

24.33

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

"TECNICAS APLICADAS EN LA TERMINACION DE POZOS PETROLEROS"

T E S I S
Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO
P r e s e n t a

HERNAN PEREZ BAUTISTA



México, D. F.

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE.

Capitulo.	Pağ.
Introducción.	
I.- Condiciones Geologicas del Yacimiento y su comportamiento futuro.	1
II.- Historia del pozo en relación a su terminación.	11
III.- Importancia que tiene la tubería de ademe durante la perforación y terminación del pozo.	21
IV.- Fluidos de control.	58
V.- Tipos de terminación.	66
VI.- Objetivos y funciones de accesorios Superficiales y Sub-superficiales.	82
VII.- Selección de intervalos.	106
VIII.- Perforación de la tubería de ademe.	118
IX.- Control de arenamiento de pozos.	137
x.- Inducción y limpieza	145
Bibliografía.	

INTRODUCCION

México, es uno de los países del mundo que cuenta actualmente con grandes yacimientos, los cuales para su explotación racional - requieren una terminación adecuada.

En la terminación de un pozo petrolero el costo es un factor determinante, tanto en la vida futura del pozo como en la del yacimiento. El análisis del costo de un pozo es tan importante que puede concluirse del mismo, la decisión de no perforar más pozos en un área - determinada.

El objetivo de este trabajo es con la finalidad de proporcionar una fuente de información sobre los temas que el curso presenta. También con el fin de que sean apuntes sobre la materia de terminación - de pozos, para que los estudiantes de nuevo ingreso a la carrera de Ingeniería Petrolera, tengan en donde consultar, y tener idea sobre la materia que el profesor imparte.

Así como la comprensión de la teoría y las técnicas que se aplican en las operaciones de terminación de los pozos petroleros,

para la resolución de los diferentes problemas inherentes a los trabajos de terminación.

TEMA I

1. - CONDICIONES GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO Y SU COMPOR- TAMIENTO FUTURO.

1.1. - Consideraciones del yacimiento.

Para hacer un programa adecuado de terminación de un pozo, no solo se requiere conocer la geología del yacimiento si no las condiciones de los fluidos que contiene desde su descubrimiento como:

- a). - Distribución de fluidos en el yacimiento.
- b). - Flujo de fluidos en el yacimiento.
- c). - Característica de las rocas del yacimiento.
- d). - Propiedades de los hidrocarburos.

Si se toman en cuenta las anteriores consideraciones en la programación de la terminación del pozo, tendremos la seguridad de lograr una recuperación óptima de hidrocarburos, durante su explotación.

- a). - Distribución de fluidos en el yacimiento.

La distribución de fluidos o gas verticalmente en un yacimiento son importantes y deberán determinarse sus contactos gas-aceite, aceite-agua para asegurarse de que tipo de hidrocarburos se desea explotar y como consecuencia podremos fijar la posición del intervalo productor.

En la Fig. (I-1) muestra los diferentes niveles de la posición vertical de los fluidos, así como las profundidades a que se pueden hacer en estos casos las terminaciones. Podemos explicar de esta figura que los fluidos están sometidos a la acción de varias fuerzas como: la presión de empuje, de gravedad, la viscosidad y de inercia.

Estas fuerzas desplazan al aceite y al gas hasta el pozo perforado; también podemos decir que estas fuerzas varían durante la vida del yacimiento.

b). - Flujo de fluidos en el yacimiento.

Cuando el aceite que contiene un yacimiento no tiene movilidad puede deberse a la ausencia de gas u otro tipo de energía, en éste caso se le conoce como aceite residual ó muerto, ~~en cambio~~ cuando el aceite contenido en un yacimiento está sometido a presiones y además tiene gas disuelto o asociado puede decirse que es un aceite con movilidad y como consecuencia se podrá explotar.

c). - Característica de las rocas del yacimiento.

Otra de las propiedades que se deben tomar para decidir la terminación de un pozo, son:

- Porosidad.

- Permeabilidad.
- Saturación de fluidos.
- + Porosidad.

Conocer la porosidad de las rocas del yacimiento es muy importante, ya que en estos pozos es donde se acumulan los hidrocarburos, donde la porosidad se puede expresar como una fracción o porcentaje del volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad \frac{(\text{VOLUMEN DE POROS})}{(\text{VOLUMEN DE ROCA})}$$

- + Permeabilidad.

