

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE PETROLEO**

**Completación de Pozos  
de Diámetro Reducido**

***T E S I S***

**para optar el Título de Bachiller en**

***INGENIERIA DE PETROLEO***

**PROMOCION "JUAN RODRIGUEZ DEL CASTILLO"**

**CESAR A. BARANDIARAN ESTREMADOYRO**

**LIMA · PERU**

**1963**

A mis padres y hermanos.

Mi más profundo agradecimiento  
a todos los profesores de la -  
Facultad, por sus enseñanzas y  
consejos.

# T E M A R I O

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

### CAPITULO I

Breve historia de este método de completación- Definición.

### CAPITULO II

Tipos de Completación que se presentan y explicación de la técnica aplicada en cada uno de ellos.- Completación simple- Completación dual concéntrica- Completación múltiple paralela- Completación combinada de paralela y concéntrica.

### CAPITULO III

Programa de casing y equipo de cementación primaria usados en el método.- Forro de superficie.- Columna de forros de petróleo- Completación simple.- Completación de sartas múltiples paralelas- Completación dual; Completación triple; completación cuádruple. Diseño para un positivo aislamiento de zonas. Equipos.

### CAPITULO IV

Bajada y cementación del casing- Problemas- Prácticas corrientes- Lodo- Bajada de tubería.- Bajada de sartas individualmente- Bajada de sartas simultáneamente- Instalación del arbol de navidad. Método del "Block squeeze" para un positivo aislamiento de zonas productivas.

## CAPITULO V

Soluciones para Lavado- Mezclas - Desplazamiento- Precauciones posteriores a la cementación. Equipos.

## CAPITULO VI

Ventajas y desventajas de este sistema de cementación.

## BIBLIOGRAFIA

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

En los últimos años se ha introducido la Completación de Pozos de Diámetro Reducido, en muchas áreas de producción, debido al menor costo, principalmente en las sartas de casing ya que el peso determina su costo y un incremento de diámetro, aumenta proporcionalmente el peso.

Este método de completación, ha desarrollado toda una técnica, ya sea para los equipos de cementación como para las herramientas a emplearse.

La completación de pozos de diámetro reducido se puede aplicar ya sea en pozos perforados en forma especial o sea de hueco delgado "Slim hole", que son menores de 6 3/4" que se aplican principalmente para completaciones simples; en otros tipos de completaciones (dual, triple, cuádruple y también simple) se usan perforaciones de tamaño convencional.

Esta tesis tiene el propósito de indicar los tipos de Completación que se presentan, los programas de casing, los equipos, la bajada y cimentación de casing y también las ventajas y desventajas del método.

Agradezco a las personas que me han ayudado a la realización de este trabajo, especialmente a los ingenieros, Arturo Burga y Jorge Rumiche por su asesoramiento de la presente tesis.

Lima, Marzo de 1964

César Barandiarán Estremadoyro



## COMPLETACION DE POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO

### C A P I T U L O

#### I

##### Breve historia de este método de Completación:

Durante los recientes años pasados, la completación de pozos de diámetro reducido se ha introducido en casi todas las áreas geográficas en operaciones de producción de petróleo y gas.

Aunque la técnica de usar pequeños diámetros en pozos no es nueva, un rango completo de equipos recientemente se tienen para disponerlos en pequeños tamaños de pozos. Los operadores informan de que todos los tipos de reacondicionamiento, ahora han sido conducidos exitosamente en forros tan pequeños como de 27/8" O.D.

Stekoll Petroleum Corporation, generalmente es acreditado como el primer operador que adoptó los pozos de diámetro reducido para todos los tipos de operaciones de producción. En 1942, la primera compañía usó tubería de producción de 2" como forro en las operaciones poco profundas de inyección de agua en Mid-Continent.

En 1959, Humble Oil & Refining Company, desprendió informaciones, de sus experiencias en pozos pequeños. Puesto que, Humble y otros mayores productores tienen completados muchos pozos de todo tipo, usando la técnica de pozos reducidos. Las completaciones de pozos de diámetro reducido están hechas prácticamente en todas las

provincias de EE. UU. y Canadá. A causa de los éxitos mecánicos de la técnica y sus beneficios económicos, se anticipa que los procedimientos crecerán en popularidad y aceptación. Por ejemplo, en una área donde las condiciones son favorables a los huecos con forros de diámetros pequeños alrededor del 70% de las completaciones de una de las mayores compañías utilizan forros de diámetro reducido. Esa compañía no tenía un solo pozo con diámetro reducido, hacía 3 años.

DEFINICION:

La técnica de la completación de pozos de diámetro reducido ha sido refinada y modificada considerablemente durante estos últimos años. Puesto que Humble Oil & Refining Company fué el primer y mayor operador que ha adoptado los procedimientos en todas sus operaciones, mucho del crédito para esos refinamientos pueden dársele. Otros grandes productores han adoptado la técnica y han contribuido significativamente en nuevos y mejores métodos de instalaciones, completación y producción a través de estos pozos.

Una variedad de nombres fueron propuestos inicialmente para los pozos de diámetro reducido, incluyendo "Slim Hole", "Tubingless" "Casingless", Etc. De todos los términos propuestos "Tubingless Completpin", probablemente ha tenido más aceptación. Durante los primeros trabajos con este métodos, "Tubingless Completion", tiene una apta descripción puesto que no usaba tubing cuando se empleaba casing de 2 7/8" O. D. Toda la producción era maniobrada a tra-

vés del casing o por medio de una hilera de varillas huecas en pozos de bombeo. Debido a la disponibilidad de más equipo, muchos pozos de diámetro reducido fueron equipados con tubing, adoptando semejanza (en pequeño) con los pozos convencionales.

De este modo, la primera terminología llega a ser confusa por varias razones:

- 1.- Muchos "Tubingless Completions", son equipados con tubing.
- 2.- Todos los pozos son equipados con tubería que sirve para forro lo cual deja sin efecto el uso de la terminología de "Casingless".
- 3.- "Slim Hole completion", no es enteramente aplicable por que no llega a ser práctica común utilizar la técnica de perforación de hueco delgado en la perforación de pozos.

Para claridad y para que pueda aplicarse en general, el término "completación de pozos de diámetro reducido", (Small Diameter Well Completion) será seleccionado para describir el método de completación, sobre esta discusión.

Pozo de diámetro reducido puede definirse, para el propósito de este trabajo, como los pozos equipados con forros que no pueden admitir tubería de producción de 2 3/8" O.D. La mayoría de los pozos de diámetro reducido están equipados con tubos para fo--

rros de 2 7/8" tipo API. E.U.E y regular, aunque algunos operadores han utilizado 2 3/8" E.U.E API. , y 2 1/2" tubería de superficie como forro.

También otros operadores han usado exitosamente tubing de 3 1/2" O.D.

C A P I T U L O

II

Tipos de Completación que se presentan y explicación de la técnica aplicada en cada uno de ellos:-

A.- Completación simple:-

La completación simple se refiere a un pozo equipado con forros de superficie, una columna de tubing o tubería de superficie usada como forros de producción.

El equipo de producción en el hueco es opcional y varía de acuerdo al tipo del pozo (petróleo, gas, inyección, etc.) la preferencia del operador y el área en la que es completado. La Fig. 1 muestra una típica completación simple de pozos de diámetro reducido.

B.- Completación dual concéntrica:-

Este tipo consiste del forro superficial, una tubería de producción de diámetro pequeño y otra de producción de diámetro más pequeña que la anterior y sentada en el packer que separa las dos zonas a producirse. La completación es utilizada de igual manera como se usa en el tipo convencional de completación dual. En decir, las zonas son perforadas arriba y abajo del packer. Una zona (la inferior) produce por la tubería de producción más pequeña que es generalmente de  $1\frac{1}{4}$ " O.D.; ó  $1\frac{1}{2}$ " O.D

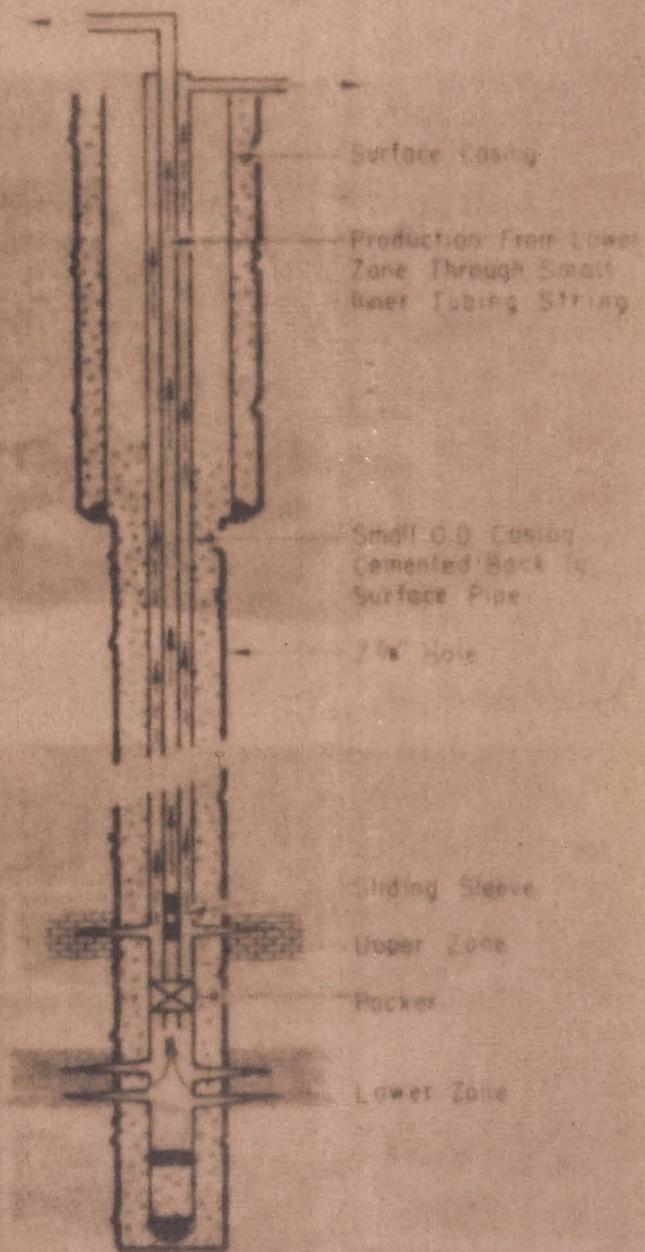
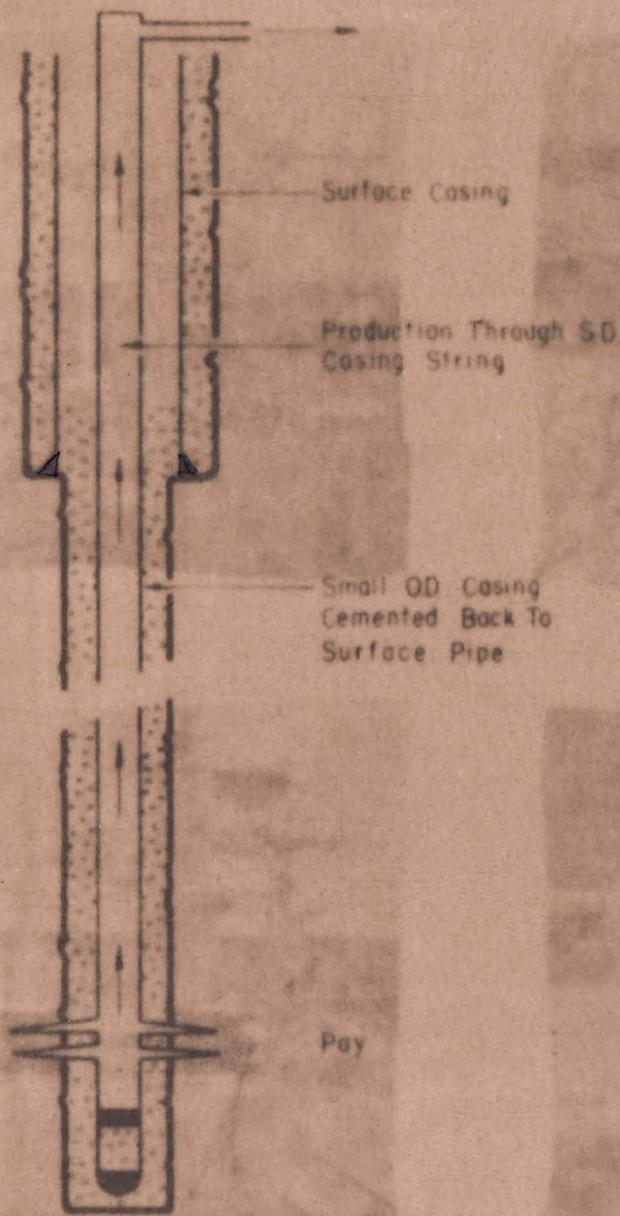


FIG. 1- Completación simple.

FIG. 2-Completación dual concentrica.



si el forro es de 2 7/8" O.D.; y la otra zona produce por el espacio anular.

La bajada del equipo otra vez es opcional aunque la mayoría de los operadores usan iguales tipos de válvulas de circulación (generalmente una manga deslizante) para meter la sarta de tubería de producción, se pueden usar empaques convencionales, o asentar la tubería y el empaque en un niple de asiento. También se puede usar equipos de cruce de conductores si se desea. La Fig. 2 muestra una típica completación de pozos de diámetro reducido.

### **C.- Completación Múltiple Paralela:-**

Estos pozos están equipados con adecuados tamaños de tubería de superficie para pasar el número requerido de sargas de petróleo y tener 2, 3 ó 4 sargas de forros de diámetro reducido, dependiendo del tipo de completación para hacer, sea dual, triple, cuádruple etc. (Fig. 3).

Otra vez, los requerimientos de la bajada de los equipos dependerán de varios factores y de acuerdo a la preferencia de los operadores.

Será mencionada que la combinación de las sargas de superficie se ha hecho de modo que puedan acondicionarse impide-reventones de 12" capaces de dar a tubings cuádruples. En tales casos un solo tubo de 13 3/4" es colocado al tope del normalmente usado que es de 10 3/4"

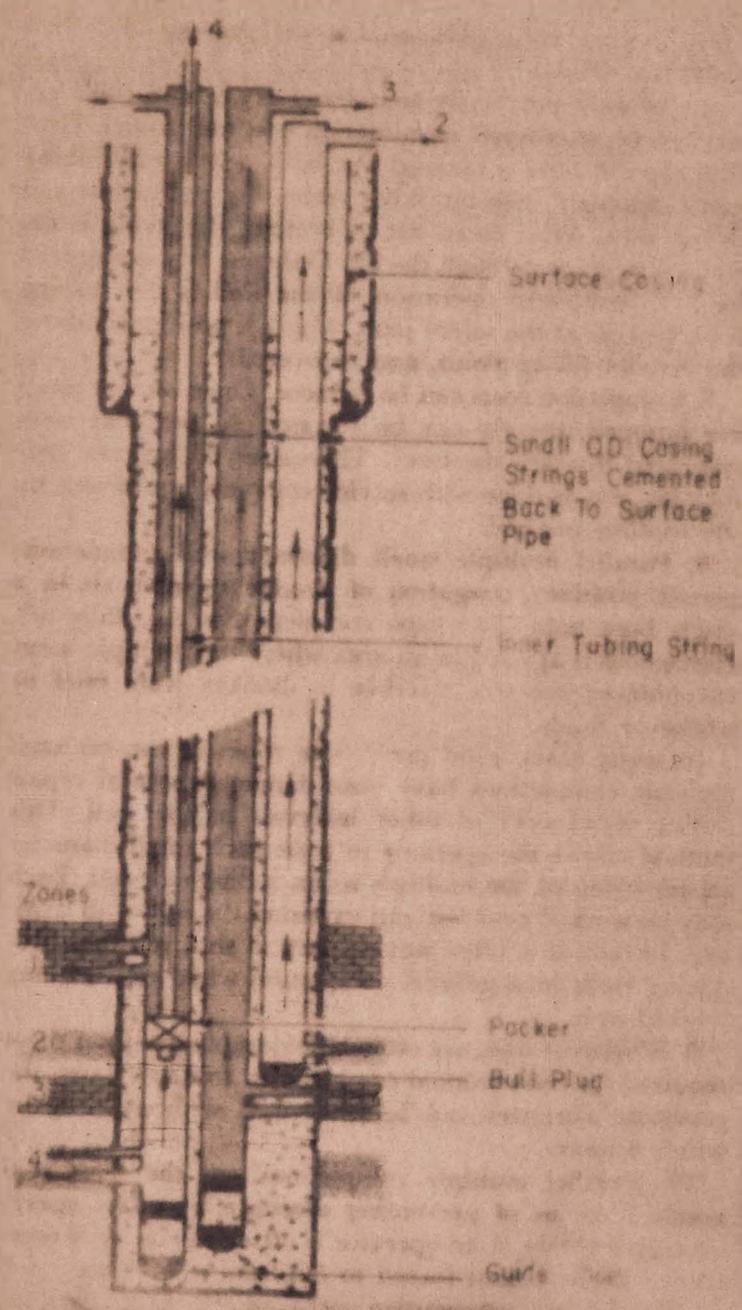


FIG. 3-Combinación de completaciones paralelas (tres) y concéntrica. Total de zonas productivas - 4.



D.- Completación Combinada de paralela y concéntrica:

Pozos de este tipo han sido completados extensivamente en las zonas petrolíferas y gasíferas del Sur de Texas. En tales casos, sartas múltiples de producción son corridas y cementadas. Sartas concéntricas de tubing de pequeño diámetro son instalados en cada sarta de producción resultando en 2 o más (dependiendo del número de sartas de producción) completaciones duales concéntricas en el mismo hueco, (Fig. 3).

Por ejemplo, si suficientes reservorios están presentes en un caso dado, es concebible que 8 zonas separadas podrían ser producidas de un pozo que tiene cuatro sartas de casing de 2 7/8" y 4 sartas de tubing más pequeño en forma concéntrica. El pozo así, consistiría de 4 completaciones duales concéntricas en un solo hueco.

La discusión anterior ilustra tipos de completaciones de pozos de diámetro reducido hechos a la fecha.

### C A P I T U L O III

#### Programa de forros y Equipo de Cementación Primaria.

Muchos diferentes programas de forros han sido diseñados para pozos de diámetro reducido. En este trabajo presento el tipo que es más usado.

En muchos casos, los programas fueron diseñados para los requerimientos de una área específica, y no se debe intentar que cada tipo discutido sea considerado aplicable a todas las áreas de operación.

#### Forro de superficie:

El diseño y corrida de la columna de forros para pozos de diámetro reducido no incorpora cambios significativos de las prácticas convencionales. Los operadores han tendido a usar forros de stock para este propósito, dando mucha heterogeneidad de diámetro en las tuberías de superficie.

En algunas áreas, el forro de superficie ha sido sentado a menores profundidades de lo normal como un esfuerzo para reducir los costos. En tales casos, reglas de conservación son establecidas, colocando cemento frente a la arena de agua dulce, lo cual ocurre debajo de la zapata del casing de superficie. Usualmente la mezcla es desplazada a través de una tubería de 1" corrida a través de un "extra-hole" dentro de una sarta de fo-

rros de petróleo.

La Tabla N° 1, muestra tamaños de forros de superficie generalmente usados en pozos de diámetro reducido.

TABLA N° 1.- Relación entre sartas de superficie y de producción en pozos de diámetro reducido.

TIPOS DE COMPLETACION	SARTA (S) DE PETROLEO	CASING DE SU SUPERFICIE
Simple	2 3/8	5 1/2
Dual	2 - 2 7/8	7, 7 5/8, 8 5/8
Triple	3 - 2 7/8	9 5/8
Cuádruple	4 - 2 7/8	10 3/4

Algunas combinaciones de sarta de superficie se han instalado en completaciones de sarta cuádruple para acomodarse al preventor de reventones de 12 pulgadas requerido para pasar y colgar el cuádruple equipo. Un simple tubo de 13 3/8" de forros es corrida en el tope de una sarta de 10/ 3/4" de tubería. La unión más grande en la parte alta permite instalaciones de impide-reventones de 12" y facilita la instalación del forro largo.

El uso de las combinaciones de cabezas de forros de 10"x 12" ha hecho ahora esta práctica opcional.

Columna de forros de petróleo:-

Muchos diferentes tamaños y tipos de estos forros han sido usados en pozos de diámetro reducido, incluyendo líneas de tubería y producción de dos  $3/8$ " O.D.; de  $2\ 7/8$  O.D.; de  $3\ 1/2$ " O.D. y drill pipe de  $4\ 1/2$ ".

