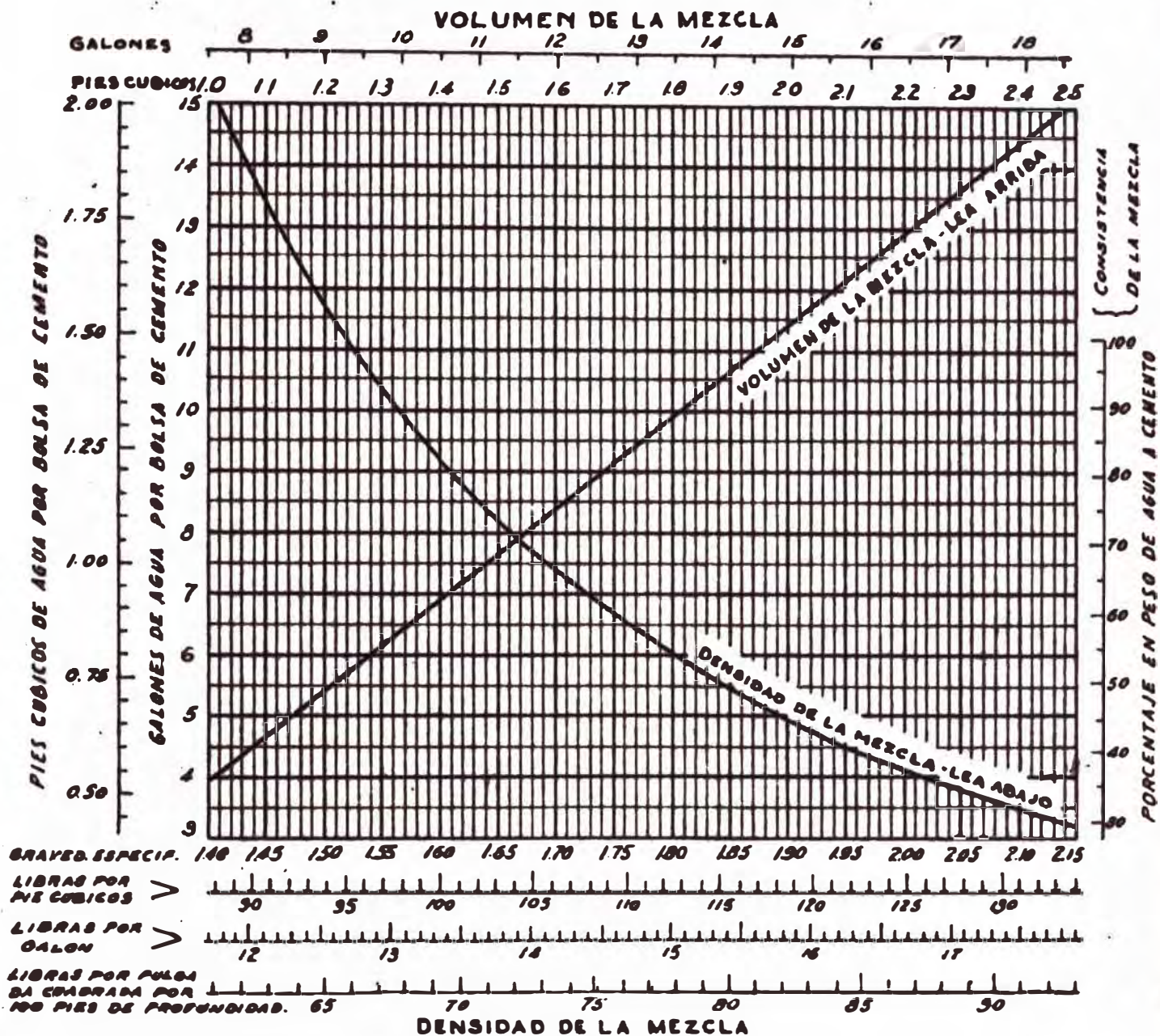


GRAFICO N° 3

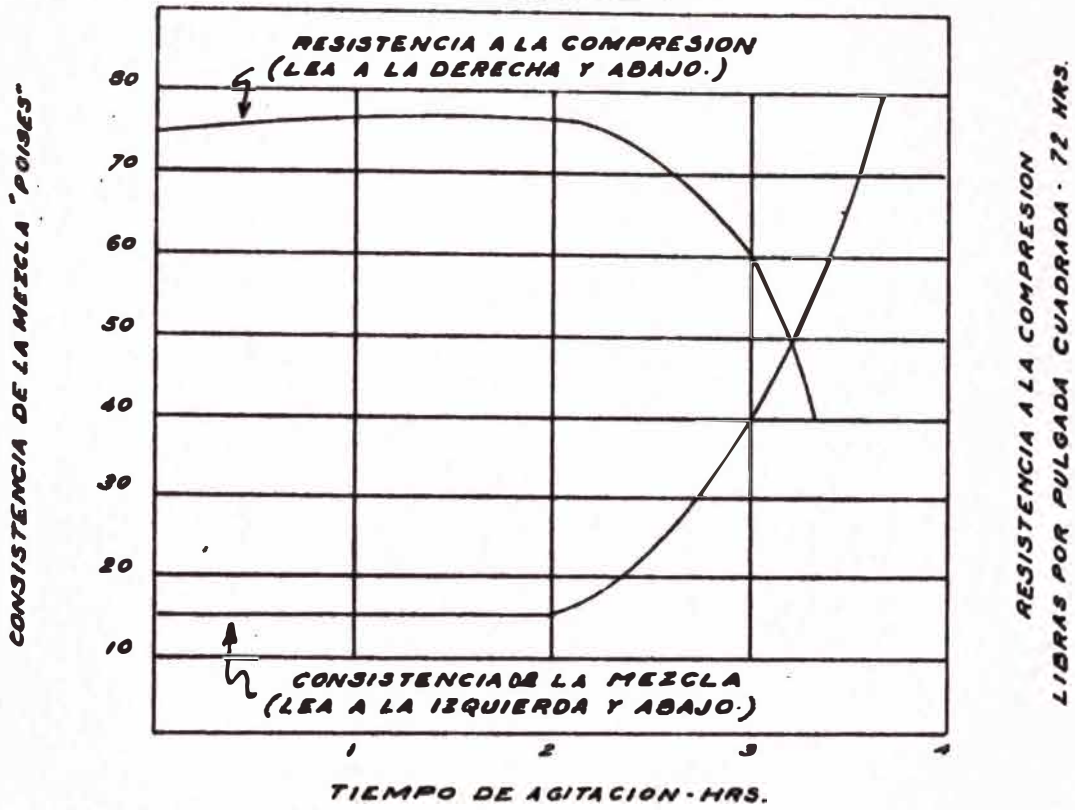
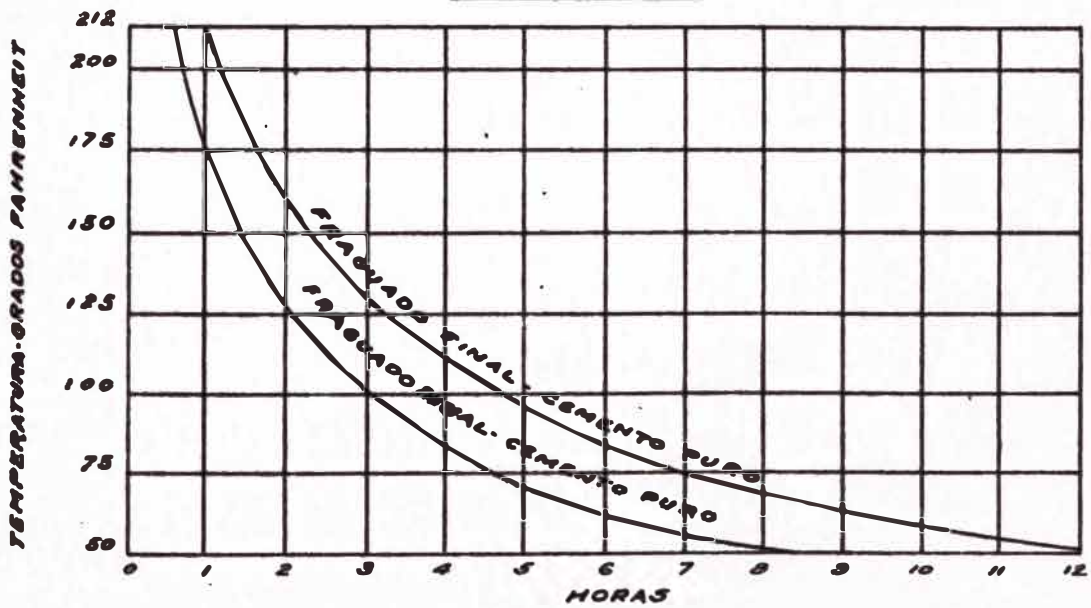
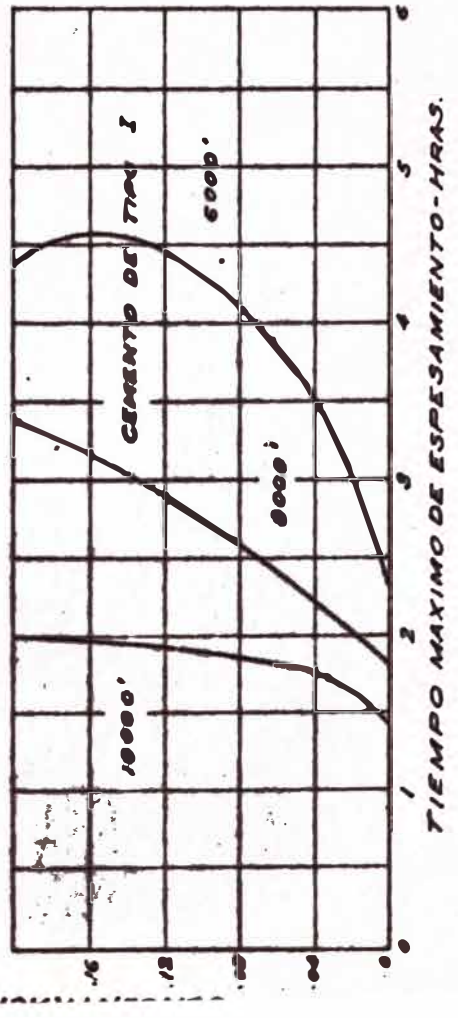
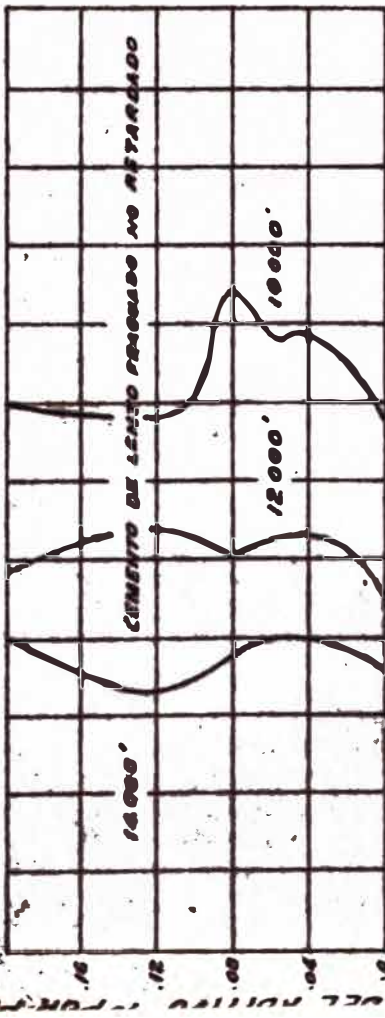
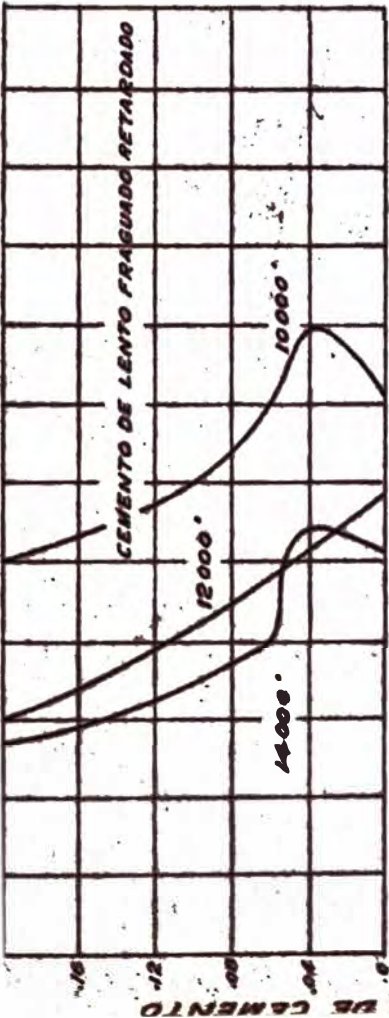
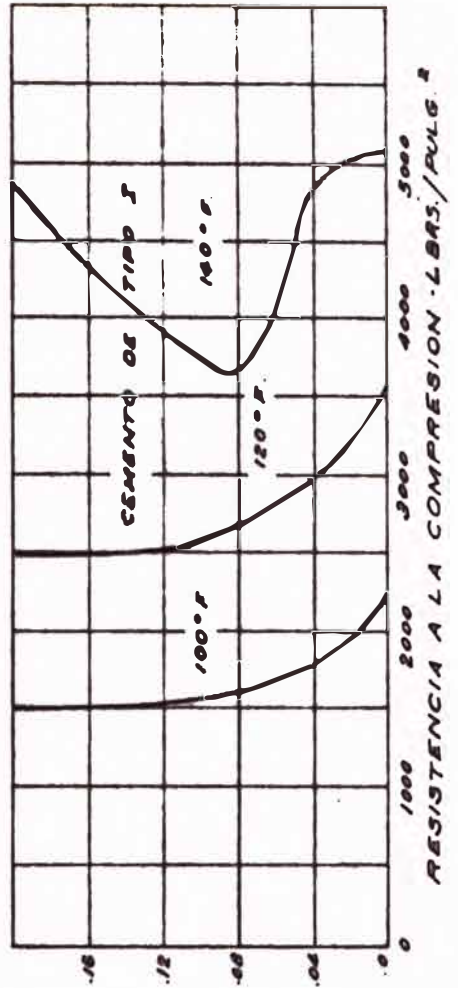
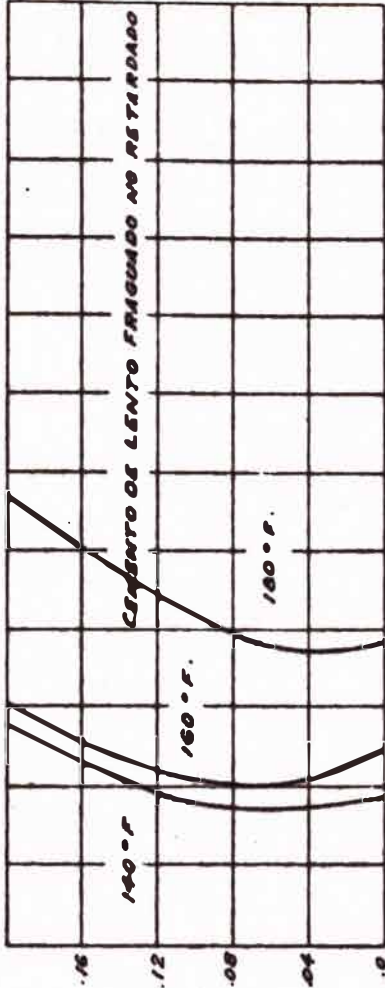
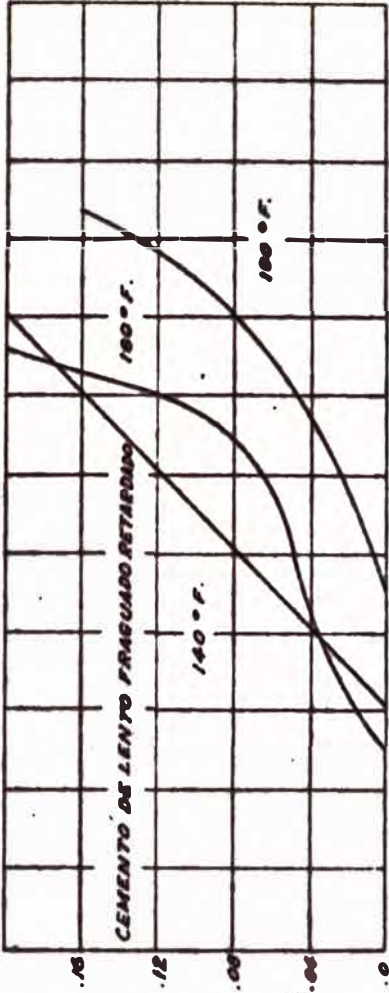


GRAFICO N° 4.