Se denomina permeabilidad absoluta de la roca cuando ésta se encuentra conteniendo el 100% de un fluido homogéneo, igual al que se usa como fluido desplazante durante la prueba y se expresa:

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

La permeabilidad absoluta es la misma para cualquier líquido que no reaccione con el material de la roca y que la contiene en 100%.

La permeabilidad efectiva de una roca es cuando el fluido no está al 100% en esta.

La permeabilidad relativa es la razón de permeabilidad

absoluta y expresa la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido con respecto a su habilidad para permitir el flujo de otro fluido.

+ Saturación de fluidos.

En un yacimiento normalmente están más de un fluido, al inicio los espacios porosos estuvieron llenos con agua de mar en su totalidad, los hidrocarburos más ligeros se movieron por gravedad hacia la parte más alta de la estructura hasta alcanzar posiciones de equilibrio hidrostático y dinámico, desplazando agua por intersticios, hasta la saturación de agua congénita.

La saturación de fluidos es el porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido en particular a las condiciones del yacimiento.

$$S_f = \frac{\text{VOLUMEN DE FLUIDO A. C. Y.}}{\text{VOLUMEN DE POROS.}}$$

d). - Propiedades de los hidrocarburos.

El aceite y gas que se encuentran en los yacimientos contienen gran número de componentes que se encuentran entremezclados.

Los componentes más importantes en los hidrocarburos son

el carbono y el hidrógeno, pero no se encuentran en la misma forma ni proporción.

La explicación de las propiedades de los hidrocarburos se hacen mediante los puntos siguientes:

- Componentes.
- Fases.
- Comportamiento molecular.
- + Componentes.

Los componentes que forman los hidrocarburos hacen que - - otros se encuentren agrupados químicamente en series.

Cada serie más importante de compuestos de hidrocarburos son las series de las parafinas, como es el metano, etano, propano, etc.

- + Fases.

Generalmente todas las sustancias existen en forma de sólido, líquido y gas, estas tres formas determinan la existencia de las diferentes fases de la materia.

Las distintas fases de la materia depende de la presión y temperatura a que se encuentre sometida.

+ Comportamiento molecular.

Para revisar el comportamiento molecular de los hidrocarburos se tiene que tomar en cuenta los siguientes puntos:

- La presión.
- La atracción molecular.
- La energía cinética.
- Las fuerzas de repulsión.

Todos estos factores actúan entre si para dar un comportamiento molecular, así como por ejemplo.

Cuando aumenta la presión las moléculas se comprimen originando un cambio a esto líquido, y si la presión disminuye el gas se expande y el líquido se evapora a gas.

También el volumen interviene mucho en el comportamiento molecular, ya que si éste aumenta se reduce la presión. En general en los yacimientos petroleros la temperatura permanece constante variando solo la presión y el volumen.

1. 2. - Importancia de la posición estructural del pozo por terminar.

La posición estructural del pozo es de gran importancia ya - que dependerá de ésta la producción eficiente de los hidrocarburos, se tiene que conocer que tipo de estructura y donde se encuentran acumulados los hidrocarburos para elegir el intervalo donde se va a terminar el pozo (ver figuras I-2, I-3) las diferentes formas de estructuras donde se pueden encontrar los hidrocarburos, de aquí que se tenga - que hacer un estudio de la distribución de fluidos en el yacimiento, el tipo de roca que los contienen y mecanismo de fluido que existe en el yacimiento, etc. , para poder elegir la posición estructural de la terminación del pozo.

La posición se debe de elegir de acuerdo con todas las características antes mencionadas, si no se hace así se corre el peligro de hacer la terminación en un lugar donde existe solo agua, por esto es indispensable conocer como y donde se encuentran distribuidos los hidrocarburos en el yacimiento.

1.3. - Aprovechamiento de la energía del yacimiento en la explotación del pozo.

En yacimientos con hidrocarburos la obtención o explotación de estos en su etapa primaria se debe a la energía del yacimiento.

Hay 3 tipos de energía que se usan para la producción de un pozo las cuales son:

1. - Casquete de gas.
2. - Empuje volumétrico (gas disuelto en el aceite).
3. - Empuje hidráulico.

En yacimientos bajo saturados de aceite, el origen de la energía o presión para que el pozo produzca, se basa principalmente en la expansión del gas contenido en el aceite, por lo cual durante su explotación se obtiene también el gas.

En yacimiento de gas el origen de su energía se debe a la expansión de éste al haber una diferencia de presión.