Sin embargo la mayor parte de las completaciones han sido revestidas con tubing de  $2\ 7/8$ " O.D. E.U.E ó A.P.I Regular. Debido a ésto, lo que queda del reporte, será confinado a la discu--sión de operaciones con tubería de  $2\ 7/8$ ".

En algunas áreas, hay una aumentada tendencia a usar fo--rros de  $3\ 1/2$ " O.D. y en algunos casos forros de  $2\ 3/8$ ", dependiendo de la aplicación específica. Sin embargo estos trabajos son cada vez menores que las operaciones de tubería de  $2\ 7/8$ ".

En la mayoría de los casos, los programas de forros de  $2\ 7/8$ " están sobrediseñados en comparación a procedimientos normales. El adicional esfuerzo de aplastamiento disponible, sin embargo, es ventajoso debido a la alta estimulación y presiones de forzamiento normalmente encontrados, en pozos de forros reducidos.

Completación Simple:

Muchos tipos de diseños de sartas simples de forros de diámetro pequeño han sido usados. Desde que estas instalaciones han sido desarrolladas sobre una área básica y de acuerdo a la preferencia del operador, varias son incluidas para

consideración.

Diferencias en el colgado consiste principalmente en la colocación, tipos de equipo de cimentación dentro del hueco. Como puede esperarse tendencia actual es hacia las instalaciones simplificadas de tipo totalmente abierto.

Algunas instalaciones discutidas fueron inicialmente es fuerzos en el campo de las completaciones de pozos de diámetro redu cido. Aunque modificaciones pueden ser ordenadas, estas han sido usadas exitosamente y permanecen igualmente aplicables ahora como cuando se desarrollaron.

Es práctica común extender la sarta de forros de 50- 100 pies debajo, del más bajo intervalo productivo para eliminar la ne cesidad de perforar el cemento, y para proveer la adecuada ratone ra para perforar las escorias de la escopeta, obstrucciones de re siduos, etc.

Muchos operadores creen que es más barato (y menos peli-  
groso) perforar y forrar el extra-hole que hacer las operaciones de perforación con el tubo macaroni dentro del diámetro interior de la pequeña tubería.

Ambos, los niples mecánicos y magnéticos son usados en muchas áreas para facilitar el reacondicionamiento por los métodos de cables. Desde que la colocación puede variar de acuerdo a preferencias, posiciones específicas no están indicadas en los siguientes diseños.

INSTALACION N° 1 POZOS DE BOMBEO DE PETROLEO.

- 1.- Zapato flotador de 4 1/2"
- 2.- Niple reductor de 4 1/2" x 2 7/8"
- 3.- Unión (conexión) de 2 7/8" O.D. x 10'
- 4.- Conexión con la barra de acero Transversal soldada interiormente de 2 7/8" O.D. x 2'
- 5.- Los centralizadores se instalaron así:  
uno a los pies de la primera conexión, otro en la siguiente tubería dos a 90' de separación y dos a 300' de separación.
- 6.- Los rascadores se usaron así:  
a 10' de la primera conexión, 3 en la próxima unión, 4 a 15' de espaciamiento.
- 7.- Tubería de producción de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

El zapato flotador de 4 1/2" es usado a causa de proveer un tamaño de área adicional para la circulación y desplazamiento del cemento; ofrecen un efecto centralizador en el hueco de 6 1/2"; y automáticamente previene el regreso del cemento. El área incrementada dada en el zapato aumentado, hace casi despreciable la acción de corte durante periodos de circulación.

La barra Transversal soldada ( cruzeta) a las 2' de conexión provee un asiento positivo para el tapón limpiador del cemento. Pruebas de laboratorio han mostrado que el arreglo del tapón y de la barra permite soportar presiones de 4000 psi sin escape.

Los tapones han sido pasados a través de niples de asiento de bombas con un pequeño incremento en la presión.

O P C I O N A.- Fig. N° 4.

- 1.- Zapato flotador de 4 1/2" O.D.
- 2.- Un tubo corto (6-30 pies) de forro de 4 1/2" O.D.
- 3.- Niple reductor de 4 1/2" x 2 3/8" O.D.
- 4.- Niple de 2 3/8" O.D. x 2"
- 5.- Niple de 2 3/8" con barra de acero transversal soldada interiormente (cruce).
- 6.- Niple reductor de 2 7/8" O.D. x 2 3/8" O.D.
- 7.- Centralizadores instalados cada 200'
- 8.- Rascadores instalados en cada unión a través de la zona productiva
- 9.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Como en la instalación original el equipo de 4 1/2" es usado debido a que por el área aumentada es mayor susceptible al corte, y al taponamiento por los materiales usados en la pérdida de circulación como sucede con el equipo más pequeño.

La sección de 2 3/8" O.D. da un asiento para el tapón limpiador.

Desde que el tapón está diseñado para forros de 2 7/8" O.D. es forzado dentro de niple de 2" y sentado en la barra transversal, dando así un sello efectivo.

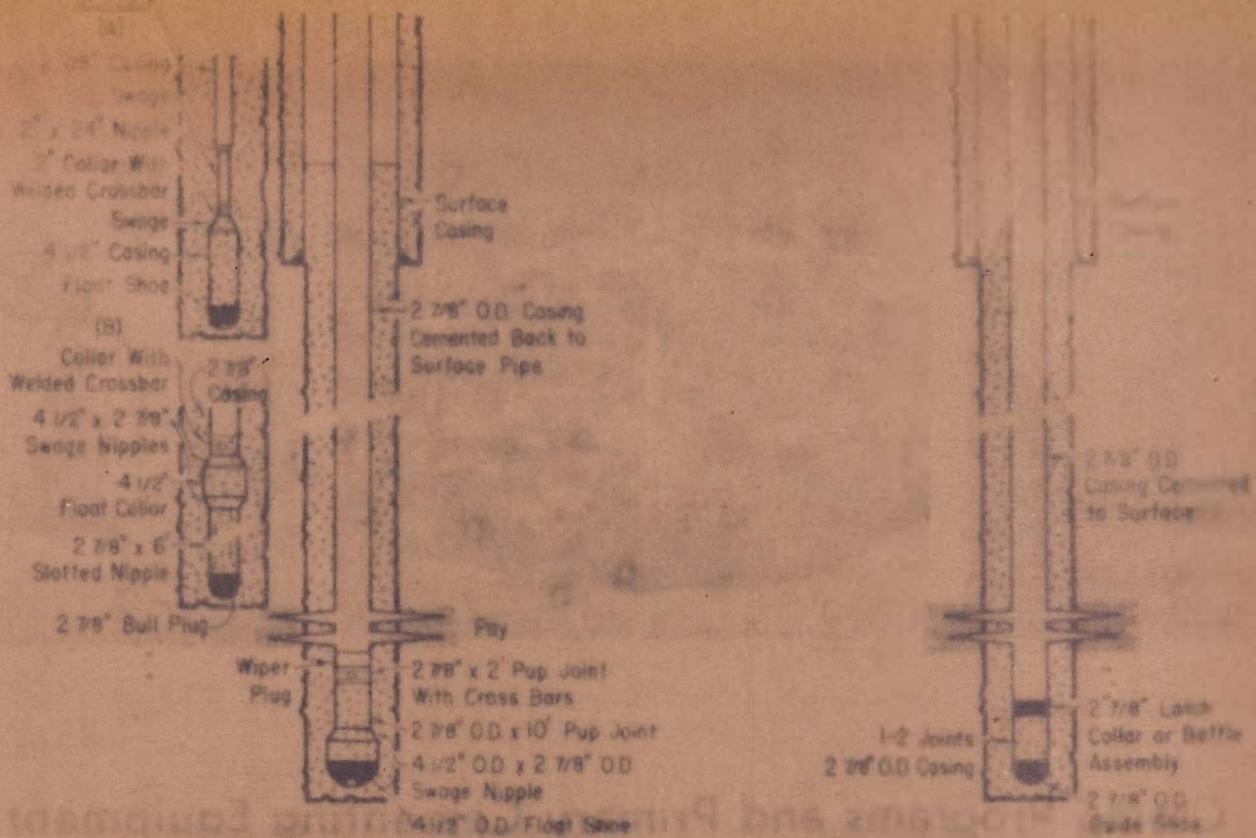


FIG. 4-Sarta simple con equipo de cementación más grande

FIG. 5-Sarta simple con equipo de cementación del tipo trampa de lapón

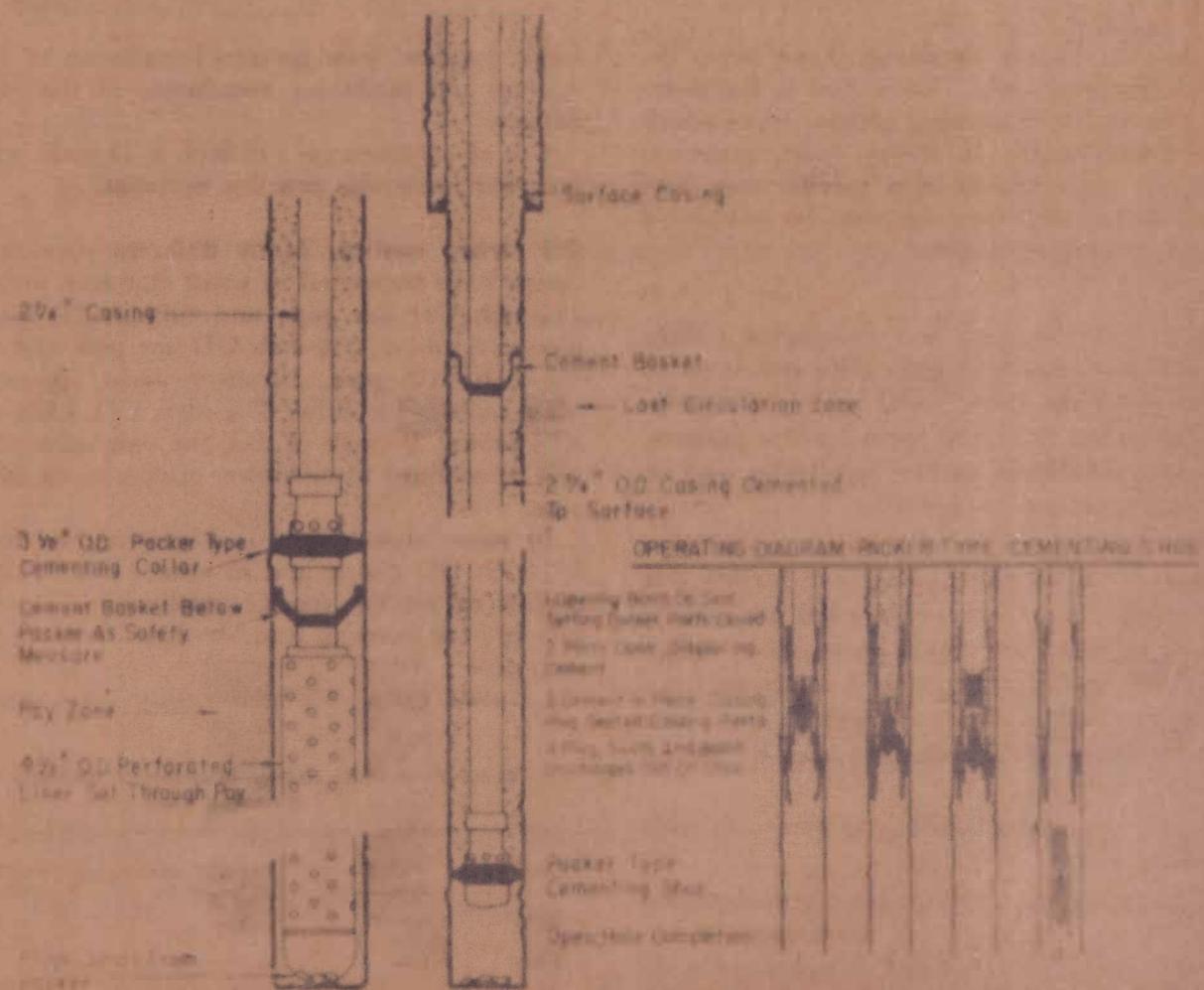


FIG. 6-Sarta simple en completación a base de liner



O P C I O N B.- Fig. N° 4.

- 1.- Tapón ciego y collar de 2 7/8" O.D.
- 2.- Niple ranurado de 2 7/8" O.D. x 6'
- 3.- Niple reductor de 4 1/2" O.D. x 2 7/8" O.D.
- 4.- Collar flotador de 4 1/2" O.D.
- 5.- Niple reductor de 4 1/2" O.D. x 2 7/8" O.D.
- 6.- Collar de 2 7/8" O.D. con barra de acero transversal soldada interiormente.
- 7.- Centralizadores y rasgadores a través de la zona productiva.
- 8.- Forros de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

INSTALACION N° 2 . FIG. N° 5.

- 1.- Zapato guía de 2 7/8" O.D.
- 2.- Una o dos uniones de forros de 2 7/8" O.D.
- 3.- 2 7/8" O.D. collar para descargar el tapón (cerradura), instalada en un collar convencional.
- 4.- Centralizadores instalados desde el fondo hasta 200' encima del tope de la zona productiva, rascadores a través de la zona de interés
- 5.- Forros de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Nuevos tipos de zapatos guías de 2 7/8" O.D. son construídas con puertas (huecos) de áreas más grandes que permiten una adecuada circulación y un buen rate de desplazamiento. Los operadores consideran que instalaciones con zapatos guías abiertos son ventajosos desde que la tubería no se tiene que llenar mientras se corre.

Los collares tipo cerradura han previsto excelentes medios de contra presión en los pozos así como también ofrecen buenos rates de - circulación sin provocar restricciones.

INSTALACION N° 3- Fig. N° 6 Completación a hueco abierto.-

- 1.- Packer, tipo zapato de cimentación con conexión de 2 7/8"
- 2.- Centralizadores hasta 200' sobre el tope de la zona productiva rascadores instalados hasta más arriba de la zona produc-tiva.
- 3.- Forros de 2 7/8" O.D. hasta la superficie con cestas para ce-mentación espaciadas sobre las posibles zonas de pérdida de circulación.

El uso del empaque tipo zapato permite al operador sentado sobre el tope de la zona productiva. La boma de apertura sienta el elemento del empaque, previene la circulación alrededor del fondo del zapato y abre la manga de cementar permitiendo el desplazamiento de la mezcla dentro del anillo. El tapón de cierre cierra la manga y es bombeado fuera del fondo del zapato con la bomba de apertura y sentado dando así un trabajo completo sin necesidad de perforar el cemento.

O P C I O N A.- Fig. 6.

En algunos casos es deseable sentar una línea perforada o ranu-rada a través de los intervalos productivos, en lugar de producir el pozo a través de la sección de hueco abierto debajo del empaque.

El orden es el siguiente:

- 1.- Tapón ciego de 4 1/2" O.D.
- 2.- Liner perforado de 4 1/2" O.D. sentado a través de la zona productiva.
- 3.- Conexión de 4 1/2" O.D. x 3 1/2" O.D.
- 4.- Niple de 3 1/2" con cesta para cementar( Se usa como medida de seguridad, si el empaque falla).
- 5.- Empaque tipo "cementing collar" de 3 1/2" O.D.
- 6.- Conexión de 3 1/2" O.D. x 2 7/8" O.D.
- 7.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

INSTALACION N° 4.- Tubería no asentada en el fondo, Fig. N° 7

- 1.- Zapato flotador o zapato guía de 2 7/8" O.D. (en instalaciones opcionales se utiliza canastas tipo "cementing shoe", o tapón de cemento).
- 2.- Un tubo de forro de 2 7/8" O.D. con cestas para cementación.
- 3.- Collar flotador o cerradura de tapón junta de 2 7/8" O.D.  
(No usar si se corre cesta de cemento).
- 4.- Centralizadores hasta 200' encima de la zona productiva, rascadores a través de la zona productiva.
- 5.- Forros de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

El uso de las cestas para cementación o canasta de zapato previene que la mezcla caiga al fondo durante y después de la operación de cementación. En algunos casos, los tapones de cemento han sido usados en hueco abierto para el mismo propósito.

INSTALACION N° 5.- Limpiar y completar pozos viejos. Fig. N° 8

- 1.- Broca de salvataje(usada) (El tamaño depende del diámetro del hueco que se va a limpiar).
- 2.- Conexión para forro de 2 7/8" O.D.
- 3.- Dos tubos de forro de 2 7/8" O.D.
- 4.- Junta de cerradura de tapón de 2 7/8" O.D.
- 5.- Forros de 2 7/8" O.D. hasta 200' sobre el tope anticipado de cemento en el anillo.
- 6.- Junta de seguridad de 2 7/8" O.D.
- 7.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

El hueco es limpiado hasta el fondo y todo el conjunto es cementado en el sitio. Si el pozo es seco, la tubería puede recuperarse hasta la junta de seguridad. Principal ventaja de esta técnica es que no tiene que hacer un viaje extra una vez que el pozo sea limpiado hasta el fondo.

INSTALACION N° 6.- General. Fig. N° 9.

Este diseño ha resultado de la información recopilada de muchos operadores y puede ser considerada aplicable en la mayor parte de áreas de operación con la siguiente calificación.

- 1.- El lodo es requerido para el control del pozo.
- 2.- El cemento puede desplazarse dentro de la tubería de superficie sin dificultades de pérdida de circulación.
- 3.- La tubería es sentada a través del intervalo productivo.

El diseño es como sigue:

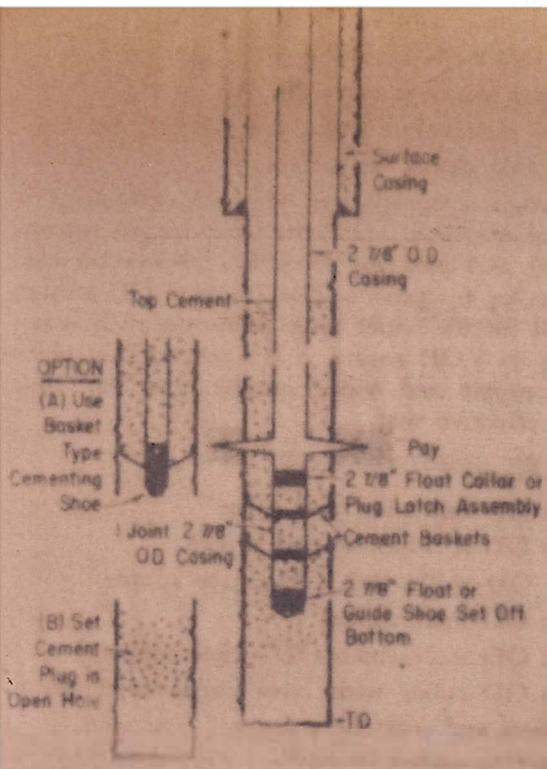


FIG. 7-Sarta doble, con la tubería lejos del fondo.

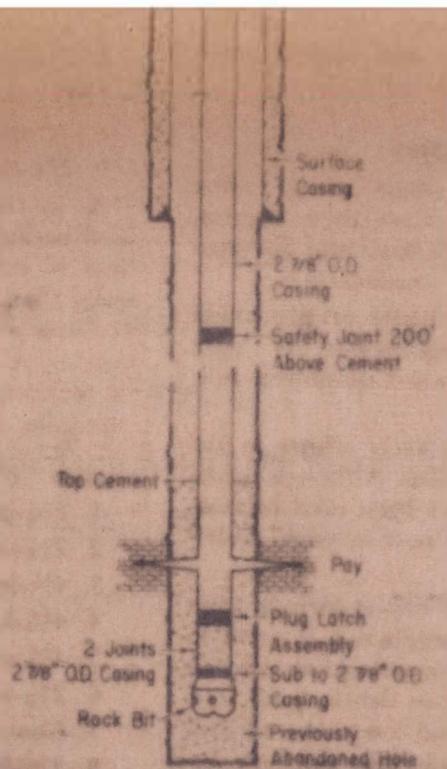


FIG. 8-Sarta simple con broca para perforar.