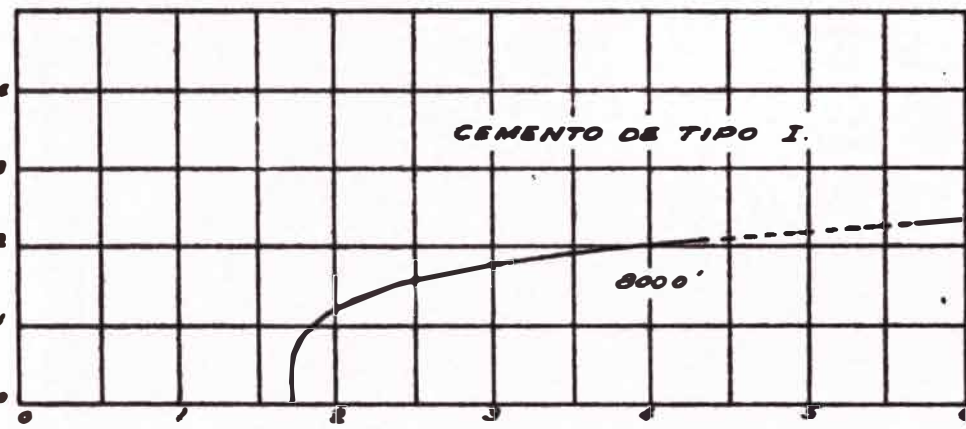


CONCENTRACION DEL ADITIVO % POR PESO DE CEMENTO



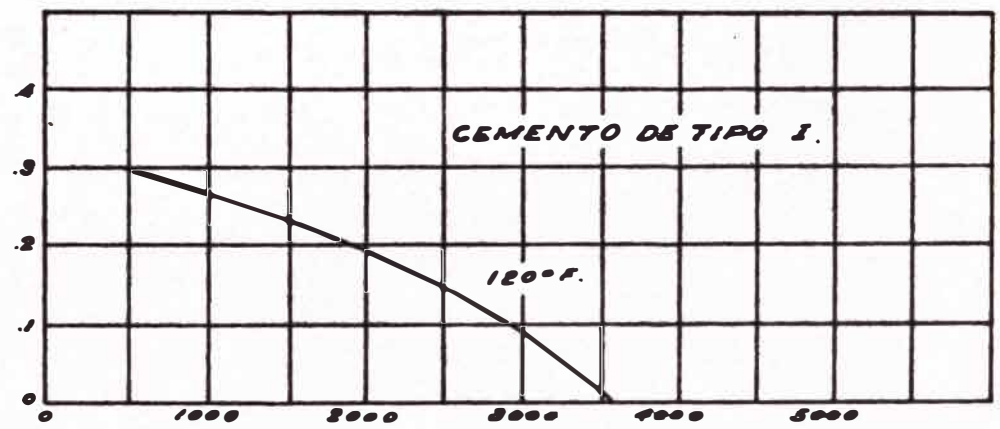
TIEMPO MAXIMO DE ESPESAMIENTO-HRAS.

CONCENTRACION DEL ADITIVO % POR PESO DE CEMENTO



TIEMPO MAXIMO DE ESPESAMIENTO - HRAS.

CONCENTRACION DEL ADITIVO % POR PESO DE CEMENTO



RESISTENCIA A LA COMPRESION - LBS. / PULG. ²

GRAFICO N° 6

GRAFICO N.º 7.