En yacimiento con empuje hidráulico la energía es generada por la presión del agua principalmente.

El tipo de energía de un yacimiento es fundamentalmente en las características de producción de un pozo y debe ser tomada en cuenta en la programación inicial de la terminación, y en esa forma poder obtener el máximo de hidrocarburos del yacimiento, sin tener que implantar en forma temprana un sistema artificial de explotación.

En un yacimiento con disolución de gas como energía, la

presión declina rápidamente así como el gasto, y la recuperación final de aceite por vida primaria es relativamente pobre, si no se corrige oportunamente la relación gas aceite.

En un yacimiento con casquete de gas como energía la presión declina menos rápida. El gasto se incrementa tanto como mayor sea la expansión del casquete dentro de la estructura.

En un yacimiento con empuje hidráulico la presión permanece relativamente alta. El gasto es alto si el empuje hidráulico es potente y la recuperación final de hidrocarburos es mayor que otra clase de yacimiento.

Hay una serie de factores que influyen en el desarrollo de una estructura o campo, uno de ellos es el procedimiento de explotación que se use para el yacimiento. Por eso, en el desarrollo de un campo, el espaciamiento entre localizaciones debe ser determinado previamente para que la energía del yacimiento sea aprovechada y la recuperación planeada sea la obtenida finalmente.

Si no se toma en cuenta este problema, un cierto número de pozos serán perforados innecesariamente, por ello también es recomendable conocer los detalles geológicos y observar continuamente resul-

tados para determinar tan pronto se pueda los contactos gas-aceite o aceite-agua y delimitar la estructura.

El programa de desarrollo estará basado en las condiciones y consideraciones del yacimiento; así como una red de espaciamiento óptimo a las localizaciones.

En las figuras (I-4, I-5), se muestra diferentes tipos de yacimientos así como el espaciamiento de las localizaciones y las profundidades de los pozos a la cual deben perforarse.

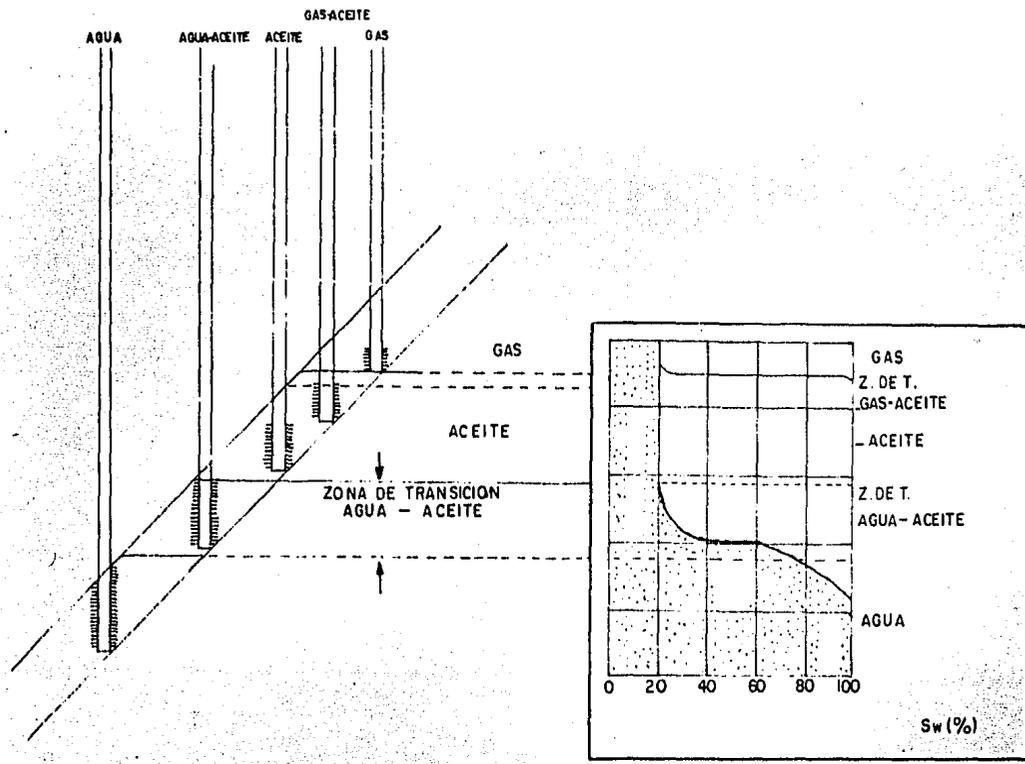
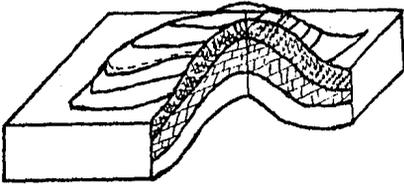
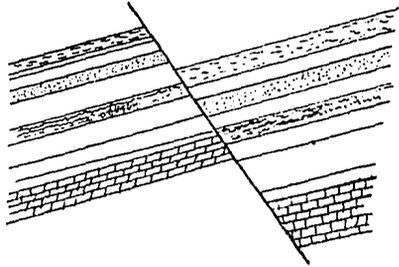