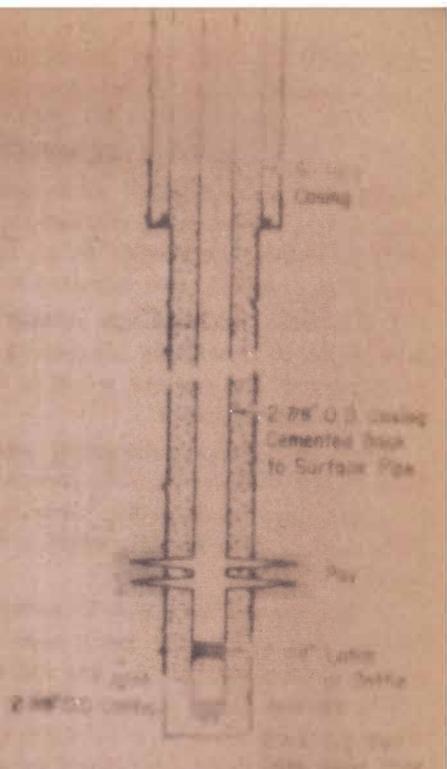
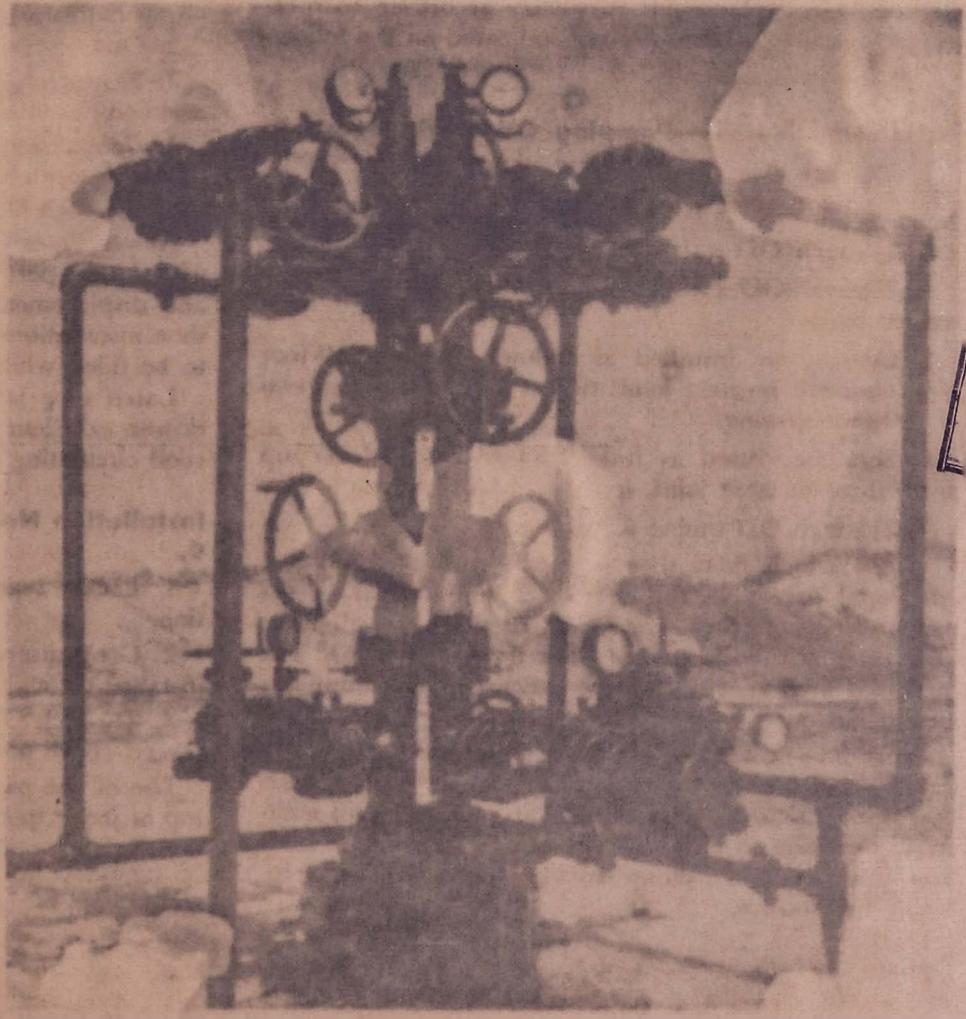


FIG. 9-Sarta simple con programa general.



...completación...  
 ...por la Texaco Inc. en Texas...  
 ...con 4 sarta de 2 7/8\"/>



- 1.- Zapato guía de 2 7/8" O.D. abierto totalmente.
- 2.- Un tubo de forro de 2 7/8" O.D.
- 3.- Un collar de cerradura de 2 7/8" O.D.
- 4.- Centralizadores espaciados hasta 100' sobre el tope de la zona productiva. (unión por unión) y a través de las zonas de agua.
- 5.- Rascadores espaciados a través de la zona productiva (dos por unión).
- 6.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Si el forro es completado sobre una zona de agua, un niple descargado y un acoplamiento de flujo pueden instalarse debajo de la mayor anticipada profundidad de suabeo. El niple sirve como un asiento para tapar rápidamente o para otras herramientas a cable. También si el pozo va a ser bombeado un niple de asiento o de descarga puede ser instalado en la columna a la apropiada profundidad.

La porción más elevada de la sarta (1500 - 2500') puede estar con una cubierta plástica si la parafina es un problema y los fluidos del pozo están siendo producidos a través del propio forro. Si la corrosión está anticipada, la sarta entera del forro puede estar con la cubierta plástica.

Si problemas de pérdidas de circulación son anticipadas, cestas para cemento y cementadores de etapas múltiples pueden ser colocadas a intervalos apropiados en los forros.

COMPLETACION DE SARTAS MULTIPLES:

Corrientemente completaciones múltiples en pozos de diámetro reducido, han sido hechas usando 2, 3, y 4 sartas de forros de 2 7/8" O.D. E.U.E. Equipo colgador de sartas quintuples es disponible y es probable que una instalación de cinco sartas se completarían luego que se encuentre un reservorio de secuencia favorable.

Esto daría lugar a que se puedan producir por 10 zonas, si fuera posible que cada columna de forro sea completado concéntricamente.

Hasta Agosto de 1961, el record para la mayoría de zonas completadas en un simple hueco de un pozo fué llevado a cabo por la Texaco Incorporated en Texas Gulf Coats. Esta completación está equipada para producir desde 8 reservorios a través de 4 sartas de forros pequeños, todas completadas concéntricamente.

Sartas de forros de pequeños diámetros también son comunmente corridos en conjunto con grandes sartas para petróleo (2 7/8" con 4 1/2", etc.) Obviamente muchas de tales combinaciones son posibles.

La primera consideración en el diseño de instalaciones de sartas múltiples, ha sido si se corre todas las sartas a aproximadamente la misma profundidad. La respuesta normalmente es dada por economistas, el diseño del programa del tipo de forros y la flexibilidad necesarias para trabajos futuros. Por ejemplo, si una sarta múltiple está construída y todas las sartas son corridas al fondo

una completación dual concéntrica puede hacerse de una sarta de lado para abrir el reservorio que normalmente habría sido producida a través de la sarta obstruida.

Al presente, muchos operadores, creen que las oportunidades para un trabajo exitoso de cementación son incrementados si todas las sartas son corridas a aproximadamente la misma profundidad. Como en la mayoría de casos en las operaciones de pozos de diámetro reducido la pregunta es aquella que puede resolverse de la experiencia en el área de operación.

Sin consideración de la profundidad de las posiciones de las sartas de forros en relación de una a otra, cada una puede sentarse a lo menos 50 - 100' debajo de la zona que producirá a través de ella. Si la sarta larga no está sentada sobre el fondo del hueco, es buena práctica instalar cestas para cemento en la parte baja de la sarta o usar canastas tipo "cementing shoe". Este equipo previene la caída del cemento hacia el fondo del hueco y previene la contaminación con el lodo del cemento que está alrededor del zapato. La sarta larga puede equiparse como en la instalación simple mostrada en la Fig. 7.

Inicialmente, las sartas fueron diseñadas para ser corridas concurrentemente con la sarta corta engrampada como un gorrista de la sarta larga. Cada empalme de tubería de este modo soportaba la longitud de tubing entre el y el siguiente empalme. Sin embargo, este método dió tanto el costo como el tiempo consumido. Desarrollos de uñas y elevadores para sartas múltiples emplean los ope-

radores, si ellos desean correr sartas concurrentemente sin grampas.

Como un punto de interés los trabajos de cementación obtenidos con instalaciones con grampas son generalmente buenos, aparentemente por la óptima separación de tubería que provee las grampas.

Recientes prácticas han sido correr sartas múltiples separadamente o una a la vez. Coples son (bajados o colocados) en el tope para facilitar el paso de la tubería en el hueco. Nuevos centralizadores y equipos espaciadores también han ayudado en este respecto. Sin embargo considerables tuberías torcidas han sido indicadas en muchos instantes cuando se ha usado el método de instalación individual.

Normalmente las sartas son provistas con aproximadamente el mismo tipo de herramientas dentro del pozo como las usadas en un pozo simple, y las sartas son corridas de una manera similar a una completación simple. Desde que las prácticas varían mucho en posición de los niples descargados, niples de asiento, etc., estos los omitimos de discusión.

Instalaciones que incorporaron aparatos de orientación mecánica para las escopetas de baleo no están ahora en común uso y no son incluidas en los siguientes programas. Desde el desarrollo de los aparatos de orientación tipo radioactivo, la práctica se ha hecho absoluta y no es ahora de uso general.

Programas de forros dados en la siguiente sección han sido

desarrollados a través de la experiencia y se han hallado muy satisfactorios resultados en la cementación. Ya que muchas variaciones de estos diseños son posibles, varios tipos opcionales son presentados en cada instalación.

Instalación N° 1 - Dual completación; de sarta engrampada con una sarta sentada distante del fondo; y el cemento desplazado a través de la sarta larga.

Diseño desde el fondo:

**SARTA LARGA:**

- 1.- Zapato flotador de 4 1/2"
- 2.- Niple reductor de 4 1/2 x 2 7/8"
- 3.- Tubo de unión de 2 7/8" O.D. x 10'
- 4.- Tubo de unión de 2 7/8" O.D. x 2' con cruzeta soldada interiormente.
- 5.- Tubería de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.
- 6.- Centralizadores: Uno sobre 10' del tubo de unión de 10', 2 a 90' de espaciamiento, 2 a 300' de espaciamiento.  
Rascadores: 2 sobre 10' del tramo, 3 sobre la próxima unión, permaneciendo a 15' de espaciamiento a través de las zonas productivas.

**SARTA CORTA:**

- 1.- Tapón ciego de 2 7/8" O.D.
- 2.- Tubería de 2 7/8" O.D. hasta la superficie engrampada a la sarta larga a intervalos de 300'.

- 3.- Centralizadores (sobre una dual porción de sarta): uno en el último tubo de la sarta corta 2 a 100' de espaciamiento. Rascadores: 4 en el último tubo, el número requerido espaciado a intervalos de 15' a través de las zonas productivas cubiertas por ambas sartas de tubería.

Las variaciones incluyen el uso de una combinación del collar y el zapato (vea dibujo) en lugar del tapón ciego de la sarta corta. De esta manera, el cemento puede desplazarse a través de ambas sartas. Pozos de tripe sarta pueden correrse en la misma manera con el cemento desplazado a través de una, dos o tres sartas como se desee.

Instalación N° 2.-Completación de sartas duales con ambas sartas corridas a aproximadamente la misma profundidad y el cemento desplazado a través de ambas sartas al mismo punto sobre la zona a producir.

Fig. 12.

Diseño desde el fondo para ambas sartas:

- 1.- Zapato guía de 2 7/8" O.D.
- 2.- Uno o dos tubos de 2 7/8" O.D. de forro con una junta de cerradura de tapón en collar apropiado o collar de cerradura.
- 3.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta 30' sobre las respectivas zonas a producirse.
- 4.- Tramo de unión de 2 7/8" O.D. x 8' en la sarta larga.
- 5.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Centralizadores: Opción A.- 2 por unión sobre tubos alternados desde el zapato hasta 60' sobre la zona productiva, Uno por unión para los proximos 200'.

Opción B.- Uno por unión hasta aproximadamente 200' sobre la zona productiva.

7.- Rascadores:

Opción A.- Ninguno

Opción B.- Uno por unión (incierto en cada sarta) a través de la zona a producir.

Tubos de uniones son usados para propósitos de correlación de profundidad mientras se perfora. Un mínimo de 6' de longitud es usada para simplificar la identificación.

Similares instalaciones pueden hacerse para pozos triples y cuádruples, excepto que las sarta extras no están equipadas con collares de cerradura y sean taponeadas ciegamente al fondo. Si sarta adicionales son corridas, tubos de unión en diferentes longitudes son instalados en cada uno como mencionamos previamente.

Instalación N° 3.- Completación de triple sarta y el cemento desplazado a través de las tres sarta hasta la superficie. Fig. N° 13.

Diseño desde el fondo para las tres sarta:

- 1.- Zapato guía de 2 7/8" O.D.
- 2.- Un tubo de forro de 2 7/8" O.D.

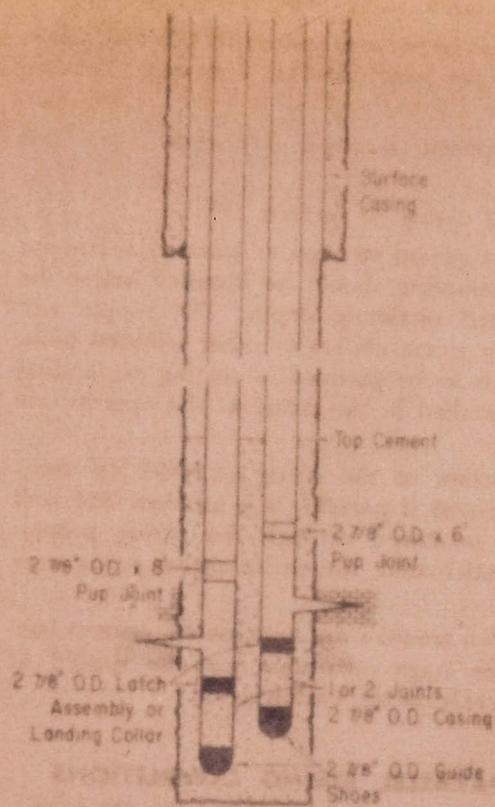


FIG. 12-Completación dual paralela-sartas gemelas con trampas para tapones

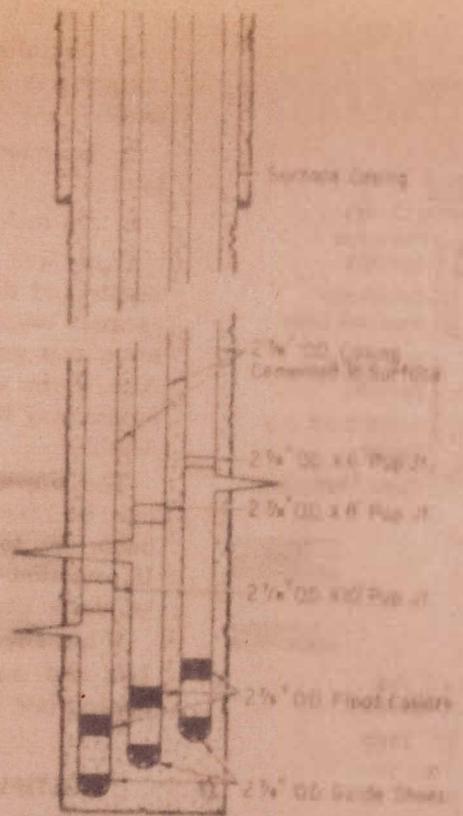


FIG. 13-Completación triple paralela-cementando a través de todas las sartas.

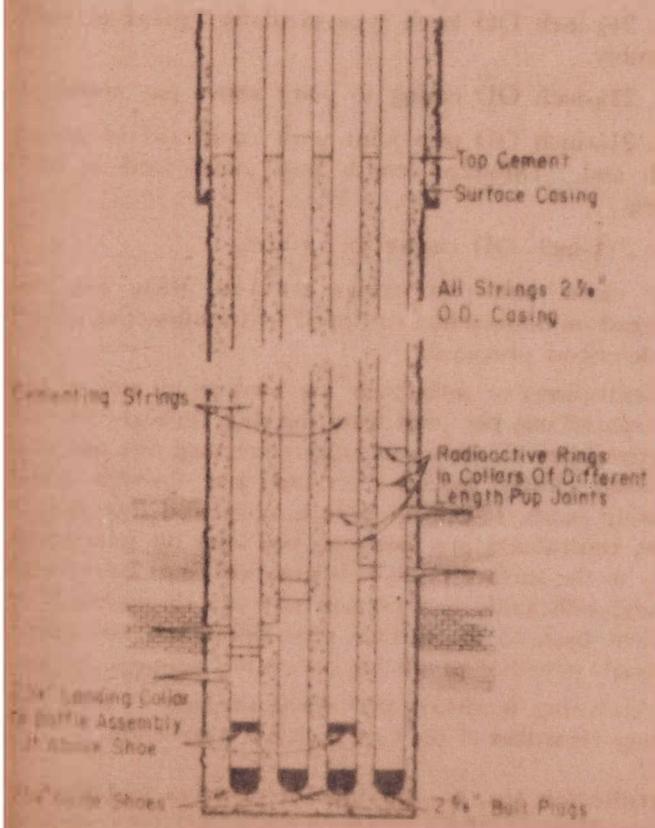


FIG. 14-Completación dual paralela-cementando a través de dos sartas.

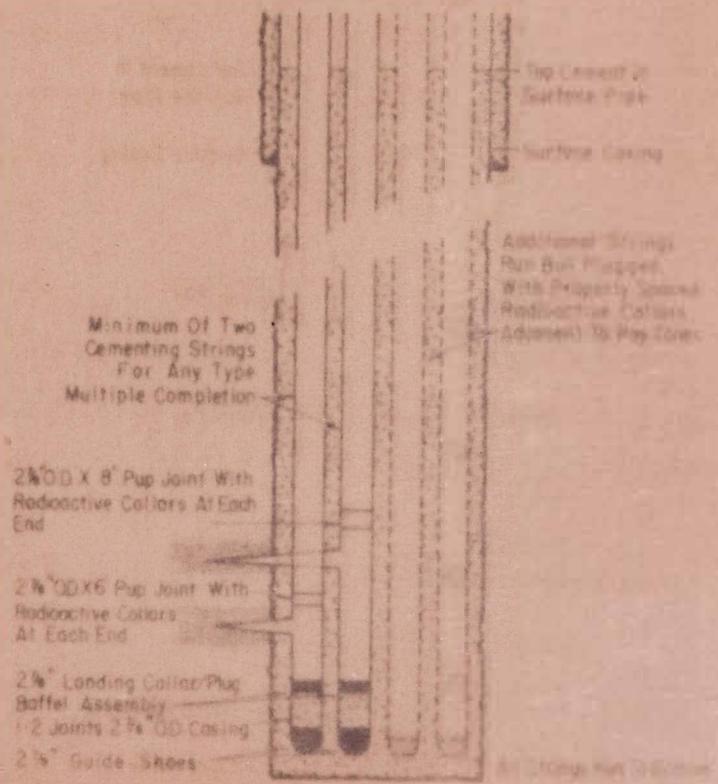


FIG. 15-Completación triple paralela con trampas de tapones de sartas paralelas.



- 3.- Collar flotador de 2 7/8" O.D.
- 4.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie con tubos de uniones espaciados sobre la zona a producir.
- 5.- Centralizadores: Opción A.- Uno cada tres tubos de cada sarta hasta 200' sobre el tope de la zona a producir.

El diseño final de este tipo resulta en un dudoso ejemplar.

Opción B.- Uno por tubo y por sarta (incierto en relación a cualquier otro) hasta 200' sobre el tope de la zona a producir.

Instalación N° 4.- Completación de cuádruples sargas, y cemento des-  
plazado a través de 2 sargas solamente. Fig. 14.

Diseño desde el fondo:

**SARTAS DE CEMENTACION:** (dos)

- 1.- Zapato guia de 2 7/8" O.D.
- 2.- Un tubo de forro de 2 7/8" O.D.
- 3.- Cerradura tipo collar de descarga de 2 7/8" O.D.
- 4.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

**OTRAS SARTAS:**

- 1.- Tapón ciego de 2 7/8" O.D.
- 2.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Anillos radioactivos instalados en los collares al final de

los tubos de uniones de diferentes tamaños (mínima longitud: 6') en cada sarta usada para el control de las profundidades para las perforaciones.

**Centralizadores:** Uno por unión para las sartas de cementación hasta la tubería de superficie. Ninguno en las otras sartas.

**Rascadores:** Opción A.- Ninguno.

Opción B.- Uno por unión a través de la zona a producir y zonas que contienen agua.

Igual tipo de instalación es aplicable para completaciones duales y triples. Dos sartas siempre se utilizan para colocar el cemento. En duales, se usan centralizadores sobre cada unión de una sarta solamente. En triples, centralizadores sobre cada unión de dos sartas como arriba.

#### Instalación N° 5.- General Fig. 15

Este programa de forros ha sido aplicado extensivamente en completaciones duales, triples y cuádruples con buenos resultados. Básicamente es una compilación de la experiencia de muchos operadores quienes han hecho grandes adelantos en trabajos de cementación de múltiples sartas.