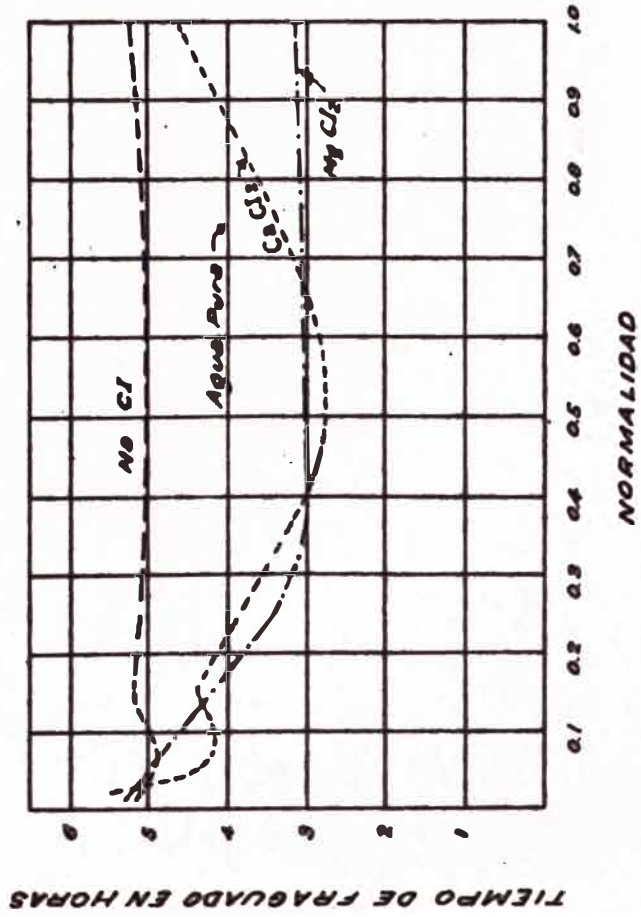
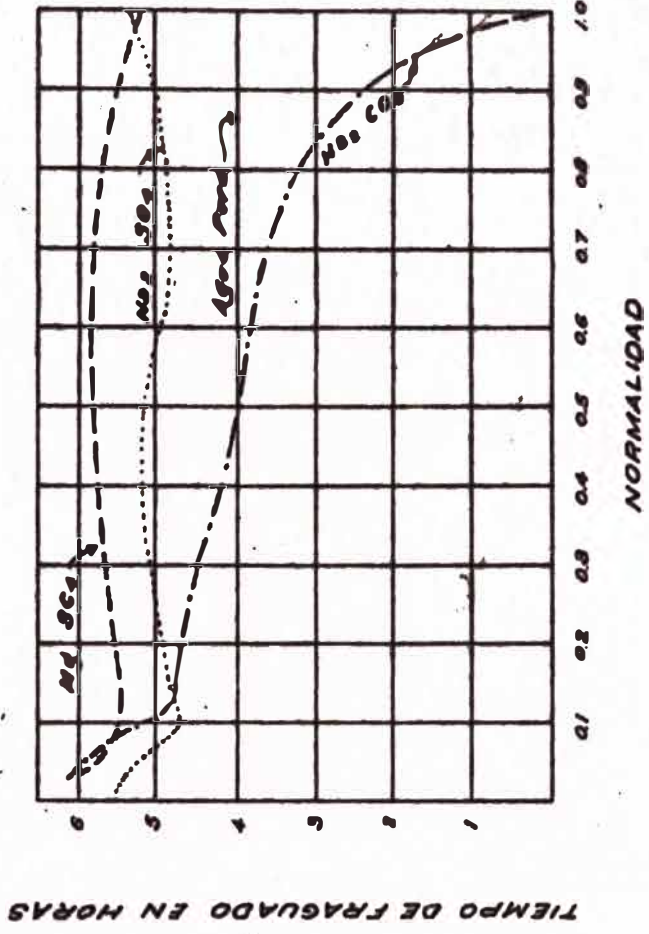
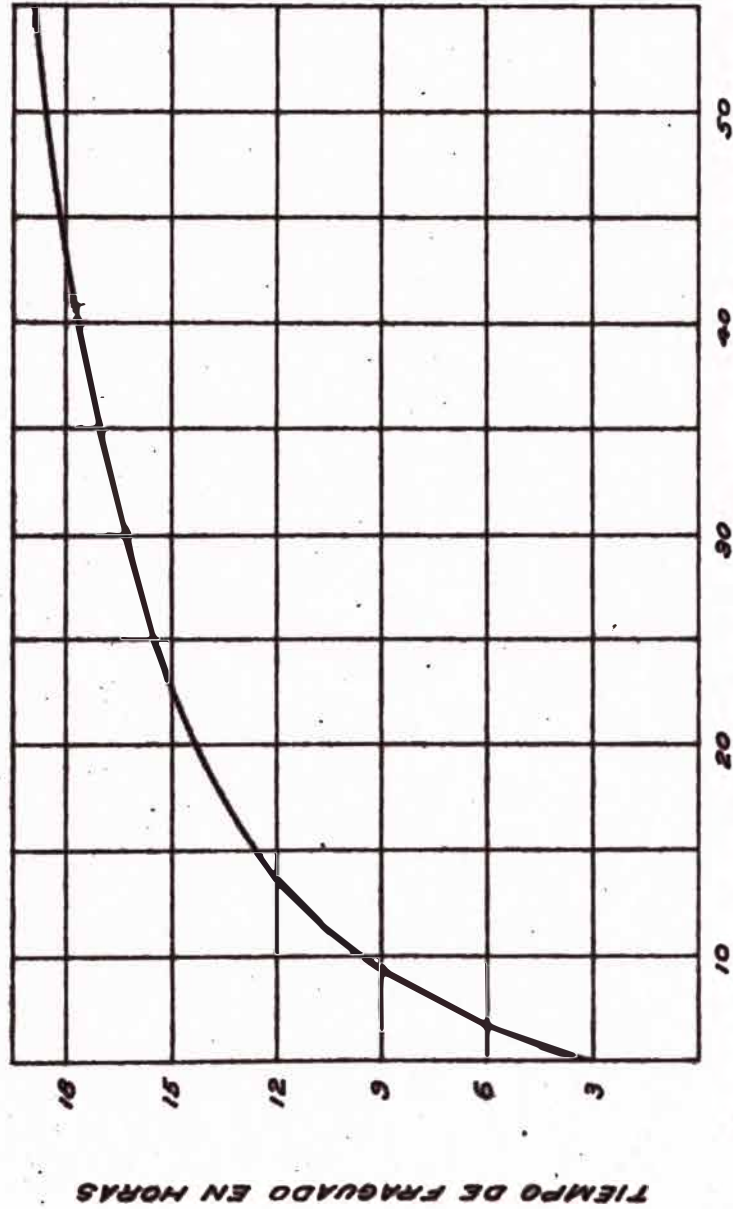
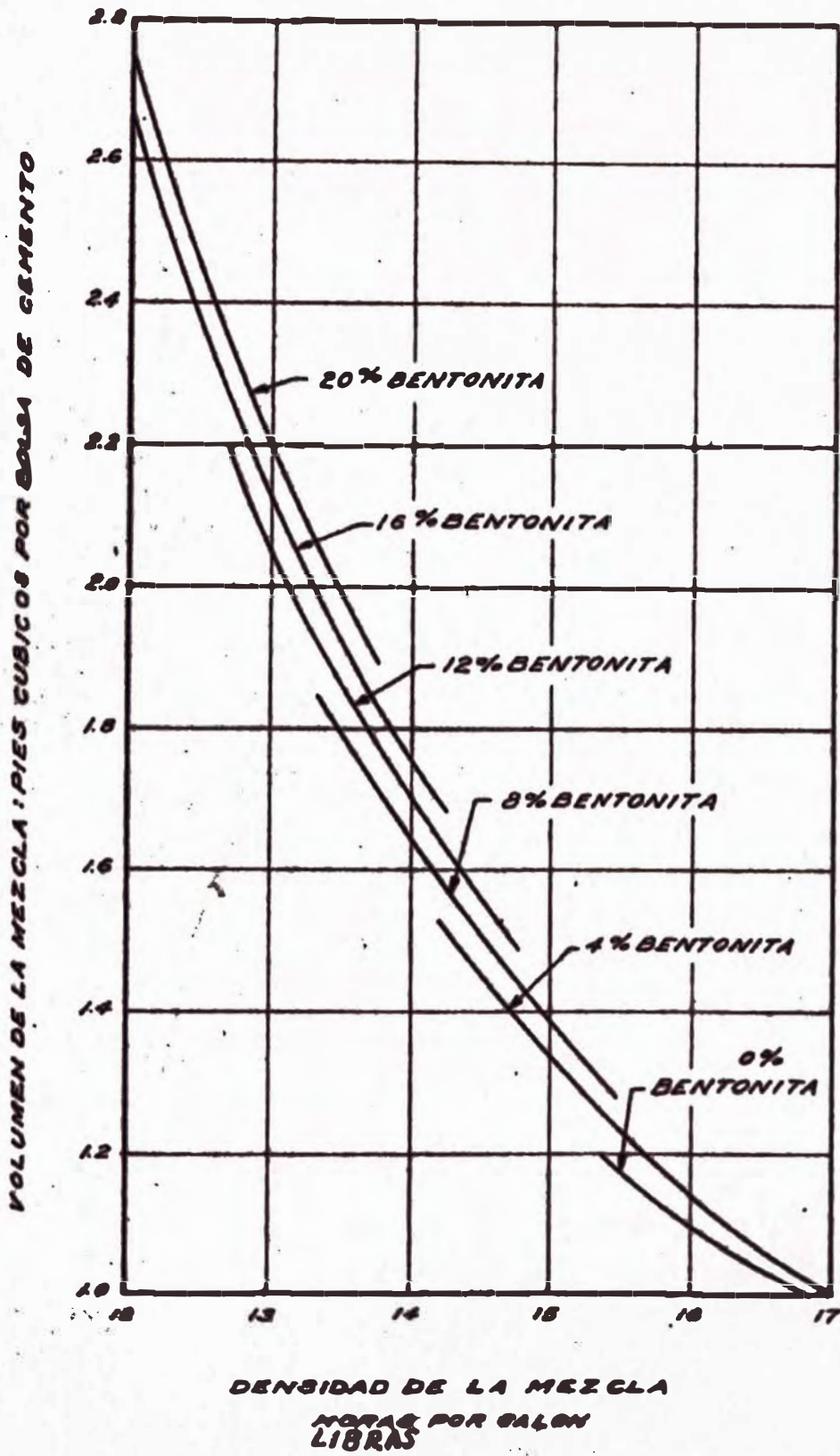


GRAFICO N°8



GRAMOS DE PETROLEO POR 100 GRAMOS DE CEMENTO CON 50 GRAMOS DE AGUA

GRAFICO N° 9.