FIG. I-I DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN UNA ZONA UNIFORME
CONTENIENDO CONTACTO AGUA-ACEITE Y CAPA DE GAS.

FIGURA. 2-2



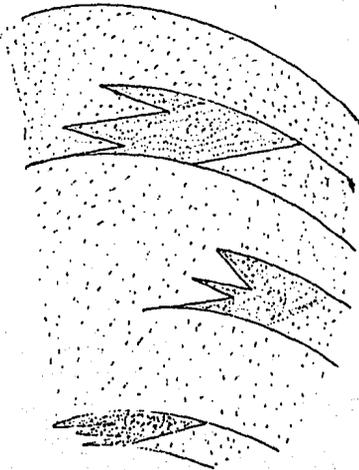
ACUMULACION DE ACEITE EN UNA ESTRUCTURA ANTICLINAL.



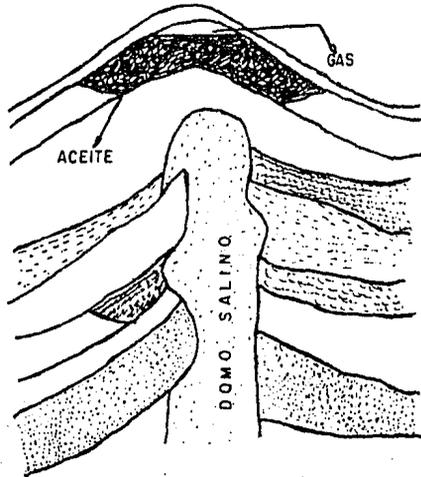
TRAMPAS ESTRUCTURALES (FALLAS)

FIGURA. 1-3

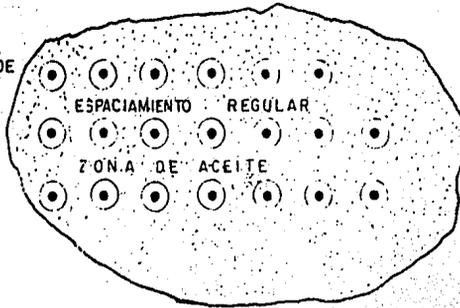
ACUMULACION DE ACEITE EN ARENAS LENTICULARES



ACUMULACION DE ACEITE EN UNA DOMO SALINO.



LIMITES DE PRODUCCION DE ACEITE.

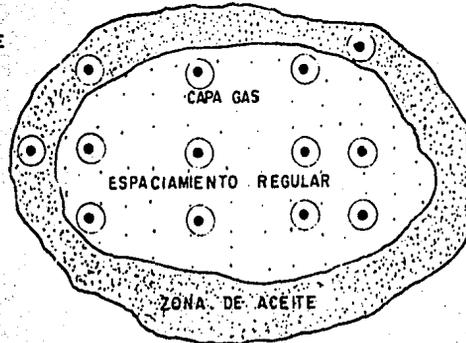


VISTA EN PLANTA

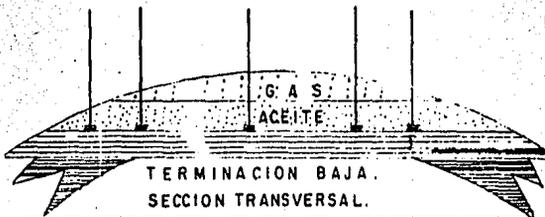


SECCION TRANSVERSAL
YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO

LIMITES DE PRODUCCION DE ACEITE.



VISTA EN PLANTA



TERMINACION BAJA.
SECCION TRANSVERSAL.