El diseño desde el fondo es el siguiente:

#### **SARTAS DE CEMENTACION (DOS).**

- 1.- Zapato guía de 2 7/8" O.D.
- 2.- Uno o dos tubos de forros de 2 7/8" O.D.
- 3.- Cerradura tipo collar de descarga o junta de 2 7/8" O.D.

- 4.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta encima de la zona a producir.
- 5.- Tubo de unión de 2 7/8" O.D. con collar radioactivo al final de cada uno (Diferentes tubos de unión se usan en cada sarta).
- 6.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Si más de dos sartas son corridas, estas tienen tapón ciego y son equipadas con collares radioactivos como ya se describió previamente.

Centralizadores; son usados en todas las sartas y están espaciados uno por unión desde el zapato hasta cubrir el intervalo productivo. También centralizadores son usados uno por unión entre los reservorios poco espaciales y a través de las arenas que contienen agua. Si el cemento va a ser desplazado dentro de la tubería de superficie, centralizadores son usados uno por unión en dos sartas solamente hasta la tubería de superficie. Esta práctica man tienen las sartas separadas suficientemente y permitir el desplaza miento efectivo para el regreso de cemento a la tubería de superficie. Rascadores son espaciados a través de los potenciales intervalos productivos.

La cementación es siempre efectuada a través de por lo menos dos sartas sin considerar el tipo de completación múltiple.

Instalación N° 6.- Diseño para un positivo aislamiento de zonas.

Fig. N°16.

Si considerables dificultades son experimentadas en aislar

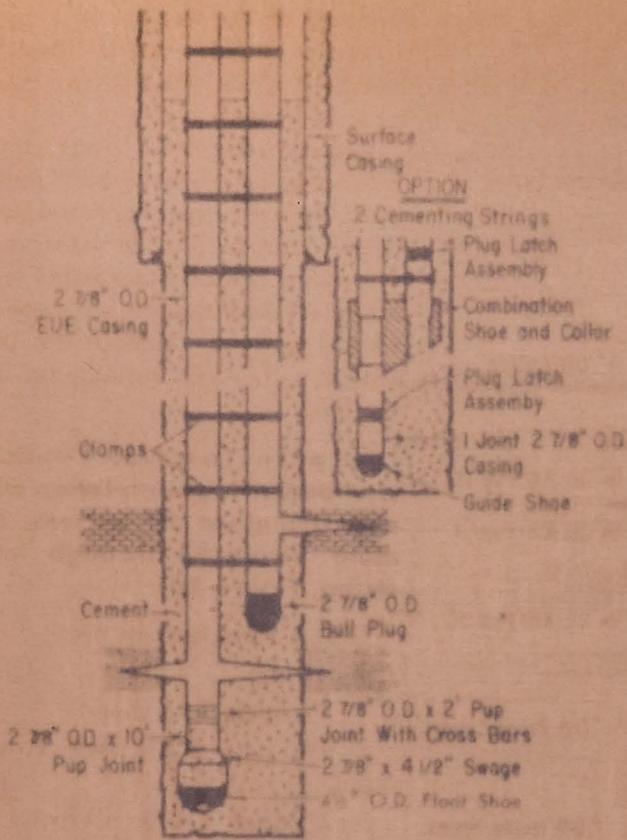


FIG. 15-Completación dual para trampas instaladas con el mayor equipo de completación.

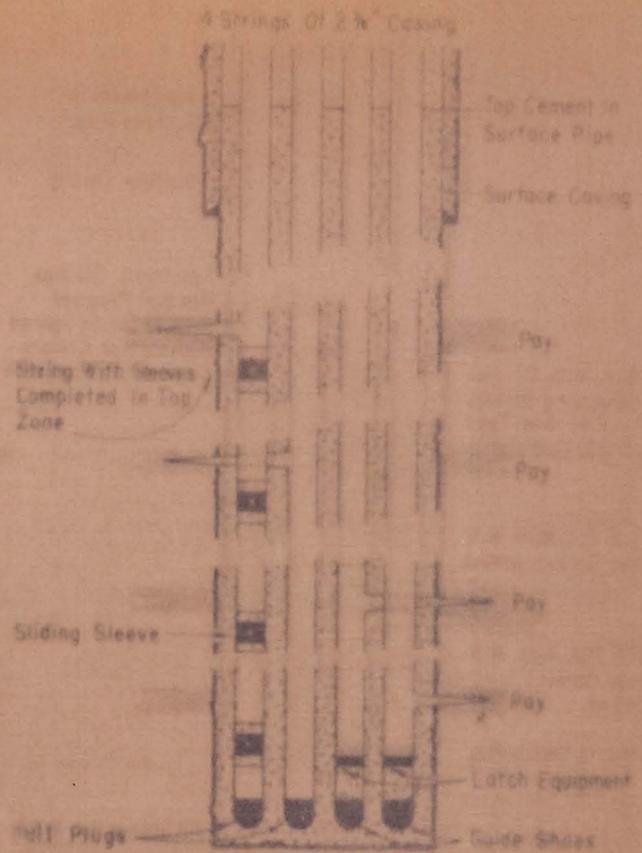


FIG. 16-Completación paralela para áreas de difícil cementación.



intervalos productivos, una de las sartas con tapón ciego de las instalaciones previamente descritas (N° 5) pueden equiparse como sigue:

- 1.- Tapón ciego de 2 7/8" O.D.
- 2.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la primera zona a producir.
- 3.- Válvula de circulación tipo manga, espaciadas inmediatamente debajo de cada potencial intervalo productivo.
- 4.- Forro de 2 7/8" O.D. hasta la superficie.

Las otras sartas son equipadas como muestra la Fig. 14. Las válvulas circulantes permiten seleccionar la cimentación forzada de cada intervalo productivo después de los trabajos de cimentación primarias.

#### EQUIPOS DE CEMENTACION PRIMARIA:

Casi todos los equipos previamente usados en la cementación de pozos convencionales, ahora son útiles para la completación de diámetro reducido.

Especialmente, los equipos convencionales han sido reducidos (y en algunos casos modificados para proveer mayores áreas de flujo) para que reunan las necesidades de operación con forros pequeños. También, se han desarrollado equipos especiales para usarlos en esta técnica.

La siguiente discusión tratará brevemente de los equipos más usados en la actualidad para cementación simple y múltiple, en pozos de diámetro reducido.

**ZAPATO GUIA:**

La acción para guiar las pequeñas sartas de casing la proveen diferentes tipos de zapatos. El usado generalmente se muestra en la Fig. 17, incluyendo el tipo "Pump out nose"

Una vez que el forro está en el fondo, se usan unas bolas especiales para abrir completamente el zapato guía del tipo "Pump out nose". Esta forma elimina restricciones en el zapato durante las operaciones de cementación.

**ZAPATO FLOTADOR-COLLARES:**

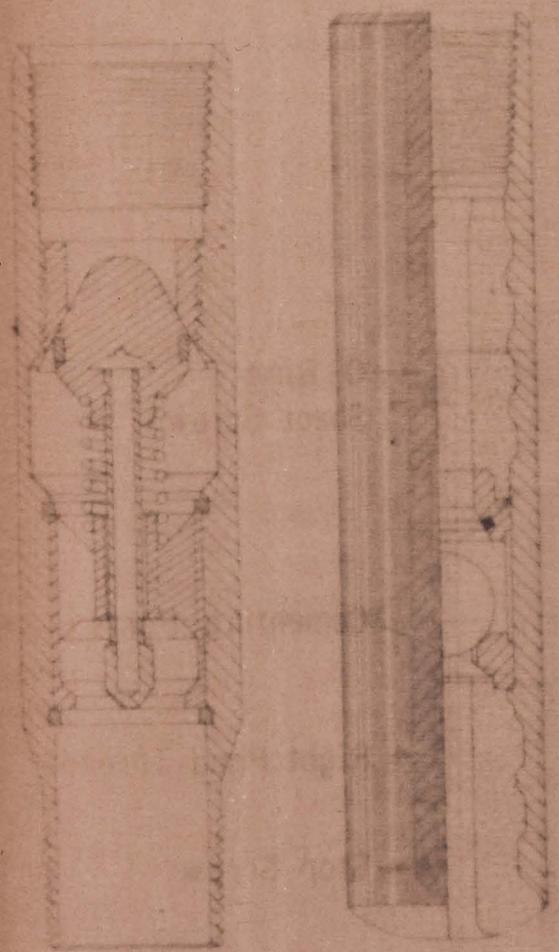
El equipo disponible consiste en herramientas de escalas reducidas y modificadas del convencional. En algunos casos, las aberturas para el flujo del cemento en los zapatos y collares se han agrandado para reducir las restricciones de flujo y acción de corte.

**EQUIPOS DE TOPE:**

Los equipos de tope del tapón se han hecho muy populares en las operaciones de cementación de diámetro reducido.

Los dos tipos usados exitosamente son el "latch in baffle" y el "landing collar". El primero se coloca entre dos uniones de casing y sirve para sentar y anclar el tapón. El segundo integra la sarta y se usa de la misma manera.

Los tapones modernos están diseñados para eliminar el escape de cemento durante el desplazamiento. En los modelos antiguos que



Float Collar

Cement Float Shoe

FIG. 18-Equipos flotadores para comprobaciones de pozos de diámetro reducido

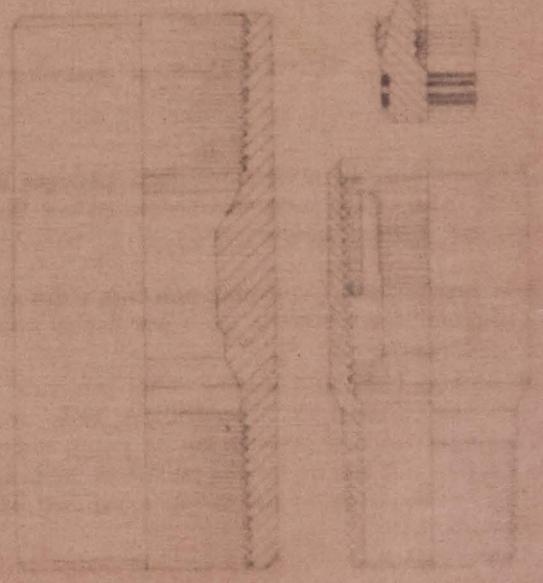
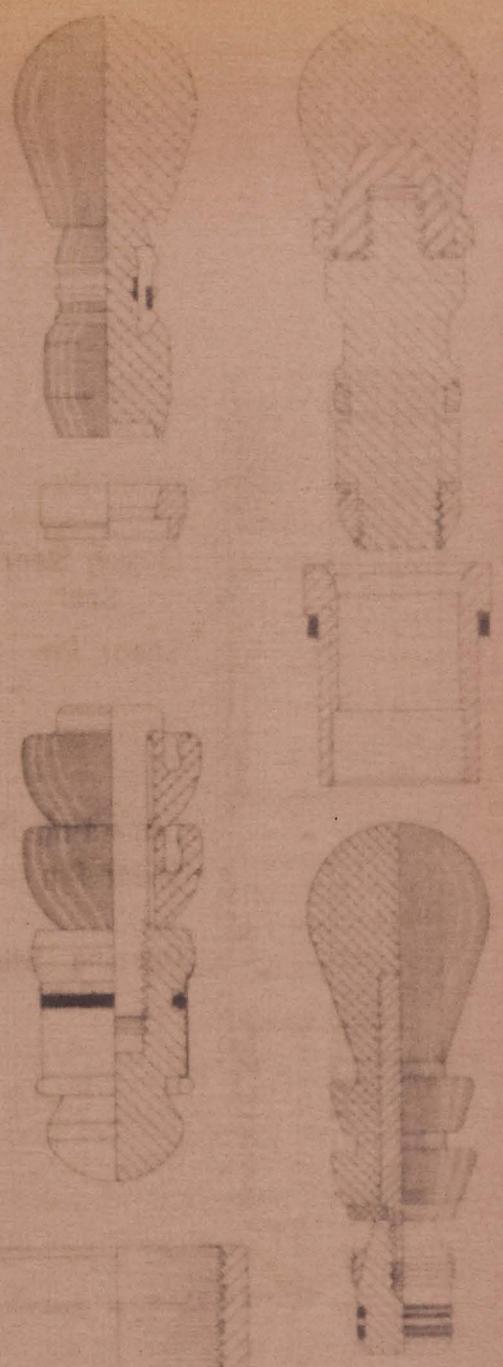


FIG. 19-Equipos de comprobación para comprobación de pozos de diámetro reducido



daba gran cantidad de cemento sobre el tapón. Por lo tanto era necesario bajar una sarta de tubing macaroni para limpiar el cemento para continuar la operación. Se ha usado exitosamente tapones tipo bala de diámetro agrandado para prevenir el escape de cemento. El tipo bala se deforma hasta adquirir la forma cilíndrica, durante el desplazamiento, proporcionando así un sello eficiente.

La Fig. 19 muestra los diversos tipos de tapones. Una vez que el tapón llega al collar landing o al latch in baffle, es atrapado por un anillo o sistema de uñas que le impiden regresar, debido a la presión del cemento anular.

#### EQUIPOS DE CEMENTACION POR ETAPAS:

Este tipo de equipo también ha sido modificado del convencional. Herramientas pueden ser usadas para emplearse en más de una etapa en cualquier lugar a lo largo de la sarta.

Los equipos de cementación por etapas disponibles en la actualidad consisten en los actuales tipo bomba para abertura y cierre y el tipo actuado por rotación a la derecha (Fig. 20). El primer tipo requiere la perforación de los tapones para continuar la completación, el otro tipo no lo requiere.

#### ZAPATO DE CEMENTACION TIPO CANASTA Y PACKER:

Estos equipos han sido

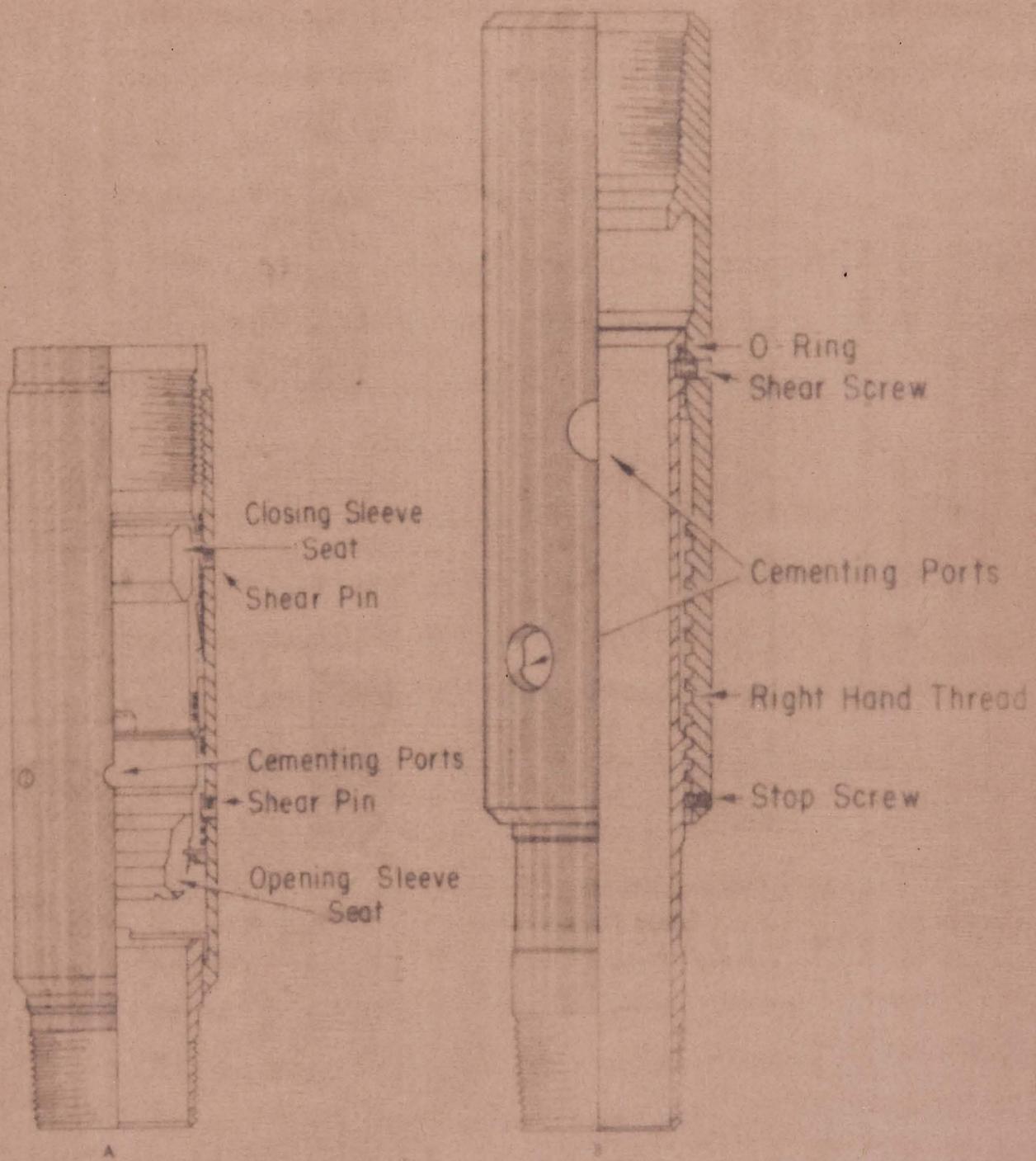


FIG.20-Equipo de cementación por etapas.



usados ventajosamente en operaciones de completación de hueco abierto para prevenir la contaminación del cemento en la zona a producir, o para prevenir que la columna de cemento vaya hasta el fondo del hueco por alguna razón.

El zapato tipo canasta (Fig. 21-A) opera como zapato flotador convencional mientras es corrido. Se abre los agujeros de cementación y se suelta la canasta por medio de una bola especial que se deja caer al fondo.

El cemento se desplaza por los agujeros quedando sobre la canasta que sirve como un fondo para el cemento de la columna anular. Una válvula de contra presión previene el regreso de flujo de cemento de la sarta. El zapato después es perforado.

El zapato tipo packer (Fig. 21-B) opera de manera similar. Se usa un tapón para abrir los agujeros laterales y expandir el packer. Una vez que el cemento ha sido desplazado por la abertura (sobre el packer) el tapón de cierre es asentado en la herramienta. Los agujeros de cementación se cierran con mayor presión y se desplazan los tapones de abertura y cierra fuera de la herramienta hasta el fondo del hueco, así se elimina la perforación de los tapones.

#### OTROS EQUIPOS:

Muchos tipos de centralizadores de acero y jebe, espaciadores de tubing y rascadores son útiles para la completación de pozos de diámetro reducido. Ambos tipos de rascadores recípro-

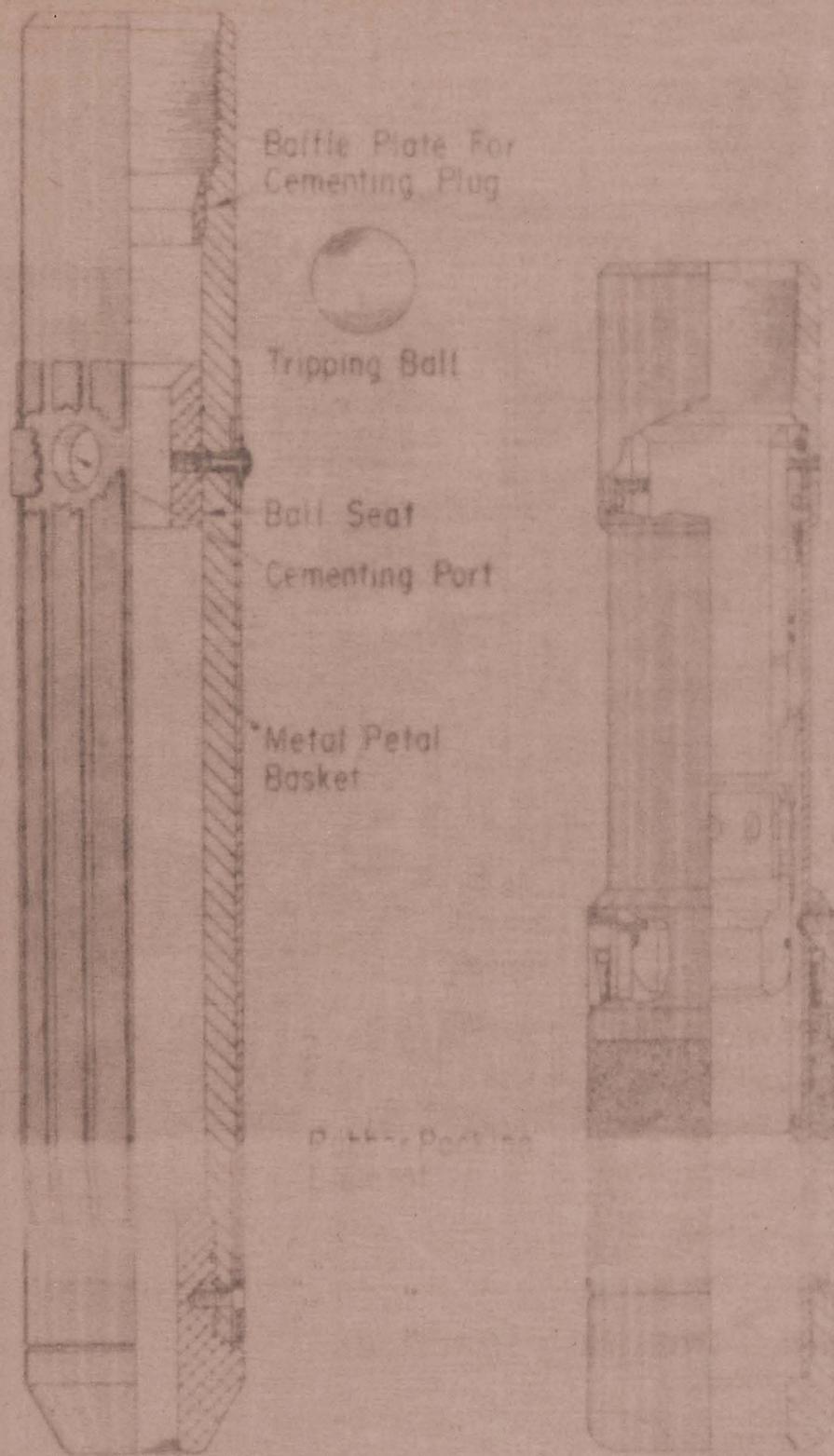


FIG. 11. Detail of the tool joint assembly for the wellbore.



camente y rotativos, tienen elementos bien desarrollados y son frecuentemente usados debido a lo difícil en obtener buenos trabajos de cementación primaria.