VOLUMEN DE LA MEZCLA : PIES CUBICOS POR BOLSA DE CEMENTO

DENSIDAD DE LA MEZCLA
LIBRAS POR GALON
LIBRAS

GRAFICO N° 10

DENSIDAD DE LA MEZCLA
CONTRA
DIESEL OIL - RELACION DE DIESEL OIL CEMENTO PARA
MEZCLAS DE DOC

GALONES DE DIESEL OIL POR BOLSA DE CEMENTO PORTLAND

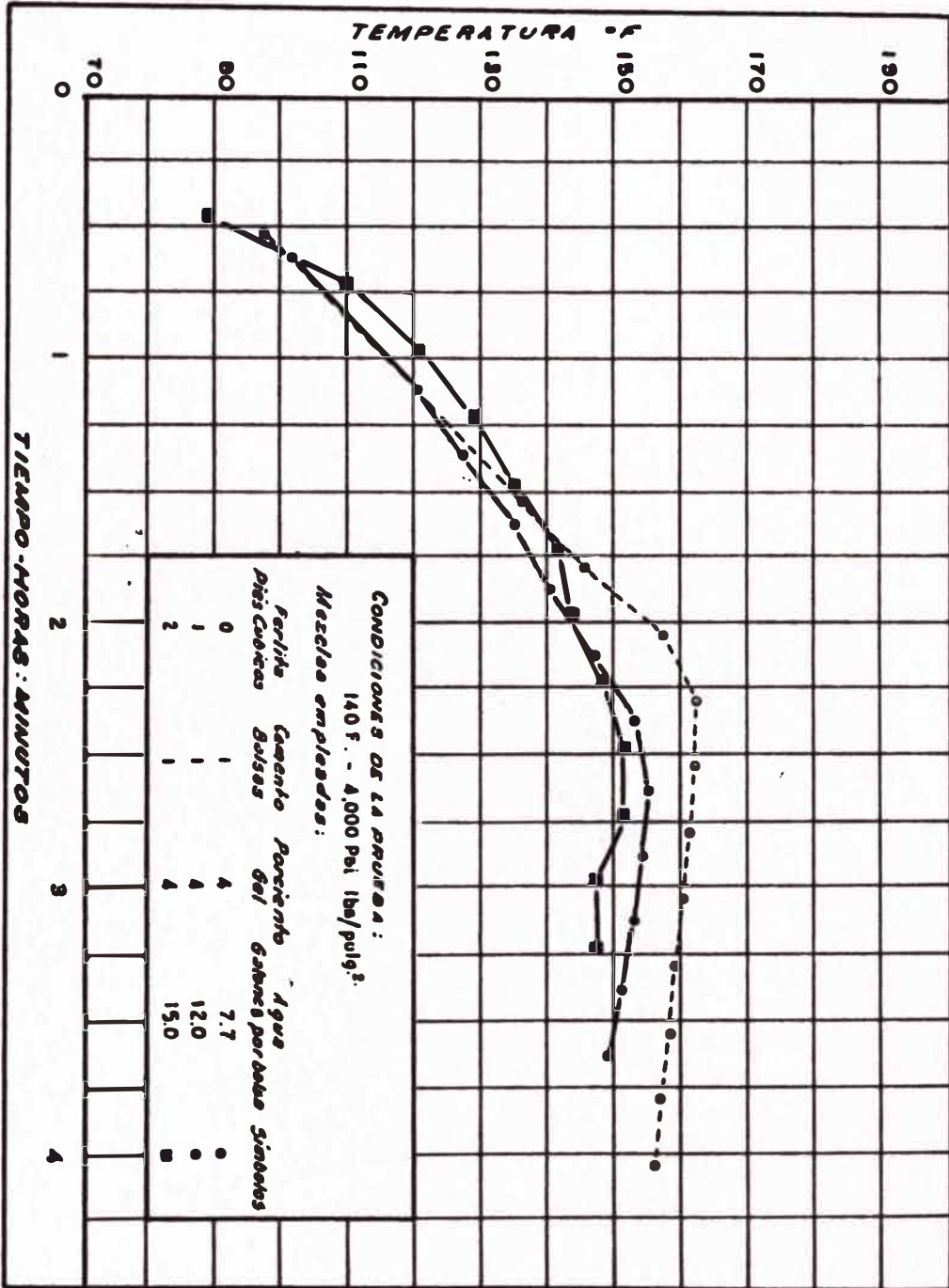
9
8
7
6
5
4

13 14 15 16 17

DENSIDAD DE LA MEZCLA EN LIBRAS POR GALON

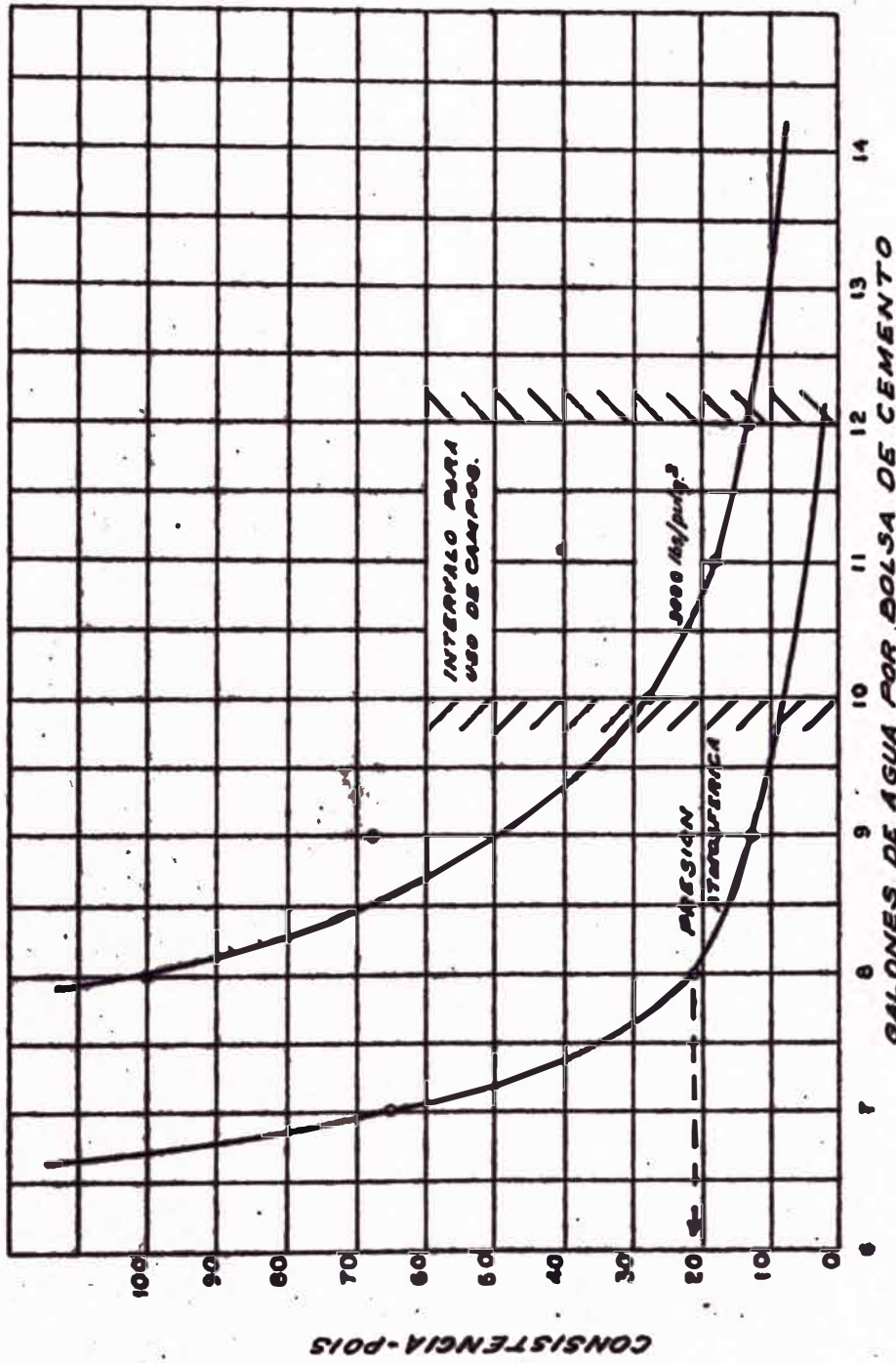


GRAFICO N° 11-A.



CALOR DE HIDRATACION DE MEZCLAS CEMENTO-PERLITA

GRAFICO N° 11



1 PIE CUBICO DE PERLITA-4% BENTONITA

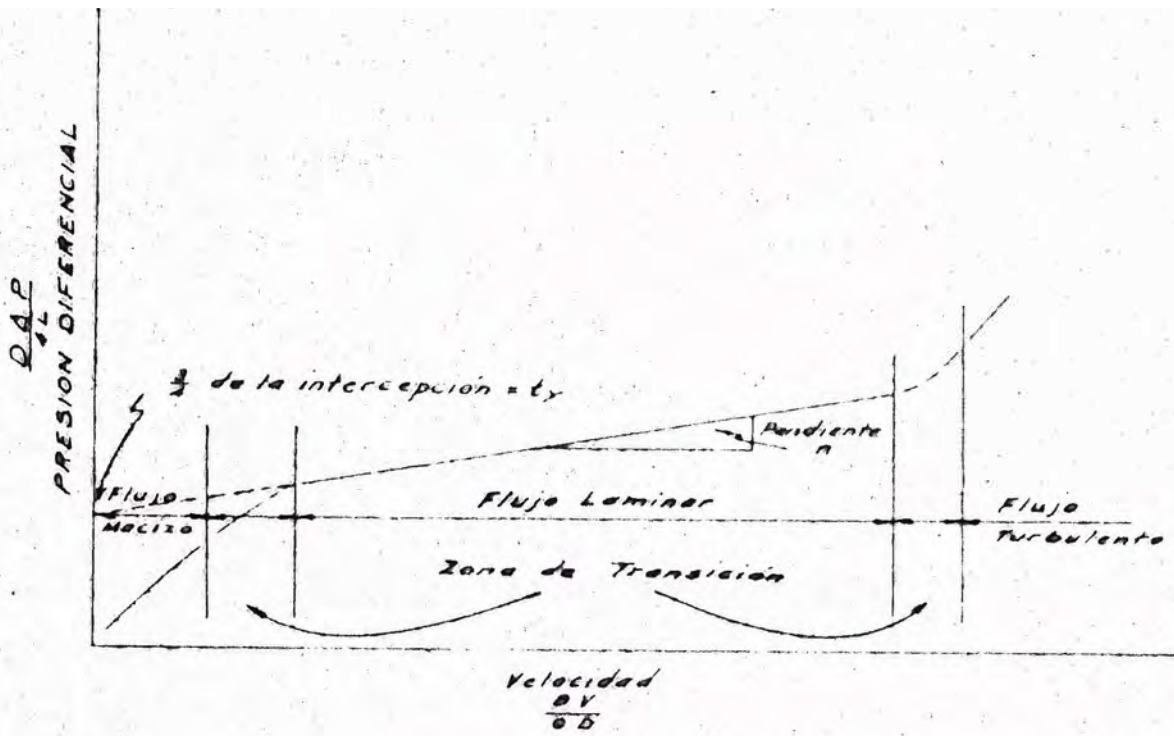


GRAFICO 13.