FIG. - I-4

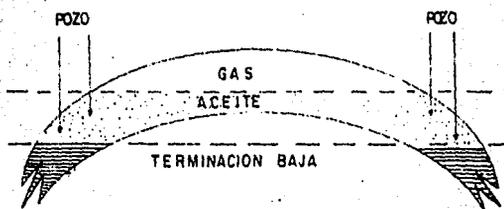
LIMITE DEL ACUIFERO

YACIMIENTO CON EMPUJE CON CAPA DE GAS

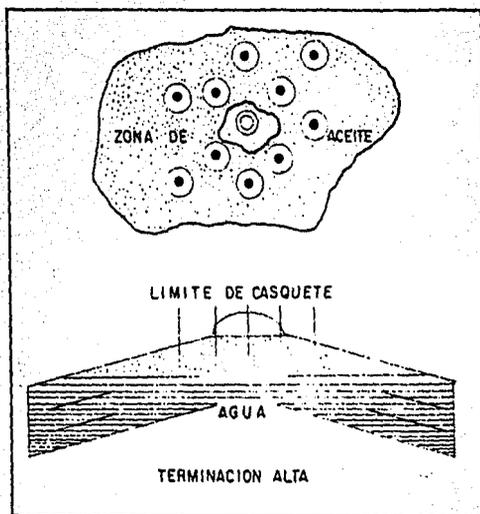
LIMITES DE PRODUCCION DE ACEITE



VISTA EN PLANTA



YACIMIENTO CON CASQUETE DE GAS



YACIMIENTO CON EMPUJE DE AGUA

FIG. I-5

II. - HISTORIA DEL POZO EN RELACION A SU TERMINACION.

II. 1. - Información Directa.

Durante la perforación de un pozo exploratorio o desarrollo, se efectúan trabajos que permiten obtener información directa la que es sumamente importante tomar en cuenta en la programación de una terminación.

La información obtenida en la perforación nos proporciona las características de la columna geológica atravesada por la barrera, además de su contenido y comportamiento de los fluidos.

II. 2. - Determinación de la columna geológica y características de las formaciones perforadas.

Para obtener este tipo de información existen varios medios tanto directa como indirectamente.

Entre los medios directos que nos dan esta información tenemos:

1. - Muestra de canal.
2. - Corte de núcleos.

3. - Pruebas de formación.

4. - Gasificaciones y pérdida de circulación.

a). - "Muestra de canal".

La muestra de canal se le llama a los fragmentos de roca - - cortados por la barrena y sacados a la superficie por la circulación - de un fluido. Este fluido es bombeado por el interior de la tubería de perforación y sale por unas toberas que tiene la barrena y limpia el fondo del pozo acarreando todos estos fragmentos, debido a la viscosidad del fluido, hasta la superficie en donde son tomadas algunas muestras escogiendo la más grande.

La información que proporcionan estas muestras es poca pero buena en el sentido de que no invierte nada en su obtención.

Estas muestras nos proporcionan poca información debido a que son muestras muy pequeñas, y están además contaminadas por el fluido de perforación por lo que a veces no son muy representativas.

b). - "Corte de Núcleos".

Durante la perforación de un pozo se pueden cortar tantos núcleos como se quieran, lo importante es saber aprovechar la informa-

-ción que se obtiene de ellos ya que es una de las más representativas.

La información que se puede obtener de un núcleo son las siguientes:

- + Porosidad y permeabilidad.
- + Características de los fluidos que contiene.
- + Movilidad de los fluidos.
- + Edad paleontológica de la formación que se perfora, etc.

Al cortarse un núcleo en un pozo y ser recuperado se hace -- una descripción paleontológica y petrofísica, indicando las características más visibles que se puedan apreciar; como presencia de hidro--carburos, sabor, olor, etc.

La información esencial se obtiene del análisis que se le -- practica al núcleo en el laboratorio como son:

- + Saturación y porosidad.
- + Contenido de fluidos y características de estos.
- + Permeabilidad y movilidad de los fluidos.
- + Resistividad, etc.

Por eso es de suma importancia para el Ingeniero Petrolero conocer estas informaciones.

c). - "Pruebas de formación efectuadas".

Durante la perforación de un pozo, es recomendable efectuar estas pruebas ya que con los resultados obtenidos se tendrá mayor certeza de lo que se espera en la terminación del pozo. Las pruebas de formación se efectúan en agujero descubierto (sin tubería de revestimiento), y con dicha prueba se obtiene la siguiente información:

+ Presión de fondo del yacimiento.

+ Presión estática del yacimiento.

+ Obtención de muestra de fluido aportado por el yacimiento y como consecuencia su análisis.

d). - "Gasificaciones de flujos y pérdidas durante la perforación".