Las canastas de cemento, también son muchas veces usadas en completaciones de pozos de diámetro reducido. Son espaciadas en la sarta de forros si hay peligro de movimiento hacia abajo de cemento en el espacio anular o si hay posibilidad de pérdida de circulación.

## C A P I T U L O      I V

### CORRIDA Y CEMENTACION DEL CASING

Esta fase de completación de pozos de diámetro reducido ha presentado a los operadores serios desafíos. No se han encontrado dificultades espaciales en completaciones con sarta simple. Pero muchos productores ahora piensan que las instalaciones múltiples no son económicas o mecánicamente posibles debido a lo pobre del resultado de la cementación primaria generalmente experimentada. Por ejemplo un operador ha registrado casi 100 % de fallas al tratar de cementar sartas múltiples.

Mucho trabajo se ha dedicado a este asunto. Hoy día las técnicas han superado a las anteriores y varias compañías han disminuído el problema a un grado mínimo.

Durante los trabajos iniciales en pozos de diámetro reducido, en áreas donde la cimentación ha resultado un problema, una compañía tuvo un promedio de éxito en los trabajos de cementación primaria- basados en intervalos de completación- de cerca de 30% en instalaciones de sarta triple. En completaciones de sartas duales y cuádruples se obtuvo un 65% de éxito. Sin embargo gracias a modificaciones en el programa de lodos, en la corrida de los forros, en la técnica y equipos de cementación primaria, los éxitos han aumentado a 92% en duales; 84% en triples; y 96% en cuádruples. En pozos de sarta simple han llegado a cerca del 100% de éxitos. Recientemente las compañías han experimentado en trabajos de cementación primaria cerca del 93% de éxito en todas las operaciones. Estos resultados son considerados comparables con los traba-

jos que realizan con forros convencionales tomando como base áreas o intervalos determinados.

### PROBLEMAS:

Las siguientes dificultades específicas, las cuales pueden afectar adversamente en contra de la ventaja económica de la técnica de completación de pozos de diámetro reducido, han influenciado en las prácticas presentes:

#### Canalización en la cementación:

Causada por insuficiente desplazamiento del lodo por el cemento en el espacio anular. Las causas que contribuyen a esta situación son:

- 1.- Propiedades pobres del lodo en el fondo del pozo (alta viscosidad, alta fuerza de gel, contenidos de sólidos, etc.)
- 2.- Velocidades de desplazamiento relativamente bajas en el espacio anular, por debajo del rango de flujo turbulento. El tamaño del hueco es usualmente grande en comparación con el tamaño de la tubería, y la pérdida por fricción es alta en forros de pequeño diámetro interior.

#### Adhesión de las primeras sargas corridas en el hueco:

Es debido a la inadecuada condición del hueco y los trabajos después que se corre la sarga inicial. Durante la corrida del forro, usando zapato guía totalmente abierto, no se permite desplazamiento de fluido del hueco como lo hace el equipo flotador. Si las condiciones propias del procedimiento no son seguidas, la sarga inicial pue-

de adherirse y no permite el movimiento recíproco durante la cementación.

Pérdidas por retorno durante la cementación:

En algunas áreas el problema es influenciado por:

- 1.- Alta columna anular del cemento, usado muchas veces en completaciones de diámetro reducido lo que produce incremento de la presión hidrostática sobre las formaciones más bajas.
- 2.- Peso de la mezcla.

Escape del cemento sobre el tapón desplazante:

Debido a:

- 1.- Pasaje del cemento sobre el tapón durante y después del desplazamiento.
- 2.- Insuficiente lavado de líneas de descarga de cemento anterior al tapón de desplazamiento. Una pequeña acumulación de cemento sobre el tope del tapón puede llenar una gran altura del forro pequeño.

Deformación de forro sobre el tope de cemento:

Resulta de la expansión isotérmica de la tubería.

Torcido de la sarta de casing:

Causada por los esfuerzos en los toques, expansión térmica, cementación forzada.

PRACTICAS CORRIENTES:

No raros problemas han sido encontrados en forros y cementaciones simples de pozos de diámetro reducido. Por supuesto, muchos operadores han establecido que los cuidados usuales aplicados en los trabajos convencionales son todavía necesarios.

Es práctica común el uso libre de centralizadores y rascadores, pero las técnicas únicas actuales de cementación han sido modificadas. Por ejemplo, se han hecho cambios en los tipos de cemento a usar; generalmente se envían fluidos para lavado delante del cemento, las prácticas de movimiento han sido eliminadas cuando la operación de cementación se realiza a través del árbol de navidad.

Sobre todo hay pequeña diferencia en la corrida física de una sarta simple de pozos de diámetro reducido y completación convencional. Sin embargo; muchos cambios se han efectuado cuando se corren sartas múltiples.

La siguiente discusión es aplicable a completaciones múltiples. En muchos casos corridas y cementadas de forros son hechas para múltiples pozos, pudiendo aplicarse en instalaciones simples.

Las presentes prácticas son principalmente el resultado de esfuerzos para reducir las dificultades de cementación primaria. Como puede esperarse, los problemas han sido aprovechados de todos los ángulos concebibles. Por ejemplo:

1.- Para retirar la costra de lodo se provee a la columna de movi-

miento rotatorio y/ o reciprocamente ya sea en completaciones simples o múltiples.

- 2.- El agua de lavado de baja viscosidad, los lavados químicos, etc. han sido usados antes de cementar con el propósito de obtener flujo turbulento en el anillo y remover químicamente la costra de lodo. Con este mismo fin se han incluido dentro del líquido materiales abrasivos, dando mayor efectividad.
- 3.- En instalaciones múltiples se ha proporcionado movimiento recíprocamente a sartas individuales o en forma simultánea. También se ha usado la combinación de ambos, para romper el gel entre las sartas y ayudar al retiro de la costra de lodo.
- 4.- El pozo se desplaza con agua antes de la corrida de casing y de este modo el cemento desplazará una solución de baja viscosidad.
- 5.- Se han usado circulación y rangos de bombeo altos para incrementar la eficiencia del desplazamiento.
- 6.- El cemento se puede desplazar a través de una o todas las sartas. Indudablemente algunos operadores han probado otras técnicas. Aunque esos procedimientos han ayudado, las experiencias han mostrado que el control de las propiedades del lodo es uno de los más importantes factores implicados en mejorar la eficiencia del desplazamiento.

L O D O:

El cuidadoso control de las propiedades del lodo y las condiciones de limpieza anterior a la cementación, son los principales requisitos para la eficiencia del desplazamiento del cemento al espacio anular. Si estos dos factores son ignorados, se corre el riesgo de un mal trabajo de cementación.

Se ha determinado que las condiciones más propicias son:

- 1.- Mínimo contenido de sólidos.
- 2.- Baja fuerza de gel.
- 3.- Bajo punto de resistencia.
- 4.- Baja viscosidad plástica.

Algunos operadores han determinado que el tipo de lodo "gyp" ayuda a obtener buenos trabajos de cementación a bajo costo.

Las propiedades del lodo tipo "gyp", más deseables son:

- 1.- pH- bajo
- 2.- Resistencia de gel - 0
- 3.- Viscosidad - 42 a 45 seg.
- 4.- Sólidos- También bajo como sea posible económicamente.
- 5.- Peso- El mínimo requerido para mantener el control del pozo.
- 6.- Pérdida de agua- 8 c.c. por el tiempo de cementación.

Normalmente, el lignosulfato de calcio en solución pobre es usado en lugar de fosfato ya que este último es inestable a altas temperaturas (muchas veces encontradas en los campos de petróleo) y porque no es compatible con el cemento.

Durante el período del acondicionamiento del pozo, se debe dar mucha atención al régimen de circulación, debido a que la pérdida por fricción es excesiva por lo reducido del diámetro.

A pesar de las presiones moderadamente altas notadas en el equipo de bombas, la velocidad anular permanece baja, restringiendo la acción de limpieza.

Por lo tanto se debe circular el régimen volumétrico que puede dar el equipo de bombas. Si las bombas del equipo de perforación son inadecuadas se debe usar las bombas de cementar para la circulación.

A pesar del cuidado que se puede tener en el mantenimiento de las buenas propiedades del lodo, las ventajas ganadas se pueden perder, si no se da la debida atención al elemento tiempo, Entre el último viaje de acondicionamiento y el momento de la cementación. El tiempo es importante debido a que una gran exposición del lodo a la temperatura del fondo del pozo provocará apreciable alteración de las propiedades, especialmente si las temperaturas son altas. Por lo tanto el casing debe ser corrido y cementado tan pronto como el hueco y el sistema del lodo hayan sido acondicionados.

#### Diversos procedimientos.-

Han sido desarrollados para reducir el factor tiempo:

- 1.- Llenado.- Se puede economizar al no llenar el equipo flotador o tapón ciego de la sarta de forros durante la operación de corrido. Las sartas equipadas con asiento para tapones no requieren ser llena-

dos, debido a que están totalmente abiertos y se llenan durante la bajada.

Si se bajan simultáneamente sartas simples de casing, las sartas con tapones ciegos se llenan cuando están al fondo mientras se circula a través de las sartas de cementación. Si las sartas se bajan una por una, las que tienen tapón ciego se llenan luego de haberse bajado todas. Entre tanto las sartas de cementación se usan para acondicionar al pozo antes de la cementación.

2.- Medida de Tubería.- Todo el casing debe ser medido antes de bajarlo al pozo de modo que no hayan retardos por medición a último momento.

3.- Soporte de casing en el castillo.- Si es posible los forros deben estar colocados en los soportes del castillo con anterioridad a la operación de bajada.

Después del perfilaje, se baja el casing con una broca especial (salbaje bit) y el equipo de asiento de tapones. El hueco se acondiciona a través de la broca, luego se bajan las sartas restantes. La tubería puede cementarse a través de la broca, con la misma sarta sin sacarla. De este modo se ahorra un viaje de ida y vuelta o sea el tiempo en meter y sacar la tubería de perforación y luego colocar el casing.

4.- La bajada de tubería a régimen más rápido es una práctica segura.

### 5.- Cementar antes de instalar el árbol.-

Además de lo anterior muchos operadores han eliminado las pruebas de junta del casing y los diámetros, mientras se baja la sarta. Sin embargo una unión que gotea o la sarta abollada conduce a serios problemas, tal vez a un trabajo de reacondicionamiento. Sin embargo la experiencia muestra que se deben hacer estas pruebas. En algunos casos es preferible dar un mayor ajuste a las uniones si no se prueban antes.

### BAJADA DE TUBERIA:

Dos métodos generales han sido usados sucesivamente para la corrida de sartas múltiples. La tubería puede bajarse individualmente con el equipo simple de izar (Fig. 22) o simultáneamente con elevadores y uñas múltiples. (Figs. 23 y 24). Los procedimientos para seleccionar la corrida de tubos depende de la preferencia de los operadores, el elemento tiempo involucrado en el uso y el método particular costo adicional de manejo de tuberías y equipo BOP requeridos, y la influencia de una práctica particular (tal como reciprocando todas simultáneamente) en el trabajo de cementación.

### Corridas de sartas individuales.- Muchos operadores prefieren el método

de bajada individual porque no se maneja colgadores de tuberías extras. Si el trabajo se realiza en una área donde las propiedades de lodo se deterioran rápidamente con el tiempo, el método de corrida individual es mejor porque se baja la sarta más rápido.

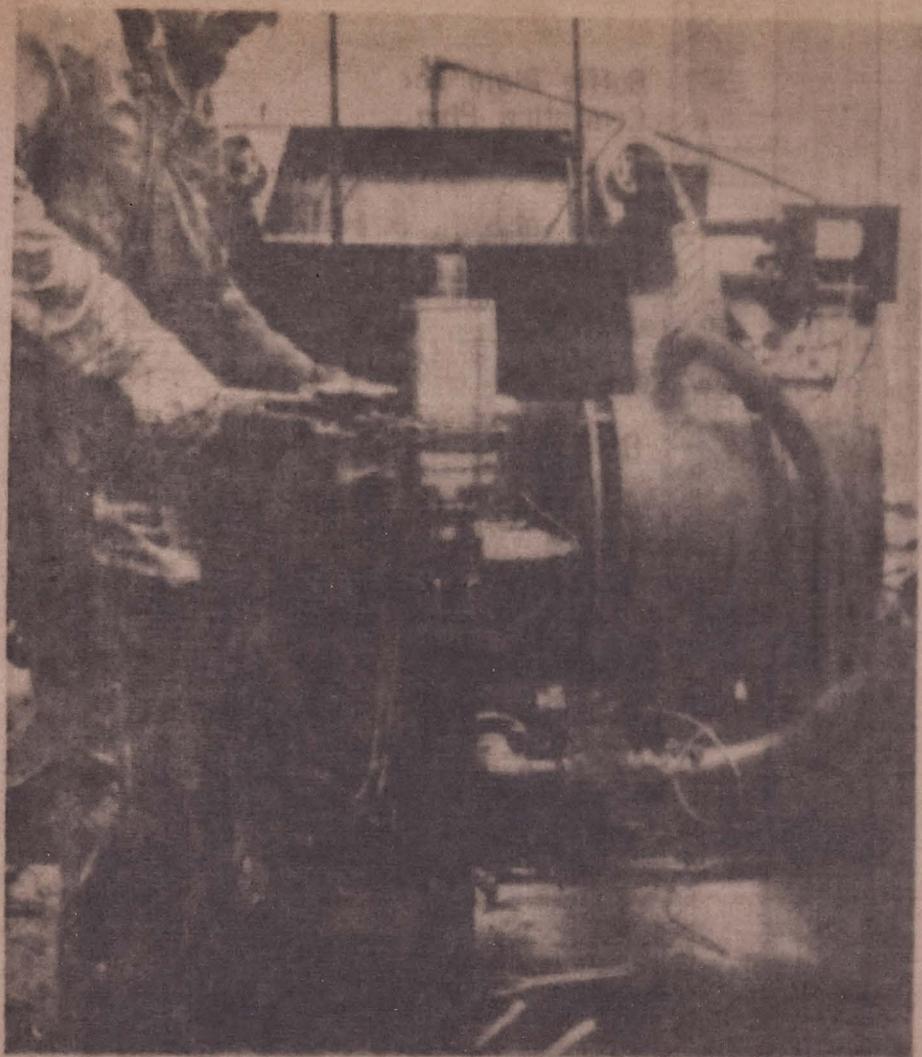


FIG. 22-Instalación del colgador individual en las  
partes de casing con tapón ciego bajado por el  
método individual.



Procedimiento de bajada de  
casing simultáneamente usando  
vadores y uñas múltiples.

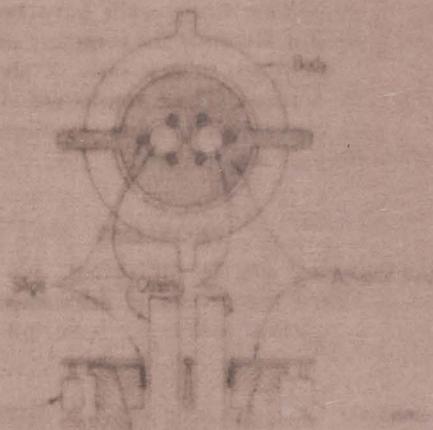


FIG. 24-Detalles de uñas suelas y  
vadores usados en bajadas de casing  
simultáneamente.



La rapidez de la corrida de sartas individuales muchas veces es citada como ventaja. Sin embargo, si el trabajo de corrida simultánea es planeada y ejecutada adecuadamente no hay diferencia de tiempo entre estos dos métodos.

Variados procedimientos para corridas de sartas, una por una han sido desarrolladas. Esta discusión incluirá las nuevas en uso general.

Se considera:

- 1.- Un mínimo de dos sartas son equipadas para cementación, sin considerar el tipo de completación (dual, triple, cuádruple, etc.)
- 2.- Se usan rascadores y centralizadores.
- 3.- Equipo para asiento de tapones.
- 4.- Los equipos de cabezal consisten en un colgador maestro y un mandril individual y /o uñas tipo colgadores.

Desde que se han experimentado problemas en la guía de sartas a través del colgador múltiple, algunos operadores usan un plato guía en la rotaría para ayudar al alineamiento del casing en su respectivo receptáculo colgador. Como se muestra en la Fig. 25 el plato está agujereado exéentricamente. Cuando se baja el casing, el plato se posiciona en la rotaría de modo que el agujero está alineado con el asiento del colgador respectivo en el buje maestro. Para bajar las de más sartas, la plancha simplemente se rota hasta que se iguale en el hueco con el correcto receptáculo del colgador.





**METODO A.- Sarta Dual:**

1.- La sarta de cementación se baja N° 1, hasta el fondo, y se la sostiene con arietes hidráulicos, instalados en el colgador maestro.

Circular a un máximo de bombeo, mientras se aplica la tubería un movimiento de rotación y /o recíprocamente. Tratar el lodo si es necesario.

2.- Instalar y descargar el colgador individual (Fig. 22) de la sarta N° 1 en el buje maestro. Cerrando los arietes hidráulicos, instalados en agujero dual del ariete en el tope BOP como la Fig. 26-B.

Unir un tubo corto a la sarta para enganche desde el asiento del colgador hasta el tope del niple de campana y conectar la sarta N° 1 mientras se baja la otra sarta (Fig. 27).

**METODO B.- Sarta Dual:**

1.- Correr la sarta N° 1,  $1/3$  de la profundidad. Comenzar la circulación, reciprocación y /o rotar la tubería, y desplazar el hueco al máximo rango de bombeo, desde este punto a la superficie. Repetir el procedimiento a  $2/3$  de la profundidad y al fondo. Tratar el lodo si es necesario.

2.- Instalar el buje maestro y asentar la sarta N° 1 en el colgador.

3.- Correr la sarta N° 2 y repetir el procedimiento en (1). Asentar la sarta en el colgador maestro.

4.- Subir hasta la plataforma el elevador dual o reciprocador, insta-

lando luego los arietes hidráulicos en el tope del BOP. Elevar las sargas simultáneamente y colocar en la cabeza los nipples de cementación.

5.- Cementar el pozo, mientras se va reciprocando ambas sargas, continuar rascando hasta que la diferencia de peso indique que el cemento está en el sitio. Los colgadores de casing tipo uñas son deseables porque la tubería es reciprocada hasta después del desplazamiento del cemento y es imposible determinar cuando o donde el casing se detendrá.