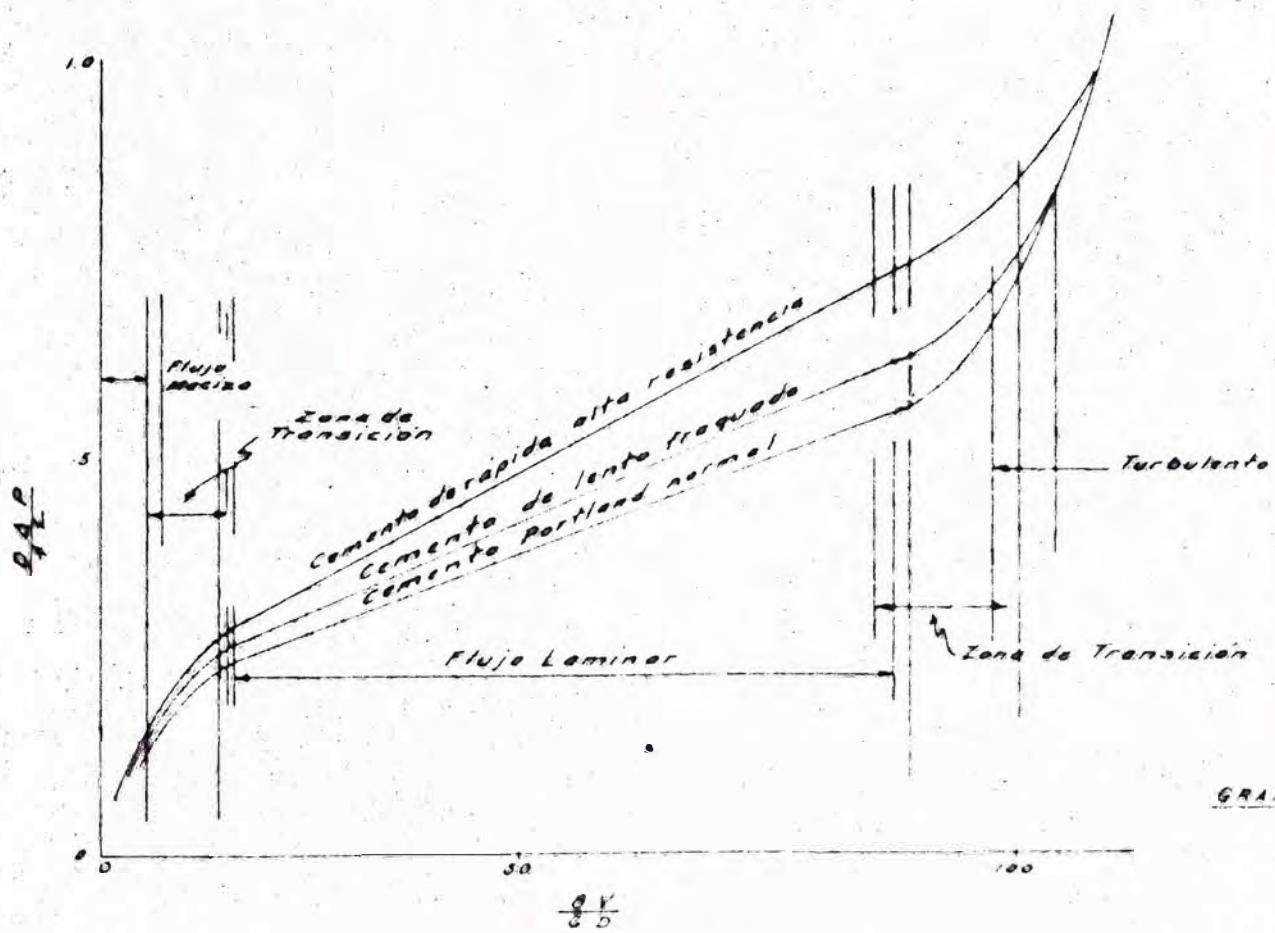


GRAFICO 14.

INSTRUCCIONES

- 1.- Determinar (τ_y) y (n) para el tipo de cemento
- 2.- Determinar el diámetro equivalente para el espacio anular si se desea la velocidad anular.
- 3.- Seleccionar el diámetro apropiado sobre el gráfico (esquina inferior izquierda) y seguir a la derecha hasta el valor propio de τ_y .
- 4.- Seguir hacia arriba hasta el valor propio de n .
- 5.- Seguir a la derecha hasta la propia densidad de la mezcla.
- 6.- Seguir hacia abajo para determinar las velocidades menores y mayores que la crítica.

Diámetro de la tubería o diámetro equivalente del espacio anular.