Gasificaciones:

Las gasificaciones consisten en la contaminación del lodo de perforación por un flujo de gas (pocas veces con aceite) que sale de la formación hacia el pozo provocado por una presión diferencial a favor de la formación productora, es decir que es provocado porque la presión de formación es mayor que la presión hidrostática. Esta contaminación del lodo por el gas provoca una disminución en la den-

-sidad del lodo y por lo tanto una disminución en la presión hidrostática.

Las causas que provocan u originan gasificaciones en los pozos durante la perforación son las siguientes: una disminución de la densidad del lodo lo suficiente que provoque la presión hidrostática ya no sea capaz de contener la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación.

Esta disminución de la densidad puede ser causada por algún contaminante.

Otra de las posibles causas de gasificación es debido a la disminución de la presión hidrostática debido al bajo nivel del lodo en el pozo.

También una de las causas muy comunes es debido al efecto de succión que se origina cuando se extrae la tubería en forma rápida.

La forma de controlar el problema de gasificación es aumentando la presión hidrostática y para lograr esto se eleva la densidad del lodo ó se llena el pozo de lodo si es que el nivel está bajo.

Se debe tener precaución con este tipo de problema (las gasi-

ficaciones) ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones ó crean peligro de incendio, por lo que se aconseja darles la atención debida.

Pero este problema de gasificaciones no todo es pérdida ya que nos proporcionan información de la existencia de hidrocarburos móviles.

Estos problemas son muy comunes durante la perforación de pozos petroleros pero en especial en los pozos de tipo exploratorio en donde no se tiene información verídica de la columna geológica que se está perforando.

Pérdida de circulación.

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación muy permeable. Estos problemas de pérdidas de circulación son comunes en las perforaciones de pozos y se manifiestan cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Esto lo podemos detectar observando el nivel de las presas de lodo.

Para que se presente este tipo de problema de pérdida de circulación, se requiere de dos condiciones principalmente que son:

1. - Que la formación sea muy permeable para aceptar el paso del lodo.

2. - Que exista una presión diferencial a favor del pozo, es decir, que la presión hidrostática sea lo suficientemente mayor que la presión de formación para que se produzca el flujo hacia la formación.

Estos problemas de pérdida de circulación son un factor determinante en el costo de perforación de pozos, pues el valor del lodo perdido y el de los obturantes empleados debe añadirse el tiempo que dura el equipo sin perforar y además los problemas que acompañan al problema de pérdida de circulación como son pegaduras de tuberías, reventones, desviaciones del agujero o hasta el abandono mismo del pozo. Otros problemas que pueden ocasionar, son daños a la formación permeable, dificultan el corte de núcleos, etc.

Las causas más comunes que provocan este tipo de problemas son los siguientes:

a). - Causas naturales. - Las causas naturales que originan problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que no tienen control humano, como son el encontrar cavernas o grietas al momento de estar perforando.

b). - Causas inducidas. - Las causas inducidas que originan - problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que son provo- cadas por la intervención del hombre, como son bajar tuberfa de per- foración o de ademe en forma muy rápida con lo cual se crea un repre- sionamiento, con lo cual se puede fracturar las formaciones. Otras - causas que pueden incrementar considerablemente la presión sobre - las paredes del pozo son el incremento inadecuado de la densidad del lodo, iniciar el bombeo del lodo con una presión alta, etc.

Estos problemas de pérdida de lodo se pueden evitar si se - acatan todas las recomendaciones o medidas preventivas que se enume- ran a continuación:

1). - Emplear la densidad mínima requerida por el lodo para controlar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. No se pue- de recomendar un valor numérico pero se debe de recordar que la - presión hidrostática debe ser la adecuadamente mayor que la presión de la formación.

2). - Evitar inicios de bombeo de lodo en forma brusca.

3). - Evitar introducir tuberfa en forma muy rápida.

4). - Aprovechar la información de zonas con pérdidas de - circulación que se hayan suscitado en otros pozos vecinos.

5). - Vigilar constantemente las propiedades del lodo.

Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la can
tidad de lodo perdido en:

a). - Pérdidas parciales.

b). - Pérdidas totales.

Y también de acuerdo a la profundidad en:

a). - Pérdidas superficiales.

b). - Pérdidas profundas.

Las pérdidas de fluido de control generalmente se producen -
en formaciones no consolidadas o con fisuras y se caracterizan por la
aceptación de grandes cantidades de lodo.

e). - "Tipo de fluidos de control y densidad empleada".