#### METODO C.- Sarga Triple:-

- 1.- Bajar la sarga de cementación N° 1 hasta el fondo a la máxima velocidad posible usando arietes hidráulicos simples en el tope BOP. Descargando el buje maestro en la cabeza (Fig. 30-A).
- 2.- Comenzar la circulación y circular desde el fondo al máximo régimen de bombeo al mismo tiempo rotando y /o reciprocando la tubería para prevenir la formación de geles en el lodo y reducir la formación de costras. Tratar el lodo si es necesario.
- 3.- Instalar el colgador individual, descargando la sarga de cementación N° en el buje maestro.
- 4.- Correr la sarga de cementación N° 2 y repetir el procedimiento en (2) Descargar la sarga N° 2 en el colgador. Se chequea la sarga de cementación N° 1 para determinar si está estirada. Si es necesario, trabajar la sarga N° 1 por un corto período mientras se circula y reasienta en el colgador.

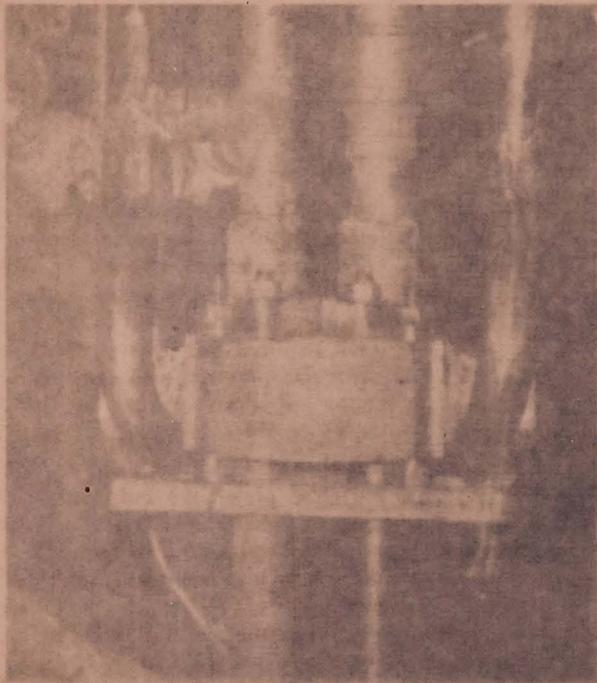
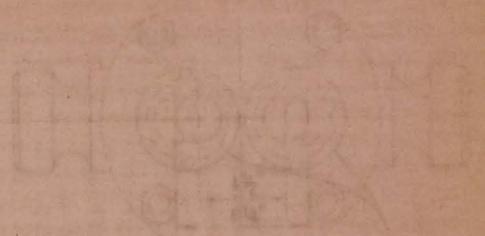


FIG.28-Reciprocador para cintas dobles



Factor B08 Locked  
in Place

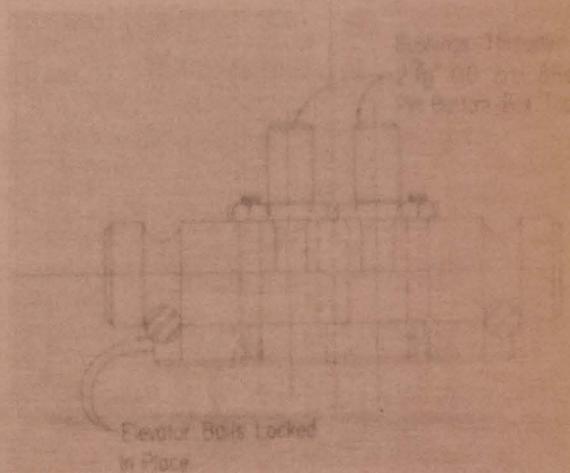


FIG.29-Detalles del reciprocador de cintas dobles.

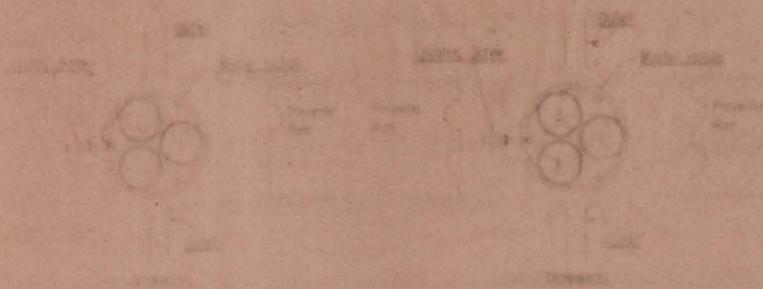


FIG.30A-Valvula reventones  
cerrada arreglada des-  
pues de bajar la prime-  
ra cinta de una completa-  
do triple.

FIG.30B-Acomodo del va-  
lvula reventones mientres  
se llena la cinta 3 con  
petróleo;reciprocando y  
circulando las cintas 1  
y 2



5.- Bajar la sarta N° 3 con tapón ciego y colgador individual lavando hasta el BOP's y enganchándolo como describe el paso (2) del método A. Instalar arietes hidráulicos de doble agujero en BOP' (Fig. N/ 30-B).

6.- Elevar las sargas de cimentación individuales, reciprocando la tubería y circulando el máximo régimen de bombeo por un total de 1 a 1 1/2 horas, o un período de acuerdo a las prácticas de campo. Durante el período de circulación se llena la sarta de tapón ciego con petróleo a través de las conexiones hechas previamente bajo el peso del castillo.

7.- Re-aseguramiento de las sargas de cimentación en el colgador maestro, removiendo las conexiones de llenado de la sarta de tapón ciego. Remover BOP's instalando el árbol de navidad. La presión en la sarta de tapón ciego es de 500 a 1500 psi.

8.- Ajustar las cabezas de las sargas al árbol de navidad, y cementar.

#### METODO D.- Sarta cuádruple.-

Este procedimiento ha sido usado cuando existen dificultades en librar las sargas de cimentación después que ellas han sido aseguradas en el colgador para el tiempo requerido para correr las subsecuentes sargas.

1.- Instalar en el forro el buje maestro. Alinear en el tope BOP, los arietes hidráulicos con huecos diagonales (Fig. 31-A) (gi

rar la parte superior del preventor 45° a la derecha).

2.- Correr la sarta con tapón ciego N° 1 , llenar con petróleo, instalar el colgador individual con válvulas de contra presión y asentarlos en el colgador maestro.

3.- Cerrar el ariete ciego, remover el ariete hidráulico en el tope BOP para alinear con la segunda sarta. Correr la sarta con tapón ciego N° 2 como en (2).

4.- Rotar el tope BOP en el sentido de las agujas del reloj 90°, como la Fig. 31-B, para linear arietes hidráulicos con los huecos remanentes en el colgador maestro.

5.- Correr la sarta N° 3 (sarta de cementación N° 1) hasta el fondo. Circular completamente en el pozo cerca del máximo rango y al mismo tiempo reciprocarse la tubería. Tratar el lodo, si se quiere.

6.- Descargar la sarta N° 3 en el colgador maestro, cerrar el ariete ciego e instalar el ariete hidráulico de agujero doble en tope BOP (Fig. 31-C). Ajustar las conexiones de circulación como en la tapa (2) del método A.

7.- Bajar la sarta N° 4 (sarta de cementación, N° 2) hasta el fondo, al mismo tiempo circular a través de la sarta N° 3. Lavar hasta el BOP sobre el colgador y descargar la sarta N° 4.

8.- Remover las conexiones de las sargas N° 3 y N° 4, conectar la sarta N° 1 con la unión de descarga a presión de 500 a 1500

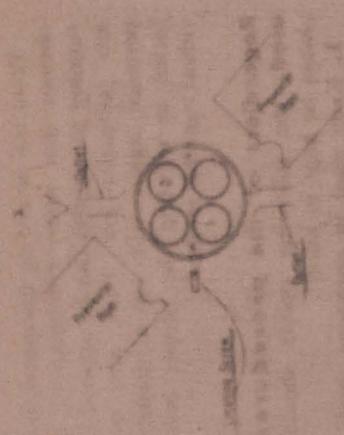


FIG. 31A- Impide reventones y colgador, colocados mientras se baja las sargas 1 y 2 de una completación cuádruple.

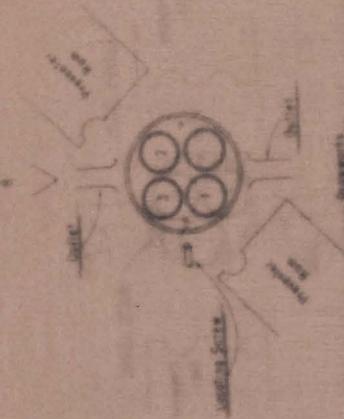


FIG. 31B- Impide reventones rotado 90°, anterior a la bajada de la sarga N°3. (sarga de cementación N°1)

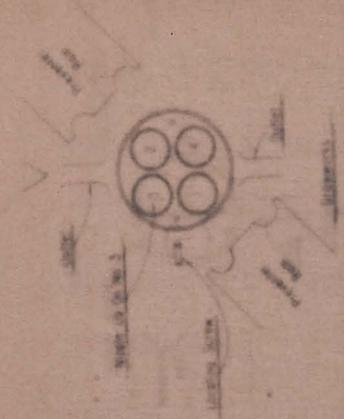


FIG. 31C- Después de descargar la sarga 3 y conectada la circulación y el ariete de doble agujero.

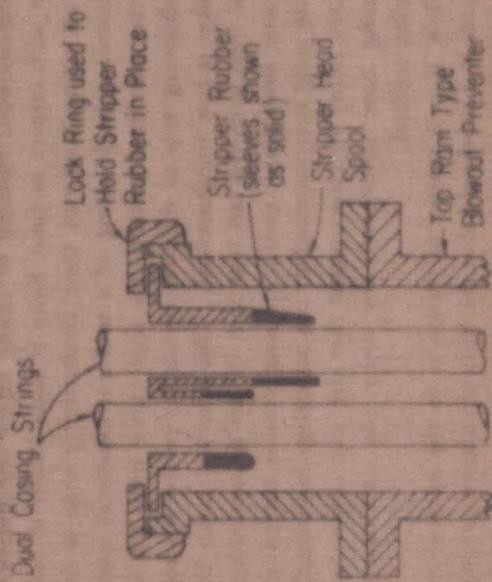


FIG. 32- Stripper head usado para protección de reventones si más de dos sargas se bajan simultáneamente.



psi. e instalar el tapón de seguridad. Repetir el procedimiento en la sarta N° 2.

9.- Conectar las sargas N°s, 3 y 4, instalar el elevador de sarta dual o reciprocador. Circulación media a la profundidad del pozo por 1 1/2 horas, al mismo tiempo reciprocarse las sargas simultáneamente.

10.- Subir hasta la plataforma las cabezas de cementación, cementar el pozo, reciprocando al mismo tiempo. Sentar los colgadores cuando los tapones estén descargados y el cemento completamente desplazado.

11.- Probar los forros (sargas 3 y 4) retirando la contrapresión a las condiciones de campo o a la costumbre de la compañía.

12.- Remover el tapón de seguridad de las sargas con tapón ciego N°s 1 y 2, soltar la presión, remover las válvulas de contrapresión.

De la discusión precedente, es obvio que esas muchas combinaciones de procedimientos de bajadas pueden aplicarse a unos trabajos particulares. Por lo tanto las experiencias en el área pueden ser un factor decisivo en la selección adecuada del método de bajada individual.

#### RECOMENDACIONES EN LOS PROCEDIMIENTOS USADOS:

Los siguientes puntos

se deben tener en mente:

- 1.- Mantener el lodo en óptimas condiciones.
- 2.- Circulación en el pozo a alto régimen entre cada corrida de sarta preferiblemente en conjunto con reciprocamiento o rotación de la tubería.
- 3.- Centralizadores son esenciales en pozos con sartas múltiples para mantener la separación de las sartas desde el área de la pared del hueco y de cada una de ellas.
- 4.- Siempre el llenado de las sartas de tapones ciegos, con petróleo o agua, nunca con lodo. Tener cuidado de que el lodo no salpique dentro de las sartas con tapón ciego mientras se bajan otras tuberías.
- 5.- Siempre chequear para estar seguro que la faja o la unión de metal del centralizador no llegue a colocarse debajo del colgador individual de casing.

Corrida de sartas simultáneamente.- Se requieren equipos múltiples de uñas y elevadores para estos procedimientos (Fig. 24) el cual puede ser preferido sobre la técnica de bajada individual porque:

- Elimina que las sartas que se peguen unas a otras. Como mencionamos previamente, la bajada de tubería por el método individual algunas veces se pega a causa de la longitud de tiempo perdido entre la bajada de cada sarta.
- Reduce las oportunidades de las sartas a enredarse o torcerse mientras se corren.
- Permite proporcionar movimiento reciprocante al conjunto.

La corrida simultánea de forros ofrece una desventaja con respecto al tiempo, Desde que toma más tiempo de instalación y corrida del conjunto de sartas que la instalación de sartas simples por el método individual, el factor tiempo desde la última corrida de acondicionamiento hasta el primer período de circulación es grande si las tuberías se bajan simultáneamente. Esto no significa que el tiempo total desde el último viaje con la broca hasta la cementación es reducido desde que el tiempo que toma la corrida simultánea es comparable al total requerido para correr todas las sartas individualmente. En efecto muchos operadores reportan que ellos pueden reducir el tiempo total de corrida por uso del método de corrida simultánea.

De este modo, es una materia a elección el método a emplearse. Si se desea una pronta circulación, la corrida individual es ventajosa; sin embargo, si el movimiento sumultáneo del paquete de forros durante la operación de cementación es considerada esencial y si se desea para positivamente eliminar la pega de las sartas individuales, la tubería puede correrse simultáneamente.

#### Procedimiento:

- 1.- Se usa arietes de agujeros duales en el tope del BOP., o Stripper head, encima del BOP.(Fig. 32) si se corren dos o más sartas.
- 2.- Uso de equipos uñas/ elevador múltiple, para correr todas las sartas al fondo concurrentemente. Reciprocando el con-

- junto, circular a alto régimen y tratar el lodo.
- 3.- Asentar el forro en las uñas múltiples, levantar, reciprocar las sartas individualmente y circular para romper el gel entre las sartas y al mismo tiempo llenar la sarta (S) de tapón ciego con petróleo.
- 4.- Instalar colgador maestro, poner encima de la plataforma los cabezales de cementación, cementar las tuberías y al mismo tiempo reciprocar el conjunto de forros.

INSTALACIONES DE ARBOLES DE NAVIDAD: Una vez que el forro ha sido corrido en el hueco, puede decidirse instalar el árbol anterior a la cementación. Al presente, muchos operadores conectan el árbol anterior al desplazamiento de cemento, principalmente por la economía. Si el árbol está en el sitio, se puede retirar el castillo tan pronto como los tapones son bombeados ahorrándose el tiempo que toma el fraguado del cemento (WOC).

Sin embargo, hay varias razones para no seguir este procedimiento. Primero, las sartas no pueden ser reciprocar individual o simultáneamente durante la operación de cementación. Segunda, las sartas no pueden ser colgadas en tensión para eliminar los problemas de encorvamiento o torcido de tubería; y tercero, el lodo permanecerá estático en el hueco (con la posibilidad que esa propiedad actúe en forma desventajosa,) por un largo período de tiempo justamente anterior a la cementación ya que el BCP. ha sido removido y el árbol instalado. Esto ligeramente incrementa el interva-

lo de tiempo total entre el último viaje de acondicionamiento con broca y el período de cementación por la demora con las cementaciones del árbol.

Ha habido mucha controversia en cuanto al efecto del movimiento de tubería durante la operación de cementación. Desde que éxitos y fracasos han ocurrido con el árbol instalado y cuando la tubería se mueve, ningún método presente puede ser considerado "el mejor" para todas las áreas de operación.

Esto está basado en la experiencia, sin embargo, se puede hacer la siguiente generalización: si un pozo de sartas múltiples es localizado en un área con conocimiento de los problemas de ce-men-ción primaria o problemas de encorvamiento de los forros, el árbol puede no instalarse anterior al desplazamiento del cemento, y las prácticas de rotación/ reciprocidad pueden aplicarse hasta que el cemento es desplazado completamente.

Nuevamente se insiste, que este es uno de los puntos que más controversias tiene, y que nunca será resuelto a satisfacción para todas las operaciones.

Este procedimiento puede ser barato, por la complicada geometría anular de pozos de sartas múltiples, especialmente si se usa la técnica de corrida individual y las sartas terminan entretrejidas. El movimiento individual y simultáneo es un medio para romper el gel y remover la costra de lodo entre las sartas y entre el conjunto y las paredes del pozo. Como en el caso de muchos otros procedimien-

tos de operación relativos a completaciones de pozos de diámetro reducido, el método propio a seguir depende del área particular.

**BLOCK SQUEEZE.**- Para un aislamiento positivo de la zona de producción. Algunos operadores han empleado técnicas de "block squeeze" en cada uno de los intervalos potenciales de producción en lugar de baleo.

Estas técnicas utilizan mangas circulantes, son de interés desde que ellas con raras y recientemente aplicadas. Inicialmente, se baja el forro por uno de los métodos discutidos previamente; sin embargo, una de las sarta con tapón ciego es equipado con mangas circulantes (Fig. 33) espaciadas justo debajo de cada una de las zonas de producción. Las mangas son bajadas en el hueco en posición de cierre. Una vez que la tubería está sobre el fondo, se cementa el pozo a través de las sarta de cementación como ha sido discutido previamente.

Luego se retira el equipo de perforación y se coloca en su lugar una pluma, capaz de manejar tubing de 1". Una sarta de tubing de 1" con un mandril localizador (Fig. 33) en el fondo, es corrida hasta un punto debajo de la inferior manga en la sarta con tapón ciego. Como la tubería de 1" se pasa a través de manga, el mandril localizador que sirve como una herramienta de trampa, engancha y abre el elemento interior de la manga. La sarta de 1" es poseionada sobre la manga y se comprime una mezcla abrasiva hacia la formación expuesta. Luego se retira el exceso de cemento; cada manga es cerra-

da por un tapón.

Después se levanta la sarta de 1" y se coloca debajo de la siguiente manga. Después del WOC (el período de espera depende del tipo de cemento usado), se realiza el primer "job squeeze" a fin de probar la presión a usarse.

Si falta "squeeze" para proseguir, el trabajo puede repetirse. Si la prueba de "squeeze" es O.K. la tubería de 1" se levanta a través de la próxima manga en el pozo, de este modo abriendo y exponiendo el segundo intervalo. El mismo procedimiento es repetido a través de cada manga hasta que todas las zonas hayan sido sometidas al "squeeze" y probadas las presiones.

Las sartas con tapón ciego equipadas con manga se perforan directamente y completan a partir de la zona más alta y así eliminan la operación de perforar el cemento sobrante en las zonas más bajas.

Como se indicó, los trabajos de cementación primaria han ampliado el tiempo de cura por el tiempo que se tarda en la operación de "squeeze". Si no se puede realizar un buen trabajo de "squeeze" en una determinada zona, este se abandonará y se continuará con la siguiente, haciendo un nuevo intento.

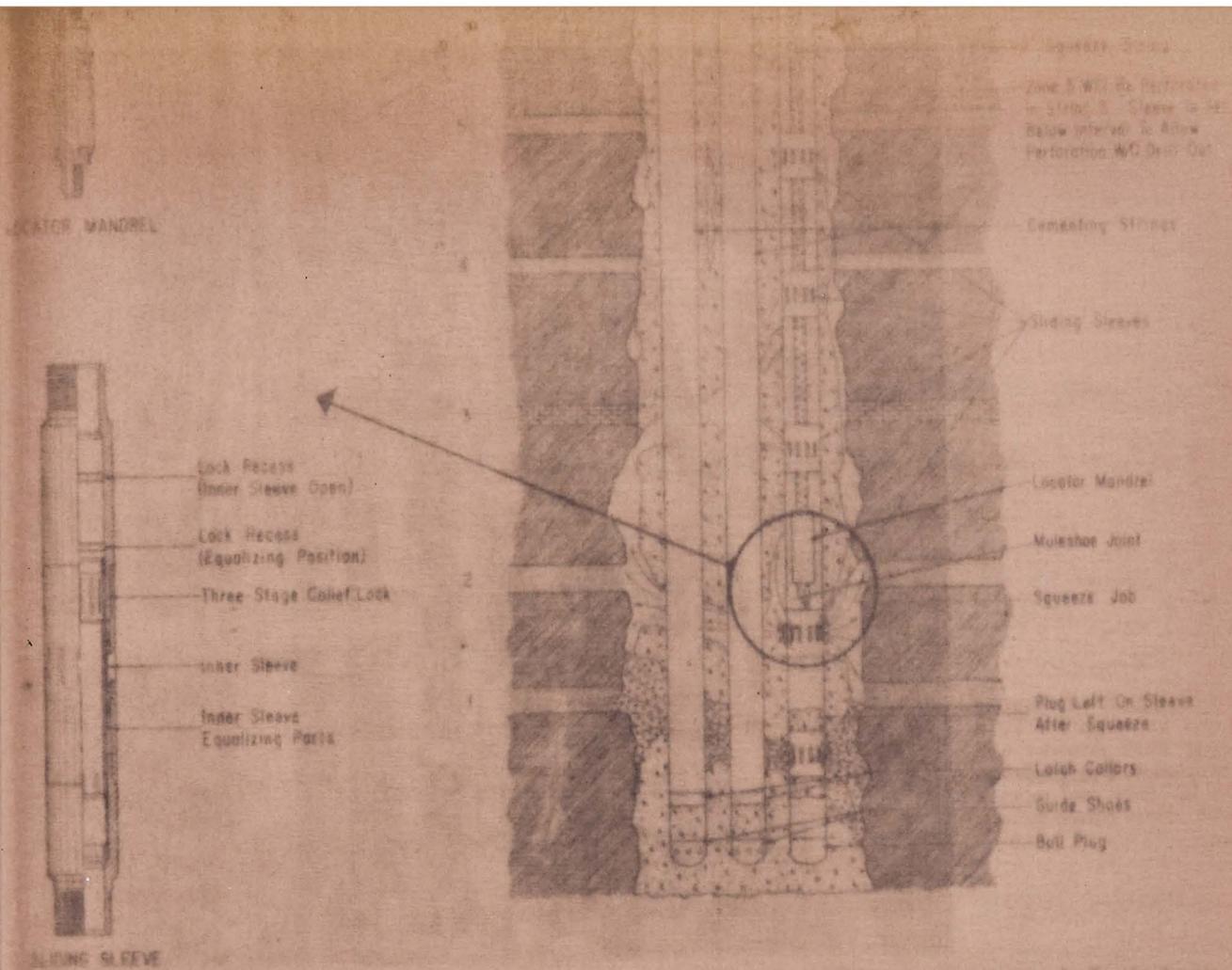


FIG.33-Procedimiento del block squeezing para cada potencial intervalo productivo.