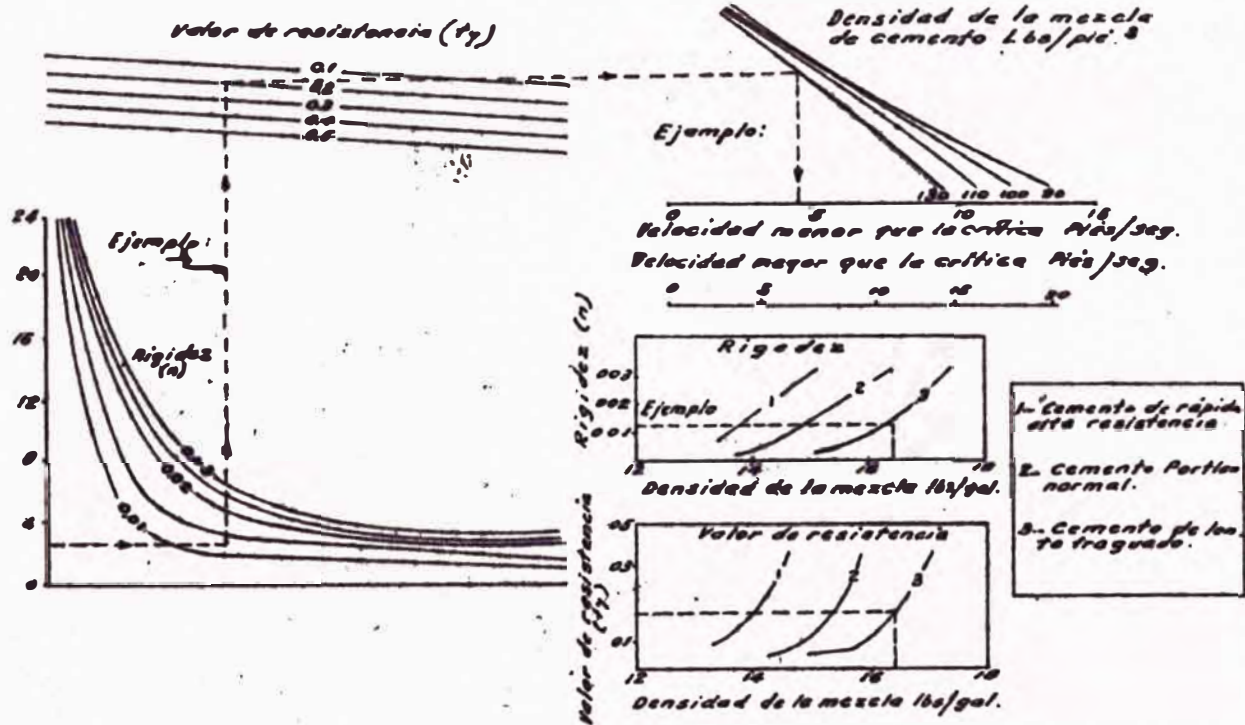


GRAFICO 17

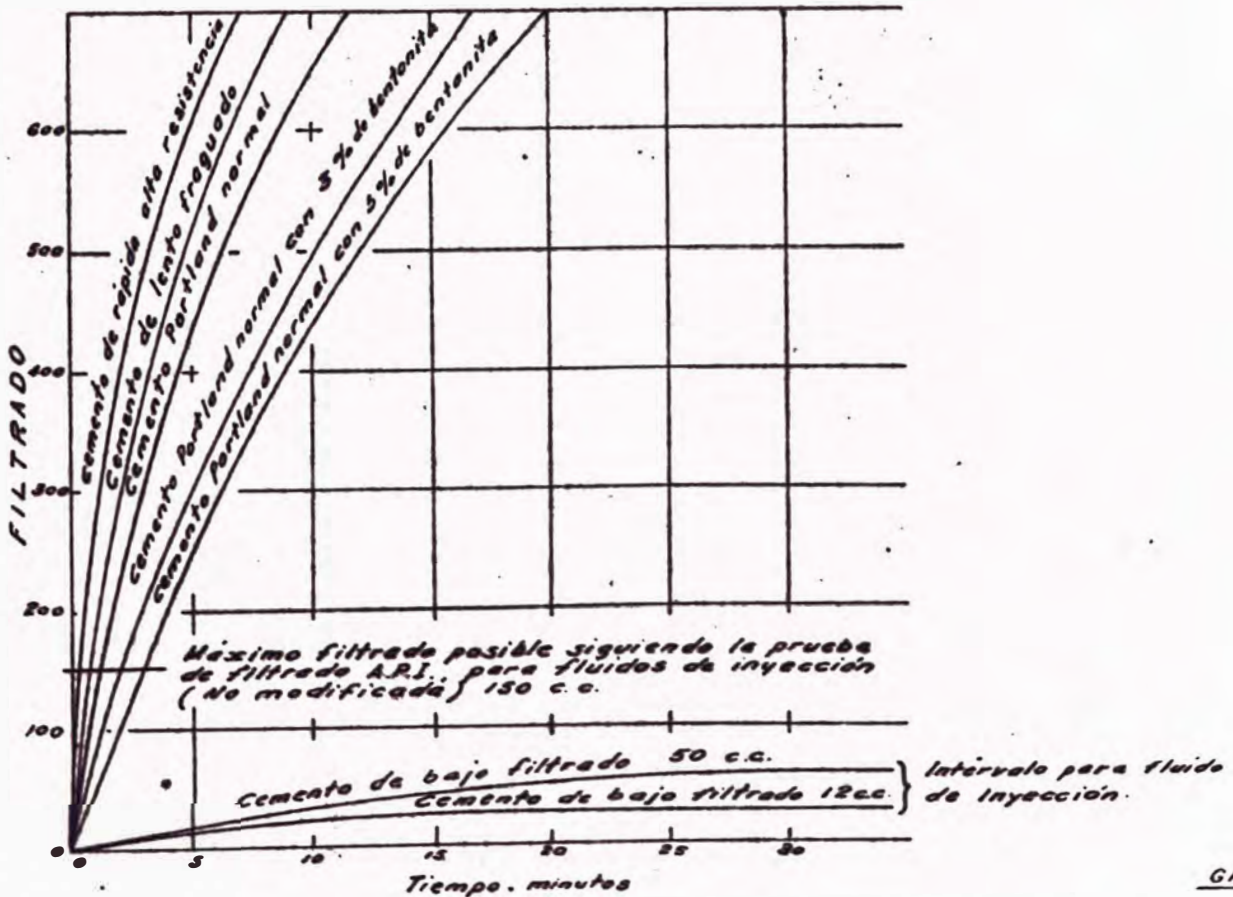
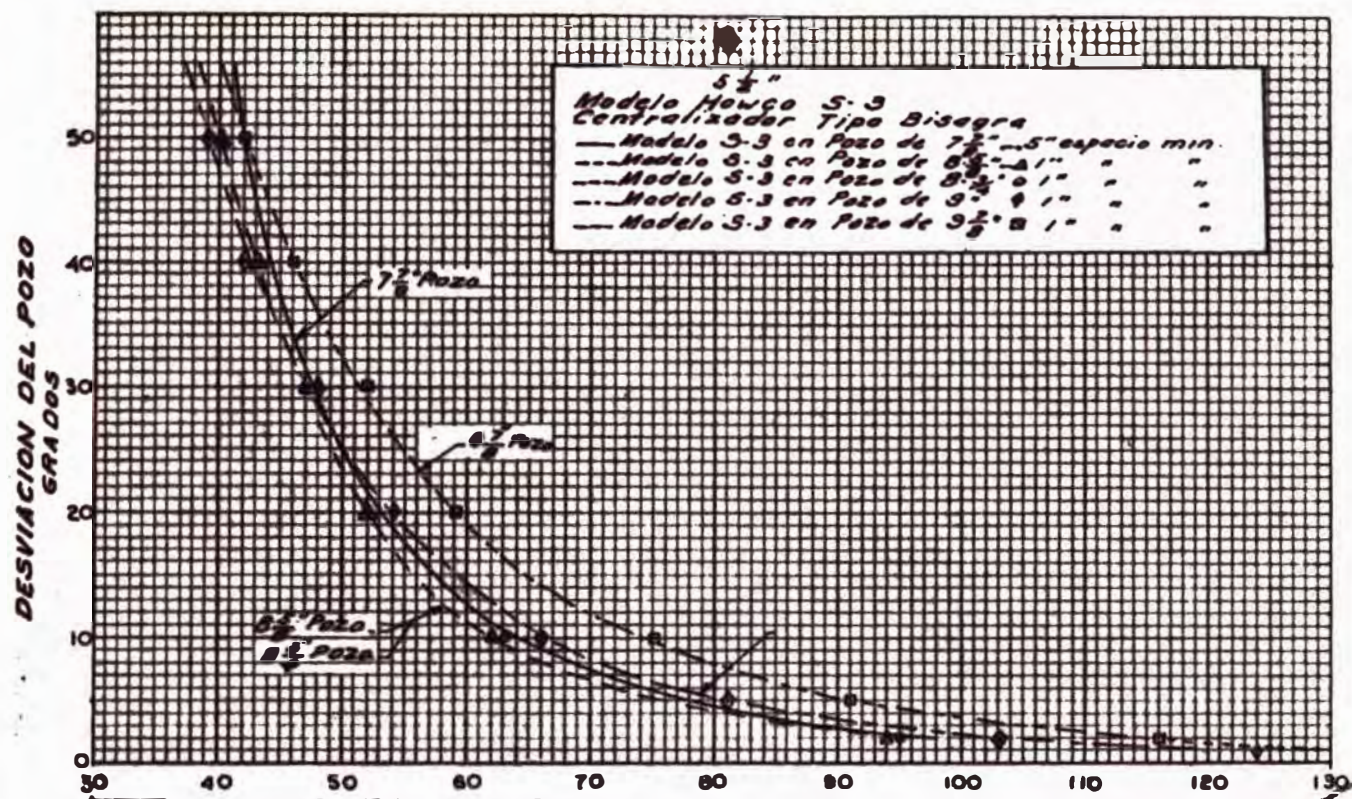
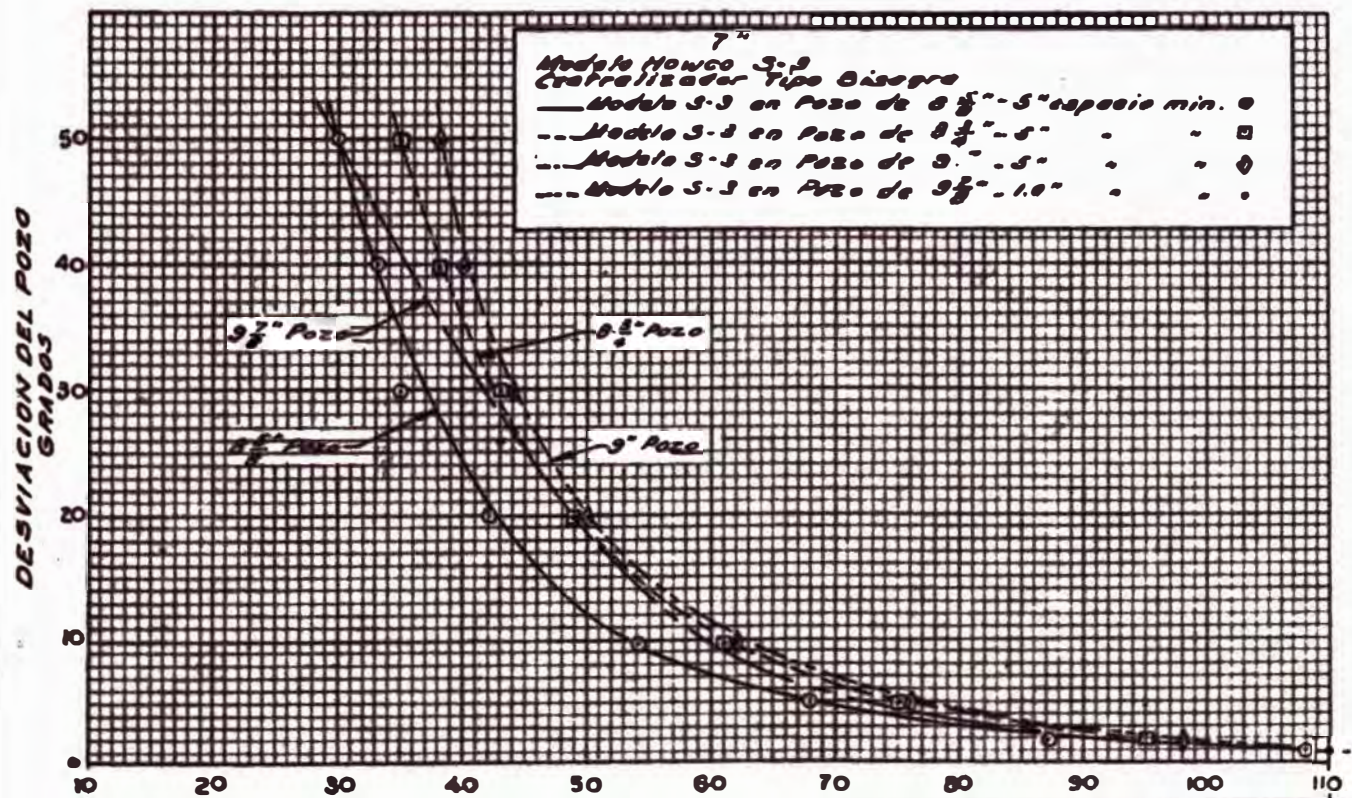


GRAFICO 18



Máximo espaciamento de Centralizadores, piés
 Máximo espaciamento de 5 1/2" D.E. intervalo de peso 13 - 23 lbs/pié.