El tipo de fluido de control en una terminación de pozo va de
pender de las características en que se encuentra el pozo así como
del tipo de terminación que se programe por lo que es de suma impor
tancia durante la terminación no rebasar la densidad utilizada para -
perforar las formaciones productoras.

Si al perforar el pozo en las formaciones productoras se -

selecciona el fluido más idóneo para la perforación e hidrocarburos - que contiene en la etapa de su terminación no se presentarán daños considerables en la formación y como consecuencia se evitarán trabajos muy costosos para corregirlos.

En la terminación de un pozo la densidad es un factor importante, ya que teniendo una densidad adecuada; no tendremos problemas en el pozo para inducirlo.

T E M A III

III. - IMPORTANCIA QUE TIENEN LAS TUBERIAS DE ADEME DURANTE LA PERFORACION Y TERMINACION DEL POZO.

III. 1. - Principios Básicos.

Conforme la perforación de un pozo petrolero avanza es necesario ademar la pared del agujero con tubería de revestimiento (T. R.). La T. R. en conjunto con el cemento tiene las siguientes funciones:

- 1). - Evita el derrame del agujero.
- 2). - Protege las arenas de agua dulce de las de agua salada.
- 3). - Separa las formaciones productoras de las de agua.
- 4). - Confirmar la producción al intervalo disparado.
- 5). - Sirve como medio para controlar las presiones.
- 6). - Facilita la instalación del equipo subsuperficial para la terminación o producción artificial.

Hay tres tipos principales de T. Rs.

- a). - T. R. Superficial que protege las arenas de agua dulce y permite las primeras instalaciones superficiales de control.

b). - T. Rs. intermedias que protegen el agujero de derrumbes y de presiones anormales.

c). - T. Rs. , de explotacion las cuales permitan terminar, producir y controlar el pozo.

Las T. Rs. de acuerdo a sus propiedades se clasifican como sigue:

1. - Diámetro exterior.
2. - Peso por unidad de longitud.
3. - Grado de Acero.
4. - Tipo de Junta.
5. - Longitud o Rango.

Para propósito de diseño una seccion de la sarta se define como la longitud continua del mismo grado, peso y tipo de junta de T. R. Una sarta que consiste de mas de una sección se le llama una sarta combinada.

Una T. R. en un pozo está sujeta a tres fuerzas principales:

1. - Presión Externa.
2. - Presion interna.
3. - Carga Axial o Longitudinal.

La presion externa tiende a colapsar la T. R. La presión -

interna tiende a reventar o estallar la T. R. la carga axial tiene dos efectos, tiende a separar o romper la T. R. y reduce la resistencia al colapso. El problema de un diseño es esencialmente la selección de los grados y pesos más económicos que puedan operar sin fallar debido a las tres fuerzas a las que esta sujeta. Dado que las fuerzas no son uniformes sino que varían con la profundidad, es posible diseñar una sarta combinada con gran ventaja. Ya que el costo de la T. R. es la principal inversión en el pozo, la selección de grado y pesos unitarios más adecuados constituyen un problema económico y de ingeniería.

Grados:

Los grados de la T. R. estan basados en la mínima resistencia a la cedencia. El API acepta 7 grados de T. R. que son los siguientes:

<u>GRADO T. R.</u>	<u>RESISTENCIA MINIMA A LA CEDENCIA (Psi).</u>
F-25	25 000
H-40	40 000
J-55	55 000
C-75	75 000
N-80	80 000

<u>GRADO T. R.</u>	<u>RESISTENCIA MINIMA A LA CEDENCIA (Psi)</u>
P-110	110 000
V-150	150 000

La resistencia a la cedencia se define como el esfuerzo de tensión requerido para producir una elongación permanente.

Dimensiones:

Las T. Rs. se designan por el rango de longitud en el que quedan comprendidos. La especificación 5-A del API establece 3 rangos con sus correspondientes tolerancias.

<u>RANGOS</u>	<u>LONGITUD (Pies)</u>
1	16 - 25
2	25 - 34
3	Mayor de 34

Las T. Rs. se designan también por su diámetro exterior y su peso nominal. La especificación 5-A del API enlista 74 diámetros de T. R. que varían desde 4" hasta 30" y peso nominal desde 9.5 hasta 94 lbs-pie.

Rosca y coples.