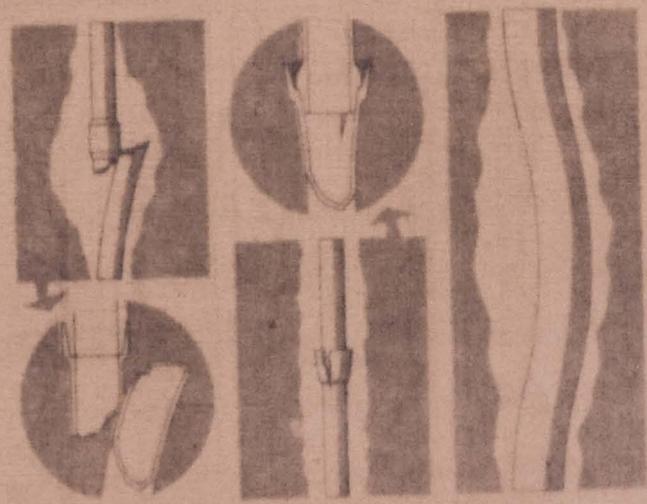


FIG.35-Movimiento de tubería causado por la expansión termal.



## C A P I T U L O V

### SOLUCION PARA LAVADO, MEZCLAS, DESPLAZAMIENTO Y PRE- CAUCIONES POSTERIORES A LA CEMENTACION

En cementación de pozos de diámetro reducido, se ha hecho de uso común lo siguiente:

- Soluciones para lavar el pozo antes de cementar.
- Altas columnas anulares de cemento de baja densidad (12-14 #/gal).
- Una unidad de cementación para cada sarta, aunque actualmente se están modificando varios tipos de unidades para este propósitos.

#### SOLUCIONES PARA LAVADO:

Los volúmenes de solución que se usan para lavado varían desde 5 a 50 barriles, dependiendo de las condiciones del pozo. Bajo volúmenes de 5 a 50 barriles simplemente sirven como una separación entre el lodo y la columna de cemento. Al tos volúmenes se usan para inducir las características del flujo turbulento en el anillo antes de introducir la mezcla de cemento, y de este modo, desplazar mejor el lodo y remover la mezcla.

Se deben tener en mente, que los residuos de solución para la-

vado del pozo conducen a una reducción de la presión hidrostática anular. Si se usa un gran volumen de solución para lavado, hay una posibilidad de pérdida de control del pozo, especialmente si se presentan estratos de arena con gas superficial y si las soluciones son desplazadas hasta la tubería de superficie o la superficie.

Los tipos de soluciones para lavado normalmente usados delante del cemento son:

- 1.- Agua fresca
- 2.- Lavados químicos. Estos usualmente consisten de cualquiera de los lodos comerciales de tipo ácido, o un lodo disminuído en su densidad con agentes concentrados en una mezcla con agua.
- 3.- Mezcla de lavados, consistentes en bajas concentraciones de sólidos no cementados (pozzolanic, perlite, tipo mezcla) suspendidos en agua o una mezcla de cemento y agua. Normalmente se usan 10 barriles antes de introducir el cemento.

Los sólidos efectúan la acción de limpiar y ayudar a remover la costra de lodo de la pared del hueco y de la sarta de tubos. Se debe tener cuidado cuando se usan materiales de este tipo en agua a causa de la posibilidad de un puente y taponeo de tubería.

De los diferentes lavados mencionados arriba, el agua fresca es lo más comunmente usado, Si es posible controlar el pozo desde un

principio de la operación se debe procurar tener 25 Bbls. entre el cemento y el lodo. Este volumen es determinado por volúmenes promedios recomendados por varios operadores.

En algunas áreas, el sistema entero del lodo ha sido desplazado con agua como intento de obtener mejor eficiencia de desplazamiento anular. El curso, de este procedimiento depende mayormente de las condiciones del hueco y las presiones de fondo y puede resultar muy costoso si se requieren excesivas cantidades de soluciones para el control del pozo.

Se debe tener cuidado si las soluciones para el lavado es usada en conjunto con el equipo flotador y los métodos standard de cimentación de dos tapones, en casos semejantes, la solución para lavado de baja viscosidad se debe usar delante del primer tapón o tapón de fondo.

Los tapones usados con el método de dos tapones permiten eficiencias de limpieza y lavado, puede aflojar las laminas u otros depósitos en el interior del casing. Si la solución de lavado se usa debajo del primer tapón, puede facilmente removerse tales laminas de la pared del casing. Desde que la baja de viscosidad del fluido de lavado tiene pobre capacidad de acarreo, las partículas pueden entonces con presteza colocarse fuera del tope del tapón si la operación se para por alguna razón. Las laminas resultantes pueden impedir la ruptura del tapón y subsecuentemente

el desplazamiento del cemento dentro del anillo, de este modo no permite la continuación del trabajo de cementación primaria. Se ha estimado que la demostración de laminillas de 1/2" de espesor son suficientes para impedir la ruptura del tampon y la continuación del trabajo. El problema no es evidente cuando el cemento sigue el tapón ya que las partículas no se asientan en las mezclas más viscosas.

#### MEZCLA CEMENTANTE:

En pozos de diámetro reducido, el cemento muchas veces es desplazado hasta el casing de superficie o hasta retornar a superficie, resultando así en altas columnas de cemento en el anillo. Este procedimiento es seguido ya sea que haya posibilidades de producción en zonas aisladas, o cuando se requiera soportes para casing de diámetro reducido para prevenir encorvamiento o torceduras, causadas por la expansión termal.

Al causa del alto llenado, un mínimo de peso de cemento con el correspondiente incremento de volumen es deseable para reducir el aumento de la presión hidrostática en las formaciones inferiores. Como consecuencia de estas condiciones, la pérdida de circulación se puede presentar.

Se han desarrollado métodos para reducir la densidad del cemento y para simplificar el problema. En el presente, el cemen-

to puede mezclarse en el rango de 11-19 #gal. y usarse bajo unas condiciones del pozos de temperatura y presión variadas.

Como está descrito en la sección de programa de forros, las costas de cemento también se usan como ventaja para reducir la pérdida de agua y prevenir posibles puentes causados por la deshidratación del cemento opuesto a las zonas porosas.

Los siguientes tipos de cementos ha sido usados sucesivamente:

- 1.- Modificado.- De baja densidad, conteniendo cemento común más 12% de gel y lignosulfato de calcio del tipo retardador.
- 2.- Pozzolan.- De baja densidad, de 12-13 #gal. obtenidos con 6 a 8% de gel.
- 3.- Diacel.- De baja densidad, 11 a 13 #gal., son obtenidas cuando este aditivo de poco peso es usado con cemento común. Se usa desde 10-40% por peso del cemento común. La combinación requiere elevada cantidad de agua para mantener la relación con el cemento.
- 4.- Perlite y Gilsonite.- Estos constituyentes han sido añadidos a la mezcla mencionada previamente, para el control de la densidad y las características de puente. Perlites requieren alta razón de agua y reducen la densidad. Gilsonite requiere mínimo agregado de agua y es efectiva como agente de puente en determinadas concentraciones.

5.- Retardador.- Se usa bajo gel con mezclas retardadoras para incrementar el volumen y la densidad.

### EQUIPCS.-

Se usó inicialmente una unidad de bombeo (dos tiempos) en cada sarta de cementación. Sin embargo, recientemente se ha usado un camión equipado ya sea con una bomba auxiliar o con un mecanismo de mezcla y dos bombas para desplazar el cemento, para cada dos sargas de cementación. Si solamente dos sargas de cementación son usadas, un camión simple es suficiente para la operación de cementación. Sin embargo, en trabajos de cementación de sargas triples y cuádruples se requieren un mínimo de unidades gemelas. Como una medida de seguridad se usa un camión adicional conectado al gancho de cementación, pero que sirve solamente en caso de una falla mecánica.

Unidades adicionales de cementación pueden ser requeridas para grandes profundidades en pozos de diámetro reducido con sargas múltiples, debido a la alta pérdida por fricción en la tubería de pequeño diámetro interior, ya que es muy difícil obtener suficientes rangos de desplazamiento del cemento (de flujo turbulento) en el anillo, cuando las sargas están asentadas.

En aquellos casos, puede ser conveniente - y necesario- desplazar el cemento a través de todas las sargas de forros para obtener rangos adecuados, para remover el lodo anular. En adición

más H.P. hidráulicos probablemente son necesarios y de este modo se requerirán el uso de unidades adicionales de bombeo.

Por lo menos, una compañía de servicio de cementación ha efectuado trabajos de laboratorio en varios tipos de cemento para determinar constantes numéricas para usar en la ecuación del Número de Reynolds. Una vez hecho esto, un factor de fricción es determinado y es posible calcular los H.P. hidráulicos requeridos para tener cemento de flujo turbulento y dar el rango conveniente de bombeo. A causa de los diferentes tipos de cemento usados y de las variables envueltas, existen trabajos adicionales para mejorar este procedimiento.

La Fig. 34 muestra cabezas gemelas de cementación, usadas en dos sartas de pozos de diámetro reducido. A causa de la tolerancia de cierre, una cabeza es equipada con una conexión a la instalación como puede verse a la izquierda de la figura, bragas para lavados son instaladas como cierre posible en la cabeza para cementación.

#### DESPLAZAMIENTO. -

En pozos de diámetro reducido con sartas sentadas cerca del fondo, la operación de desplazamiento es comenzada en cada sarta al mismo tiempo. La operación puede hacerse al máximo rango posible de bombeo (para inducir en el anillo el flujo turbulento).

Si las sartas de cementación no son asentadas al total de la profundidad y la distancia entre ellas es excesiva, la operación de desplazamiento puede hacerse de modo que en el anillo no ocurra la mezcla de lodo y cemento.

El cemento es primero desplazado a través de la sarta larga cuando el volumen suficiente de mezcla es desplazado hasta llegar al zapato guía de la sarta corta, el desplazamiento es comenzado en la sarta corta y continúa a través de ambas sartas hasta la terminación del trabajo. Medidores de flujo son usados con ventaja - en aquellos casos donde se puede hacer un positivo chequeo de todo el volumen desplazado.

Si la pérdida de circulación es un problema, se debe tener cuidado para no exceder la presión de bombeo (si se conoce) a la cual la circulación se pierde. Si el problema ocurre, es práctica común desplazar una cantidad de cemento (100 a 150 sacos) dentro de la tubería de superficie después que el trabajo de cementación primaria es completada.

Si se desea una sarta extra de tubería de 1" O.D. puede correrse en hueco abierto en forma paralela a las sartas de forros de 2 7/8". La de 1" es marcada a la altura opuesta de una zona potencial de pérdida de circulación o a la profundidad de una zona de agua no cubierta por la tubería de superficie y es sostenida desde el colgador de forros múltiples. El cemento entonces puede despla-

zarse a través de la tubería de 1" si se requiere mezcla adicional.

Las sartas con tapones ciegos puede tener presiones desde 500 a 2000 psi. (para pozos de profundidad media, 5000 a 6000'), anterior a la cementación. Este procedimiento es usado en un esfuerzo para mantener las sartas con tapones ciegos, derechas durante la operación de cementación.

Los primeros 5-10 barriles de mezcla de cemento que siguen a la solución para lavado pueden ser mezclados ligeramente y de poca consistencia. En efecto, esto provee un volumen adicional de un ralo fluido que puede más fácilmente conseguir las característi--cas de flujo turbulento en el anillo delante del cuerpo principal de la mezcla. Por lo tanto, los últimos barriles de cemento (esos volúmenes que estarán opuestos a los intervalos productivos) pueden ser de un tipo común para producir un firme forro con buenas propiedades de almacenaje opuestos a las zonas de producción.

Cuando toda la mezcla ha sido desplazada dentro del forro y antes de soltar el tapón de limpieza, se cierra la circulación de las bombas de cementación entre las unidades de bombeo y las sartas de forros por medio de las bragas instaladas inicialmente en las cabezas de cementación (ver Fig. 34). Después de un corto período de cierre, las líneas otra vez pueden ser fluidas. Este procedimiento es importante desde que la mezcla atrapada en las lí--neas puede producir considerable obstrucción en el tope de los si

güentes tapones y quizá resulte en un trabajo de re-perforación anterior a la completación total del pozo.

Como una medida adicional de seguridad, algunos operadores han hecho práctica común; para inmediatamente seguir a los tapones de limpieza con un pequeño volumen de solución glucosa o cemento con agentes retardadores. Esta solución impedirá el endurecimiento de mezcla atrapada en el tope de los tapones.

Se usa petróleo o agua para desplazar los siguientes tapones hasta el fondo. El lodo no es usado desde que puede complicar el procedimiento de completación en tuberías pequeñas. Además de debe tener cuidado que el lodo no se derrame por encima, dentro de las sartas ya descargadas durante la corrida de las subsecuentes sartas. Normalmente operaciones de perforación son efectuadas a través de un lubricador después que el árbol es instalado y un tipo de completación fluida es adecuada, desde que el peso de los fluidos no son requeridos para el control del pozo.

Si la completación dual concéntrica es hecha en una sarta de casing, el peso de la salmuera puede ser usada para el control de las presiones del pozo durante las perforaciones y para introducir la sarta de tubing. Por lo tanto se puede insistir, que la dureza del lodo en la cementación de la sarta de casing puede impedir seriamente la bajada de herramientas de registros y de perforación, y de este modo, producir considerable alargamiento del procedimiento de completación.

FIG.34-Cabezal de cementación enganchado para mover las sartas simultáneamente.

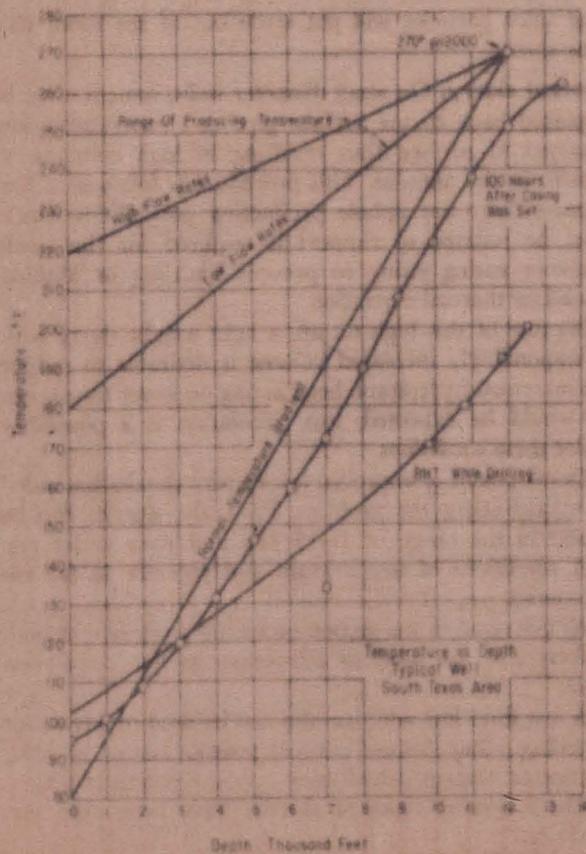
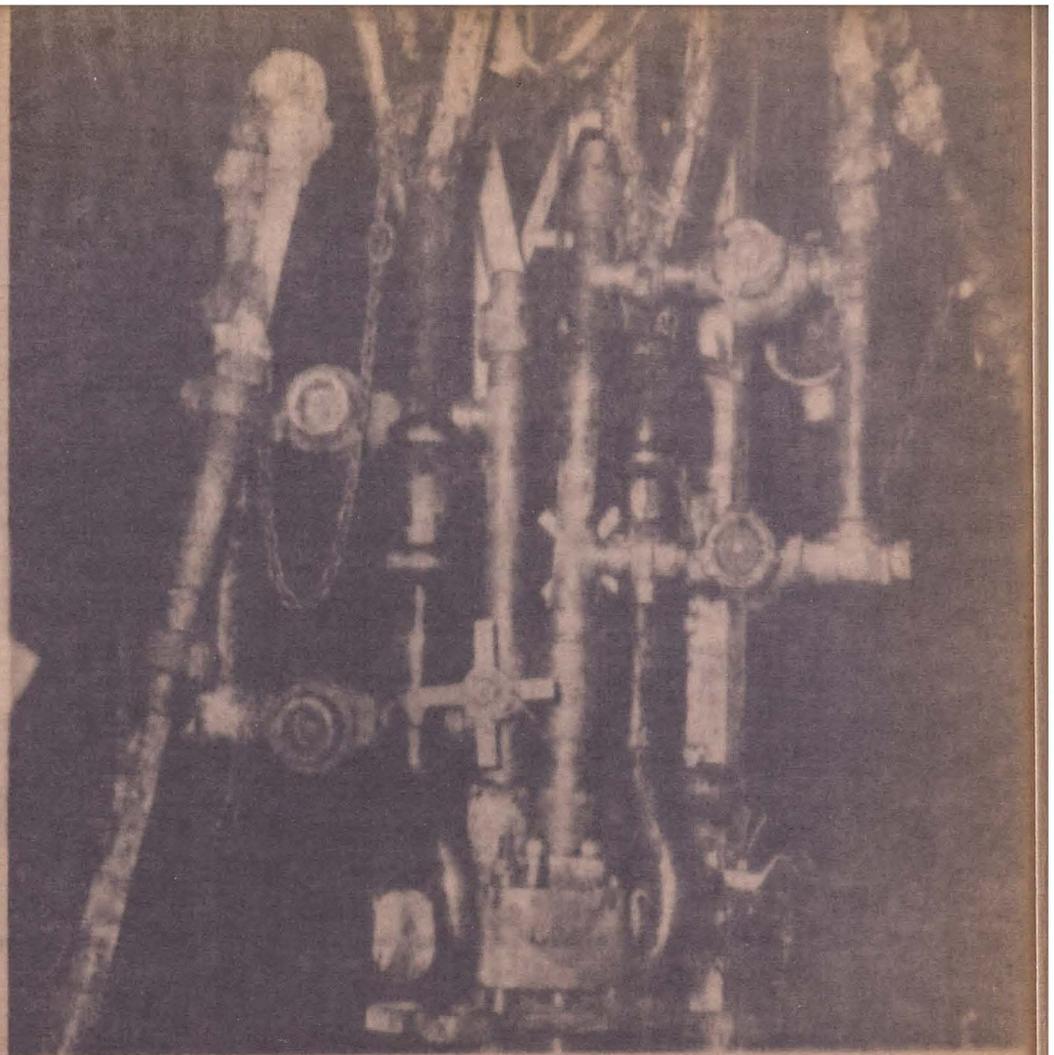


FIG.36-Ejemplo de condiciones de temperaturas extremas que pueden ocurrir en un pozo

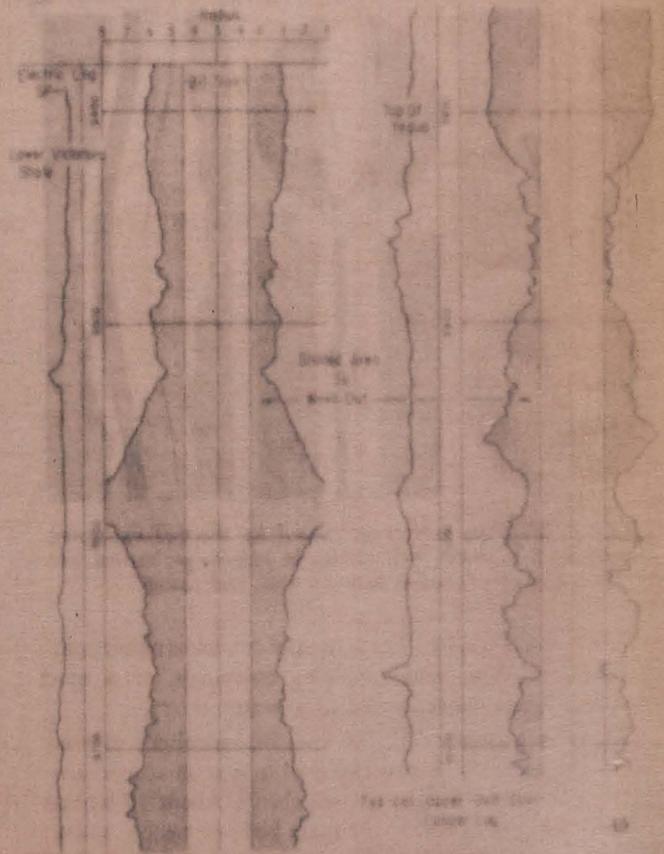


FIG.37-Caliper log que muestra cómo una gran sección oscura puede incrementar la posibilidad de torcido de



Si se usa equipos de cementación tipo trama, los tapones usualmente son bombeados con algún exceso de presión para asegurar la cerradura. La presión después es retirada completamente de las sartas con tapón ciego y reducidas a un valor en las sartas de cementación de acuerdo con la práctica de campo.