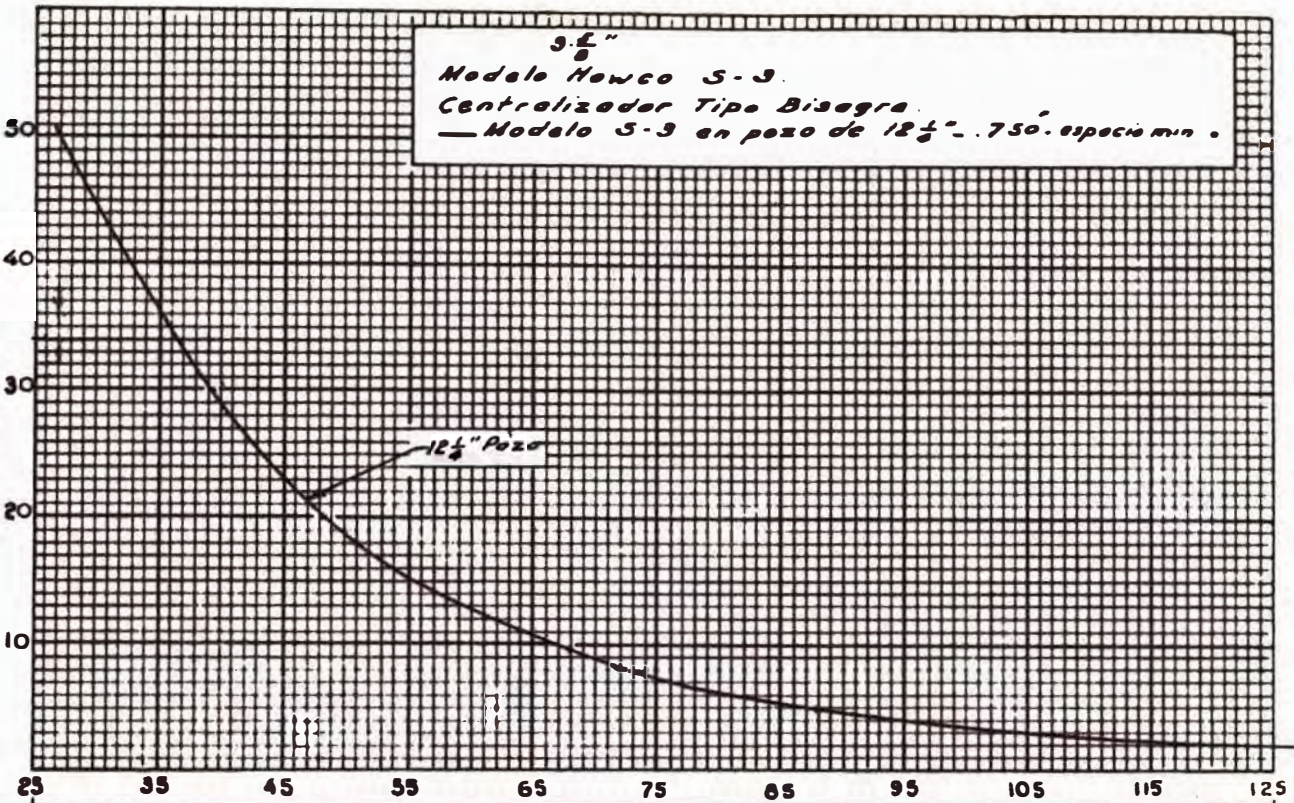
GRAFICO 19.



Máximo espaciamento de centralizadores, piés
 Máximo espaciamento de 7" D.E. intervalo de peso 17 - 30 lbs/pié.

GRAFICO 20.

DESVIACION DEL POZO
GRADOS

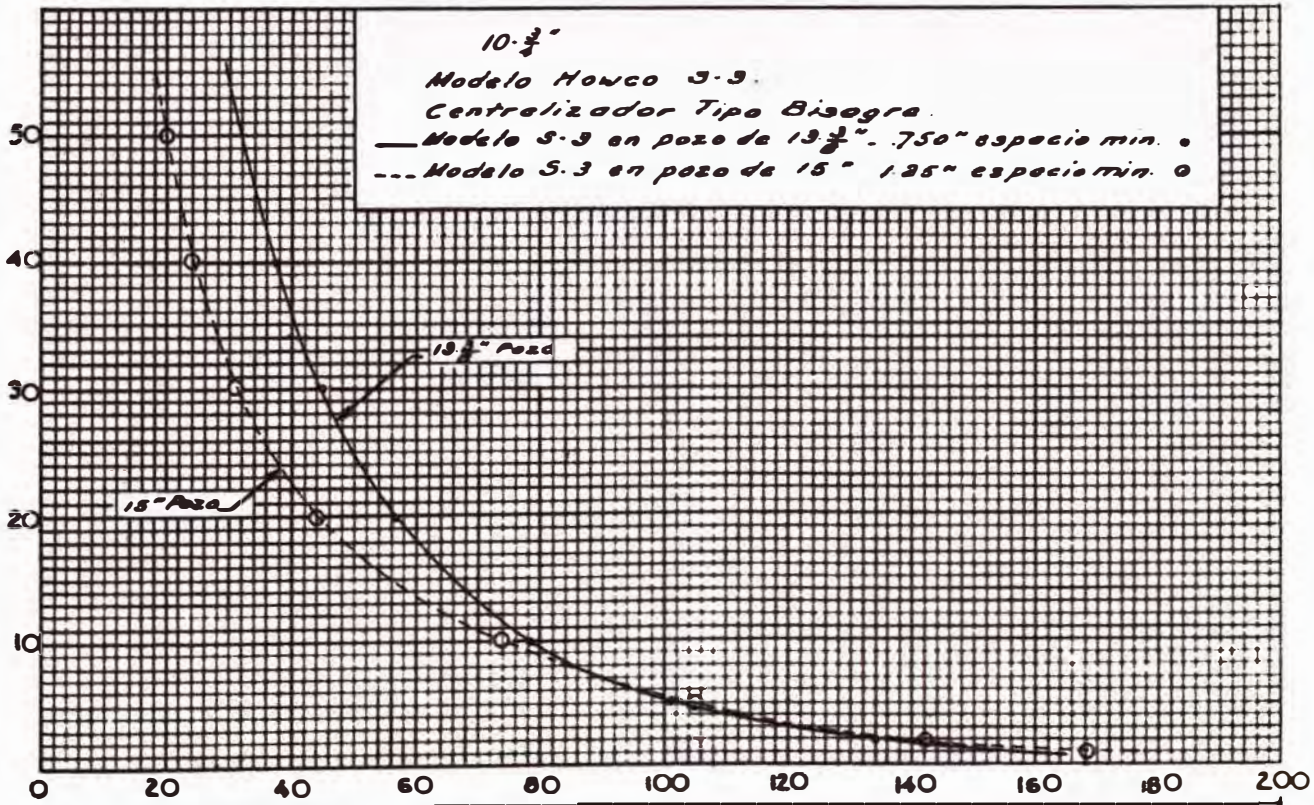


3 1/2"
Modelo Howco S-3.
Centralizador Tipo Bisagra.
— Modelo S-3 en pozo de 12 1/2" . 750' espacio min. o

Máximo espaciamiento de centralizadores, piés
Máximo espaciamiento de 9 5/8" D. E. Intervalo de peso 29 8-53 5 lbs/pié.

GRAFICO 21.

DESVIACION DEL POZO
GRADOS



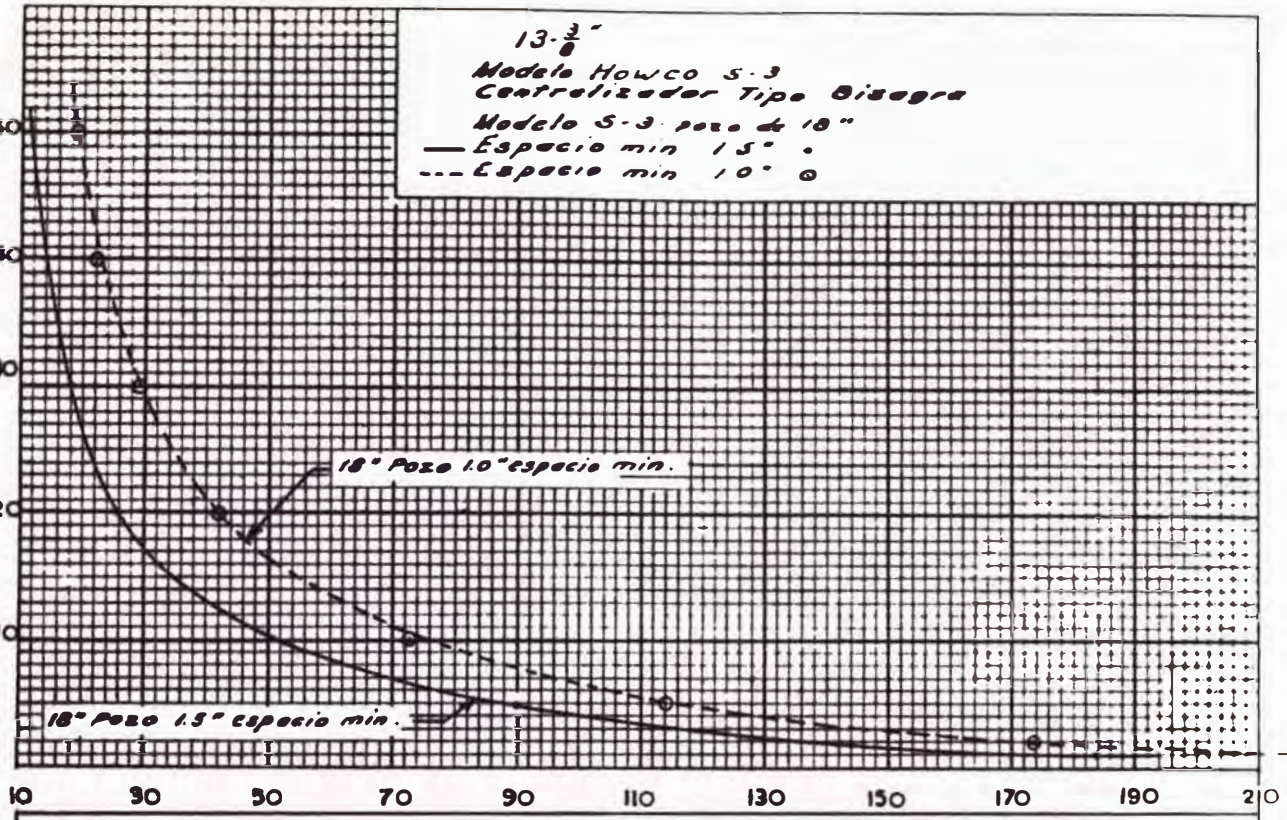
10 3/4"
Modelo Howco S-3.
Centralizador Tipo Bisagra.
— Modelo S-3 en pozo de 13 3/4" . 750' espacio min. o
--- Modelo S-3 en pozo de 15" 125' espacio min. o

Máximo espaciamiento de centralizadores, piés
Máximo espaciamiento de 10 3/8" D. E. Intervalo de peso 49-72 lbs/pié.

GRAFICO 22.

DESVIACION DEL POZO
GRADOS

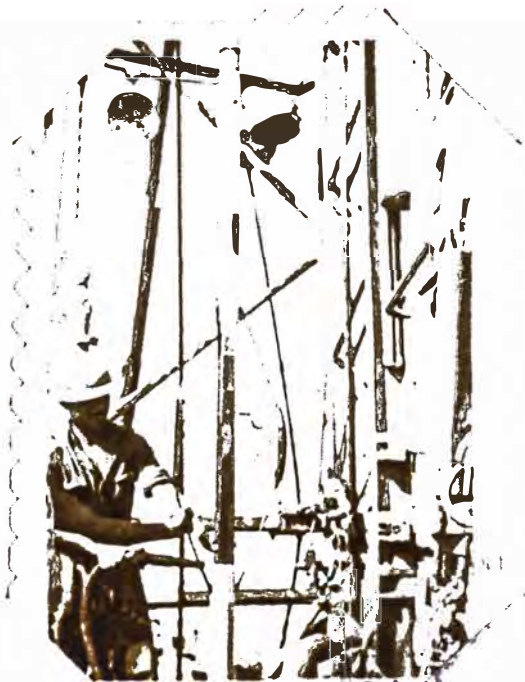
13- $\frac{3}{8}$ "
Modelo Howco S-3
Centralizador Tipo Bisagra
Modelo S-3 peso de 10"
— Especio min 15" .
--- Especio min 10" o



Máximo espaciamiento de centralizadores, pies
Máximo espaciamiento de 13- $\frac{3}{8}$ " D.E. intervalo de peso 40-72 lbs./pie

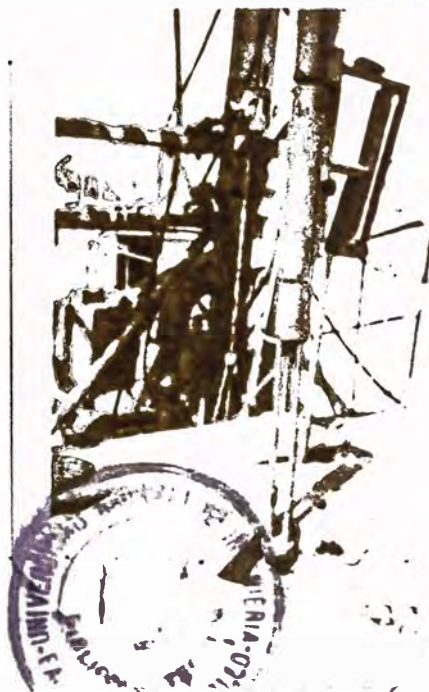
GRAFICO 23

Fotografía N° 1



Sonda de Microcaliper 198 en el Pozo PB-171 en Concesión Patria.

Fotografía N° 2



Sonda Térmica de la Cía. Schlumberger Of Latin America, momentos antes de introducirse en el Pozo.

Fotografía N° 3



Escopeta perforadora de tubería de revestimiento con vainas Standard y forma de cargarla.

Fotografía N° 4



Fotografía N° 5



Fotografía N° 6



Escoleta perforadora de tubería de revestimiento con balas Standard y forma de cargarla.

Fotografía N° 7



Fotografía N° 8



Vaciando cemento en la bodega de mezcla durante la colocación de un tapón de cemento en un pozo perforado por el sistema rotativo.

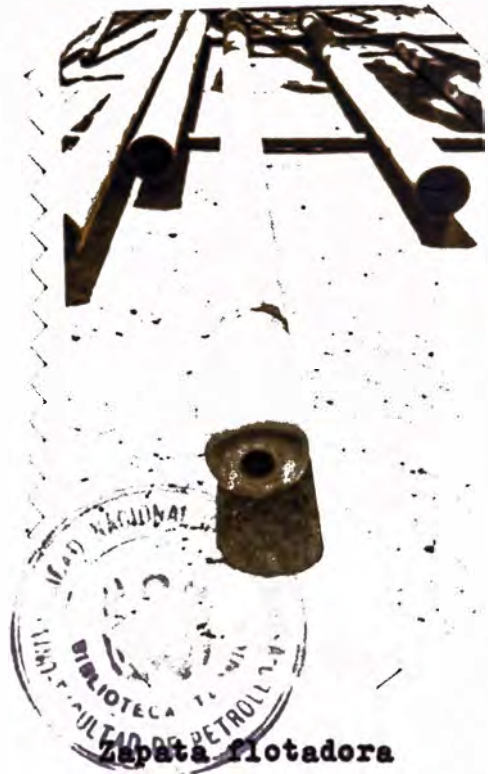
Preparando la mezcla de cemento en una batea durante las operaciones de colocación de un tapón de cemento en un pozo perforado por el sistema de percusión.

Fotografía N° 9



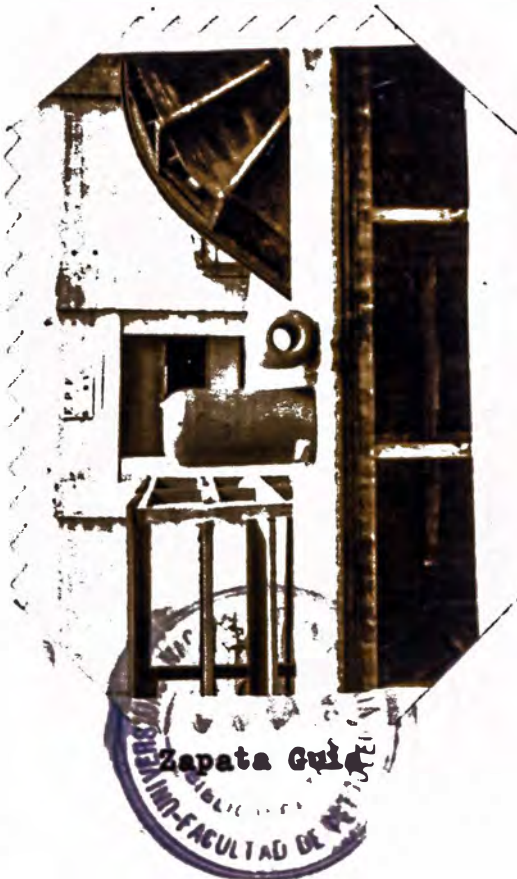
Cuchara de cementar mostrando la válvula de descarga cerrada y lista para recibir el cemento.

Fotografía N° 10



Zapata flotadora

Fotografía N° 11



Zapata Guía

Fotografía N° 12



Tapones 5 WT y 5 WB

Fotografía N° 13



Cabezal simple de cementación instalado en la sarta de tubería.

Fotografía N° 14



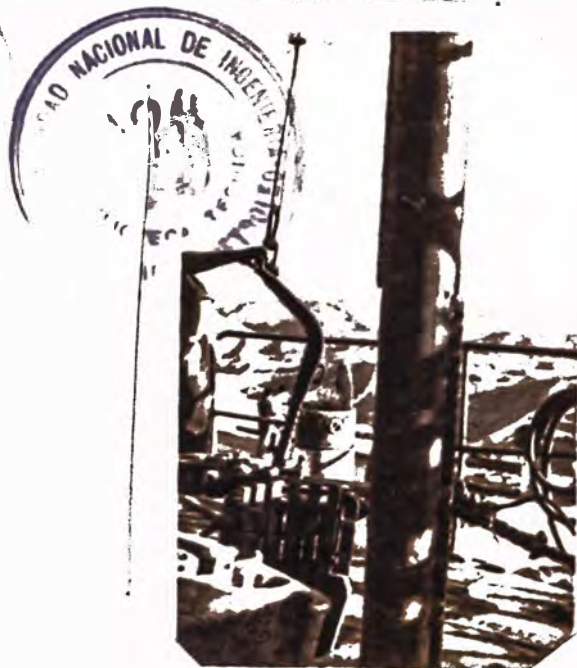
Cabezal de un tapón

Fotografía N° 15



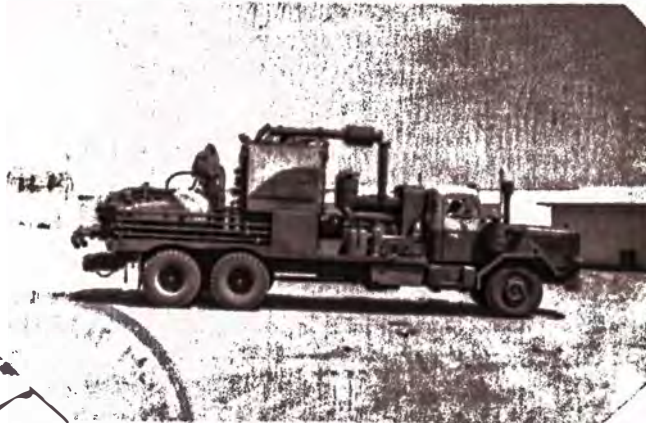
Centralizadores instalados en la sarta final de tubería de revestimiento.

Fotografía N° 16



Raspahoyos instalados a 180° en la sarta final de tubería de revestimiento.

Fotografía N° 17



Unidad motorizada de cementación
HOWCO T-10

Fotografía N° 18



Unidad motorizada de cementación
HOWCO VP - AC

Fotografía N° 19



Cabesal de cementación de conexión
rapida instalada en la sarta final
de tubería de revestimiento.

Fotografía N° 20



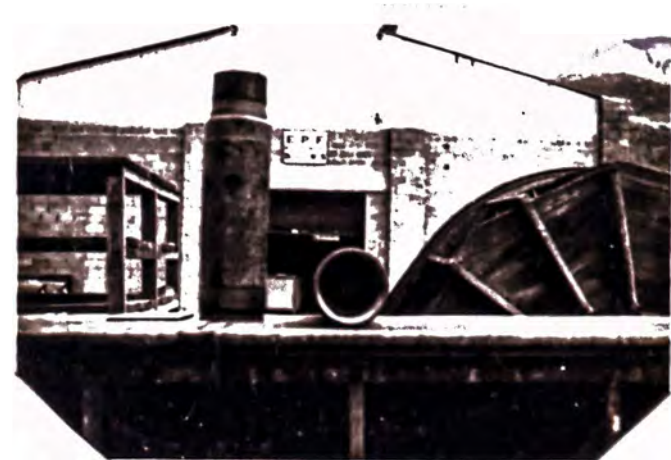
Mesa de apoyo y corte, mezclador de
chorro y tanque de succión.

Fotografía N° 21



Zapata de perforación

Fotografía N° 22



Cuello de cementación múltiple

Fotografía N° 23



Conjunto de tapones para cementación múltiple intermitente.

Fotografía N° 24



Conjunto de tapones para cementación múltiple continua.