Usualmente, cada una de las sartas de cementación es sujeta a una presión igual -o un exceso- de la diferencial entre la presión hidrostática de cemento y el fluido desplazante. El exceso de presión prevendrá el regreso del flujo de cemento si fallan los tapones, ayudaran a mantener las sartas de forros relativamente estáticas durante el período de endurecimiento del cemento, y compensará los efectos de temperatura en las sartas de casing pequeños.

#### PRECAUSIONES POSTERIORES A LA CEMENTACION:

Experiencias han demostrado que no es buena práctica soltar completamente la presión de las sartas de cementación una vez que los tapones son bombeados. Si un tapón falla y la presión es soltada, el cemento facilmente pasará al tapón y regresará el flujo dentro del forro. Resultando en un llenado que puede ser de suficiente cantidad produciendo una considerable elevación y por lo tanto una operación de re-perforación puede ser requerida más adelante para punzar los intervalos productivos.

Si la presión es soltada por una razón y hay una indicación de

que el equipo con trampa ha fallado la contención, el tapón puede ser re-bombeado y una presión mantenida, la cual está en exceso de la diferencial entre el anular y el forro. El soltado de presión para otra vez chequeado la trampa, no es conveniente ya que en muchos casos será solo resultados en el adicional llenado de forros.

El pozo después es cerrado para el período WOC de acuerdo con la práctica de campo y el material de cemento usado.

Como mencionamos previamente, han habido varios casos de sargas de tubería reducida, torcidas o encorvadas sobre el tope del cemento anular, cuando la mezcla es desplazada por solo una corta distancia sobre el fondo. Esto es, cuando solo bajas porciones de la sarta de forro son cubiertas con cemento. Generalmente las dificultades han sido confinadas a relativa profundidad, en instalaciones de sargas simples de diámetro reducido.

Problemas similares son encontrados en los casos de huecos convencionales. El problema no ha sido notable en forros de tamaño convencional simplemente a causa de la gran tolerancia entre los perforadores y los otros equipos para bajar en el pozo, y la gran sarta de forros. Sin embargo, en las mismas áreas críticas grandes tamaños convencionales de sargas de petróleo e intermedias son cementadas hasta superficie, o equipadas con mangas tipo unión de expansión para aliviar el problema.

El problema puede hacerse más serio en pozos de diámetro reducido desde que los forros reducidos tienen una gran tendencia para moverse en el relativo gran tamaño del área del pozo en que ellos están asentados.

También, las sartas de forros reducidos no pueden reducir también las grandes cargas de compresión como pueden las tuberías de gran tamaño.

Es através de esta expansión termal de las sartas de forros que ha sido principal responsable para encontrar torceduras-en corvamiento- quiebra de tubería.

Cuando la temperatura de una sarta de forros es incrementada, las sartas se incrementarán en longitud. Sin embargo, este alargamiento es restringido a causa de la más baja porción de la sarta está cementada y el tope está afirmado seguramente ala cabeza del pozo. De este modo, resultando un aflojamiento de la tensión, es trasmitida y concentrada en la más baja sección libre de la sarta en la forma de compresión de encorvamiento. La Fig. 36 muestra el ancho rango de temperaturas que pueden ser encontradas en un hueco simple.

A causa de lo complejo del problema, técnicas no estandarizadas han sido desarrolladas las cuales positivamente impiden el torcido de tubería por los cambios de temperatura. Sin embargo, hay varias prácticas generales que pueden usarse para reducir las dificultades.

Si los problemas de torcido -encorvado es conocido en un área, es seguridad los siguientes procesos que se incluirán en el programa del pozo:

- Hacer uso liberal de centralizadores- para tuberías de superficie es necesario.
- Cementar la tubería hasta el forro de superficie, u obtener limpio retorno de cemento a superficie.
- Correr el controlador de calibre para exactamente determinar el volumen de mezcla requerido para cementar el forro hasta la tubería de superficie si la mezcla no es circulada hasta la superficie. La Fig. 37, muestra la extensión del lavado y resultando la falta de un soporte horizontal.
- Extensión de tubería suspendida en un colgador del tipo uña
- Uso de uniones de expansión en la sarta de forros.
- Prevención de torceduras y movimiento de las sartas de forros en completaciones múltiples, presiones en las sartas con tapón ciego durante la operación de cementación.

## C A P I T U L O VI

### COMPARACION ECONOMICA DE ESTE METODO Y EL CONVENCIO- NAL.- VENTAJAS Y DESVENTAJES DE ESTE SISTEMA DE COM- PLETACION.

La completación de pozos de diámetro reducido es usado exitosamente en gran parte de áreas de producción de petróleo y gas en profundidades que exceden de 13000'. A pesar del número de completaciones realizadas algunas áreas presentan problemas para este de - completación y especialmente en la completación múltiple paralela.

#### VENTAJAS:

La mayoría de los operadores tienen una razón básica para u sar la completación de pozos de diámetro reducido, y esta razón es "El menor costo". Sin embargo, son un número considerable de condi- ciones secundarias que relacionan la economía del proceso en gene-- ral.

El peso de la tubería determina su costo y para su espesor de pared, o un incremento de diámetro, el peso aumenta proporcionalmente. Por ello desde el punto de vista económico se debe usar el menor diámetro de tubería posible. Sin embargo, el tamaño mínimo de tubería de producción que ya se ha fijado es el factor limitante en el diseño de los otros requerimientos de tubería.

Actualmente, las consideraciones económicas imponen el uso de tuberías de menor diámetro en muchos pozos petroleros.

Las siguientes razones son las más citadas por los operadores que emplean la completación de diámetro reducido. Se pueden especificar que estos factores se basan en una área específica. No todos ellos se aplican en las operaciones en general.

1.- Revestimiento reducido.- Los equipos de revestimiento son reducidos y la bajada se obtiene en un tiempo corto. Se obtiene una economía por la eliminación de una sarta de forros de gran diámetro externo.

2.- Pequeños reservorios pueden producirse económicamente.- Estos reservorios normalmente no pueden soportar el desembolso de grandes sumas de dinero que son requeridos, si la completación es convencional.

3.- El ahorro de capital es altamente ventajoso en las inversiones.

Un operador ha estimado que se economiza dinero, en la perforación, de 7 completaciones de diámetro reducido a la perforación de un pozo adicional. Estos factores variarán con el área y el tipo de completación.

4.- Máximo retorno por dolar invertido.- Puesto que la mayor producción es prorrataada y desde que el caso de pozos reducidos en estos la producción se prorrataa adecuadamente a los volúmenes de

fluidos, sobre las condiciones normales, en las mismas operaciones se nota que no hay relación en el alcance del dinero adicional para un equipo grande que produce con la misma cantidad de petróleo.

Este razonamiento está basado en la presunción que admite que no hay causa sustancial en la previsión futura y que ellos permanecerán dentro de la capacidad productiva en el caso de pozos reducidos.

Un operador cita este ejemplo; Un pozo convencional que cuesta \$100,000, puede producir solamente 90 barriles por día bajo el estudio de prorrato. Un pozo de diámetro reducido en el mismo campo cuesta \$80,000 pero también puede producir solamente 90 barriles por día. De modo que los pozos de diámetro reducido son más prácticos desde el punto de vista económico.

En otros casos, un pozo con una sustancial producción potencial en un estado no prorrato, la fuerza podría ser restringida por el casing reducido.

5.- Excelente medio de probar zonas productivas dudosas a profundidad, EN NUEVOS POZOS , SIN EL GASTO DE GRANDES SUMAS DE DINERO PARA LOS FORROS DE GRAN TAMAÑO.- Este es extremadamente útil en áreas donde se requiere estimulación antes que el verdadero potencial del pozo sea revelado.

Obviamente, es muy cómodo y barato, para un operador decidirse a colocar 2 7/8" de tubería en un pozo de prueba en lugar de uno de 7".

6.- Pozos antiguos previamente considerados secos o no comerciales pueden ser re-adaptados con un mínimo de costo y probados.- Usualmente los pozos antiguos son limpiados con una tubería de 2 7/8" equipados con broca, equipos de cimentación y uniones de seguridad. Después de limpiar el fondo, la sarta es cementada a través de la broca.

Solamente un viaje corto es requerido para la operación completa. Si el pozo es seco, y como el cemento detras de la tubería llega debajo de la unión de seguridad, la tubería se puede recuperar.

7.- Los costos de completación se pueden reducir.- Una vez que los tapones han sido colocados, el equipo puede retirarse (si el pozo se está cementando a través del árbol). Después, todos los registros, perforaciones, etc., son hechos por las compañías de servicios, especialmente equipadas por el método de wire line.

8.- La completación de diámetro reducido múltiple paralela permite la separación de los intervalos productivos en un solo pozo.- Este tipo de completación es especialmente ventajoso si se aplica en un área donde las múltiples zonas encontradas son su-

ceptibles a dañarse por el lodo o los fluidos del reacondicionamiento.

En muchos casos, buenas zonas productivas, completadas por el método múltiple convencional, son dañadas durante el reacondicionamiento de otros intervalos en el pozo. Este método permite al operador tratar cada sarta de diámetro reducido del múltiple como un pozo individual. Cada uno puede trabajarse sin exponer los otros a daños. En realidad, muchas veces es necesario cerrar la producción en otros pozos en una completación paralela, cuando se está trabajando en alguno de ellos.

9.- Los costos de reacondicionamiento son a menudo considerablemente más bajos que los requeridos para la completación convencional.- En muchos casos, el reacondicionamiento completo puede efectuarse sin aparejo, con las herramientas de wire line.

10.- La completación múltiple paralela es el medio más económico para prevenir el drenaje, al operar fuera del lugar.- Recíprocamente, si un operador está empleando este tipo de completación, en una zona que no conoce, el está forzando casi el doble de técnica, y permanece a un prudante costo competitivo.

11.- Desarrollo secundario a bajo costo.- De acuerdo a un operador, un cuidadoso planeamiento secundario con diámetro reducido resulta 25% más económico en la producción de pozos. y 30%

en los pozos de inyección, comparados con los métodos de perforación y completación convencional. En el caso anterior, el diámetro reducido es económico sobre 3000' en la producción de pozos, aumentando a 38.3% sobre el forro de superficie, 49% en la sarta de producción y 27.8% en bombeo; por lo tanto una economía promedio de 40.5%.

Para la misma profundidad en pozos de inyección la economía aumenta a 33.3% en el forro de superficie y 54.8% en la sarta de inyección, dando una economía promedio de 51.8%.

12.- Reducción de costos indirectos.- Muchas otras economías se han hecho, las cuales son consecuencia de la filosofía del mecanismo de completación. Una es la reducción del costo en la perforación debido al crecimiento de densidad de disparos. Otro es reducción de costos de fracturamiento con arenas y los trabajos de cementación forzada, porque se usa bajo volumen y baja presión de compresión.

Los resultados satisfactorios obtenidos con estas técnicas por varios operadores en diferentes áreas indican las posibilidades de reducir los costos, mientras que otros serán estudiados detenidamente para ser adaptados por otras compañías.

13.- Disponibilidad del equipo.- Todos los tipos de programas: de producción artificial, estimulación de pozos, operaciones de reacondicionamiento y métodos de control de arena han sido

aplicados exitosa y económicamente en la completación de pozos de diámetro reducido. Desde que las piezas reducidas están a disponibilidad de cualquiera, no hay necesidad de demostrarlos.

Las Tablas I y II, muestran el costo comparado de pozos convencionales y de pozos de diámetro reducido de los reportes de los operadores en diferentes áreas.

#### DESVENTAJAS.-

Muchos operadores, sin embargo, son reacios a emplear la completación de diámetro reducido. Algunos que han experimentado brevemente con la técnica están poco impresionados con los resultados especialmente si el resultado de la completación en de--sembolso de dinero es mayor que el convencional.

También en el caso de desarrollo de nuevos campos de petróleo existen diversas opiniones, como en las compañías que exitosamente han aplicado la técnica.

Por ejemplo, en un distrito una gran compañía utiliza exitosamente pozos de diámetro reducido, mientras que en otras no considera más de uno por lo pobre de los resultados. Existen razones válidas para este pobre resultado y en la mayoría de los casos ello supone la perspectiva que semejantes pozos son aplicables solamente en áreas básicas.

Sin embargo, se debe tener en mente que la experiencia es pro

bablemente el capital más valioso que el operador posee para aplicar la completación de diámetro reducido. Compañías que han proseguido la técnica, están haciendo grandes esfuerzos en resolver muchos de los problemas inicialmente encontrados y considerados previamente insuperables.

Las siguientes desventajas del procedimiento están recopiladas de las experiencias de los operadores:

1.- Producción restringida.- La productividad puede restringirse por el uso de diámetro reducido, especialmente en reservorios de alta productividad, por influjo de agua. Por ejemplo; hay muchas áreas en que la producción en el tope del pozo se permite con muy alto corte de agua.

Si los equipos de elevación artificial, se requieren para elevar un gran volumen de fluido, un operador estaría impedido de trabajar en un pozo pequeño ya que no se obtiene la producción permisible.

2.- La corrosión puede ser un problema si los pozos con diámetro reducido están produciendo por el anillo.- En este caso, la producción se concentra en la sarta de casing propiamente, esto conduce a un daño excesivo del pozo y falla del casing.

3.- La técnica no está ajustada a áreas que requieren altas regímenes de tratamientos de fractura para obtener buena productividad.- Sin embargo los operadores están empleando desarrollos

recientes a fluidos fracturantes con reducción de aditivos friccionantes para fracturar por tuberías de 2 7/8", a regímenes casi paralelos a los que anteriormente se obtenían en la misma área con casing de 5 1/2".

4.- Los pozos de diámetro reducido no pueden ser profundizados a apreciable profundidad debajo del forro cementado.- Este factor puede causar considerable dificultad si un operador que utiliza solamente pozos de diámetro reducido, desearía cambiar a la completación convencional por el descubrimiento de nuevas zonas productivas. Al menos esto puede ocurrir en alguna ocasión.

5.- El lavado por dentro de la tubería de producción se dificulta a causa de la estrechez del espacio.- Esto puede disminuir usando el forro de 3 1/2" O.D.

6.- Los trabajos de cementación primaria tienen dificultades para realizar las completaciones múltiples paralelas.- Este es quizás el más serio problema encontrado antiguamente. Un operador había experimentado 100% de fallas en obtención de trabajos de cementación primaria en pozos de triple columna.

7.- La mayoría de los operadores no aplican la técnica en áreas que tienen reservorios de gran vida ya anticipada.- Razones: la corrosión y porque probablemente durante la vida del pozo se requerirán incrementarlas con trabajos de reacondicionamiento.

8.- La mayoría de los operarios de aparejos para los trabajos

de reacondicionamiento no están entrenados en el uso de equipos de pequeño tamaño.- Si los operadores no tienen cuidado y no hay una buena supervisión el pozo puede fácil y rápidamente echarse a perder.

9.- El indiscriminado uso de equipo especializado costoso en pozos de pequeño diámetro, puede rápidamente alterar la economía de la técnica.- El costo entonces puede fácilmente aproximarse al de aquellas completaciones de tamaño convencional.

10.- Se debe tener mucho cuidado en el suaveo de pozos de diámetro reducido.- Las pérdidas en el suaveo (antes de usarse los nuevos tipos de aluminio que están equipados con espiga y cápacas de removerse con ácido) ha sido la causa de abandono de muchos pozos.

11.- El forro torcido puede ser grave problema.- Debido al diámetro de trabajo, la tubería debe estar derecha y libre de torceduras para permitir el paso del equipo de registros eléctricos perforaciones y otras herramientas dentro del hueco.

12.- La producción de arena puede acarrear problemas.- Es probable que tengan que realizar muchos reacondicionamientos. Esta es una oportunidad a que se malogre la sarta macaroni.

13.- Si se requieren calentadores en el fondo del hueco para la circulación (como en California) el hueco reducido no lo permite.-

T A B L A N° 1 .- COSTOS PARA COMPLETACION SIMPLE EN DIFERENTES AREAS (1958-1961)

DIAMETRO REDUCIDO vs. CONVENCIONAL

A R E A	prof. en Pies.	Diam. Redc. ( 2 7/8"	Hueco Convencional	Eccnomía	Porciiento Econ. Prom.
California (11 pozos)	970-4380	.....	(5½")	.....	11
Oeste de Texas (20 pozos)	1500-3300	.....	(4½"-5½")	.....	16
Texas Panhandle	3000	\$ 23,500	\$ 29,400 (5½")	\$ 5,900	25
Este - Central Okla.	3400	.....	(4½")	.....	17
Canada (Campo Pembina)	5000	37,500	52,200 (5½")	14,700	28
Wyoming (Desert Springs)	6000	62,000	99,000 (5½")	37,000	37
Sur de Texas	6,700	37,400	65,450 (5½")	28,050	43
Sur de Texas	6,800	38,150	50,700 (5½")	12,550	16
Sur de Texas	6,800	38,150	45,550 (4½")	7,400	11
Este-Central Okla.	7,100	.....	(4½")	.....	17

T A B L A N° 2.- COSTOS PARA COMPLETACIONES MULTIPLES EN DIFERENTES AREAS

DIAMETRO REDUCIDO vs. CONVENCIONAL

A R E A	Número de sartas	Prof. en pies.	Diam. Red. ( 2 7/8")	Hueco convencional	Economía	Porc. Econ.
Sur de Texas	2	6800	\$ 47,100	\$ 52,637 (5½" x 2 concentrica)	\$ 5,537	11
Sur de Texas	2	6800	47,100	47,500 (4½" x 2.C)	400	1
Sur de Texas	3	6800	60,420	72,700 (7" x 2" x 2" anular)	12,2800	17
Sur de Texas	3	6800	78,000	145,000 (2-7" x 2" x 2" anular)	67,000	46
Gulf	2	7200	86,100	96,800 (5½" x 2" x 1 1/4")	10,700	11
Gulf Coats	2	7200	86,100	110,500 (7" x 2" x 2")	24,400	22
New Mexico	2	7500	116,000 (sartas de 4½" x 2 7/8")	117,000 ( 2-4½" x 2")	1,000	1

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

R. W. Scott, "Small Diameter Well Completions", World Oil, Agosto 1961 a Setiembre de 1962.

Angel R. R. , "How to Cement Dual Tubingless Completions", World Oil, N° 5 (1960)

Branscum T. T., "Tubingless Well Completions", Mid-Continent District of API, Wichita 1960.

Halliburton Co., "Tubingless Completions Equipment", Boletín.

Halliburton Co., "Calculations for Friction loads of Fracturing Fluids", Technical Report.

Otis Engineering Corp., "Subsurface Equipment and Services for Small Diameter Completions".

Stekoll M.H., and Hodges, W.L., "Use Small Diameter Casing Reduces Well Coats", World Oil N° 2 (1959).