Los coples son del mismo grado que el de la T. R. y sus propiedades deberán ser cuando menos iguales que la sección que une. Los coples se clasifican en largos y cortos de acuerdo con la longitud de la cuerda de la T. R. en que se va usar. La especificación 5-A da las dimensiones de las roscas y coples. Los coples que forman las juntas de las secciones superiores están en tensión debido al peso de la T. R. suspendido debajo de ella. Estas juntas deberán poseer suficiente resistencia a la ruptura o deformación bajo el esfuerzo axial a que está sujeta, por ello es muy importante la revisión de estas secciones para, en caso necesario, utilizar juntas Extreme Line ó Buttress, juntas más resistentes a la tensión.

La carga axial que puede soportar una junta se llama resistencia de la junta. El Boletín 5C3 del API en la sección N° 4 da las ecuaciones para calcular la resistencia de la junta al desprendimiento para roscas redondas, Buttress y Extreme Line.

Colapso.

La presión exterior en una T. R. puede ser mayor que la interior debido a la presión de yacimiento o a la presión de la columna de fluido exterior a la T. R., cuando esto sucede hay una tendencia -

a colapsar la T.R. si el colapso lleva a una deformación permanente, se dice que hay una falla plástica; por otro lado, si ocurre una deformación elástica, se dice que la falla es elástica. La habilidad de la T.R. para soportar presión externa sin sufrir falla plástica o elástica se llama resistencia al colapso.

La resistencia al colapso se ha investigado tanto teóricamente como experimentalmente, concluyéndose que está determinada por:

1. - La relación del diámetro exterior al espesor $\left(\frac{D}{T}\right)$
2. - Las características del material (resistencia a la ceden-
ci).
3. - La carga axial a la que la T.R. está sujeta.

El boletín 5C 2 del API da las mínimas presiones de colapso para las tuberías de revestimiento y el Boletín 5% C3 en su sección 1 da las ecuaciones para calcular la resistencia al colapso de las T. Rs. en la parte 1. 1. 5 de dicha sección 1 trae la ecuación 1. 1. 5. 1. para corregir la resistencia al colapso con la carga axial y que es la siguiente:

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{S A}{Y P} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{S A}{Y P} \right) \right] P_c$$

Presión interna.

Durante la entrada de fluido de formación dentro de la T. R. así como en las operaciones de cementación forzada, cementaciones y estimulaciones, la T. R. está sujeta a altas presiones internas. En la parte superior de la sección en la que la presión externa es despreciable, la presión interna dará como resultado una tendencia de la T. R. al estallamiento.

La resistencia a la presión interna se calcula por medio de la ecuación de Barlow.

$$PI = \frac{1.75 Y_m T}{D}$$

Y_m = Resistencia a la cedencia.

T = Espesor.

D = Diámetro exterior.

Factor de Diseño.

Debido a que el material de que es construída, la T. R. tiene propiedades físicas que son determinadas estadísticamente y que las propiedades de una longitud individual de T. R. puede desviarse considerablemente del promedio estadístico se ha introducido el concepto de factor de seguridad que es la relación entre el esfuerzo máximo y el esfuerzo

de trabajo. La selección del factor de diseño en cualquier problema de ingeniería está gobernado por cuatro consideraciones básicas:

1. - La realidad del grado de resistencia utilizado en diseño.
2. - El grado de similitud entre las condiciones de servicio y las condiciones de prueba.
3. - La realidad del dato de la carga utilizada en el diseño.
4. - La consecuencia de la falla (posibilidades de peligro personal e incremento de los costos).

En el caso de diseño de las T. Rs. se utilizan las condiciones más drásticas posibles: En colapso se supone que la presión interior es cero, en presión interna se considera la presión exterior igual a cero y en tensión se desprecia la flotación el cual resulta en una carga axial aproximadamente 12% mayor que la real. La pérdida económica en cualquiera de los casos es considerable.

En 1955 el comité de estudio del API efectuó una investigación sobre los factores de diseño utilizados por 38 compañías Petroleras llegando a los siguientes resultados:

1. - Los factores de diseño para colapso varían de 1.0 a 1.5 por lo que recomiendan un factor de diseño de 1.125

2. - Los factores para tensión para el cuerpo del tubo varían de 1.60 a 1.80 y para la junta de 1.80 a 2.0

3. - Los factores de diseño para presión interna variaron de 1.0 a 1.75 con un promedio del 1.10 en la mayoría de los casos.

Los factores de seguridad a utilizar como norma en el diseño de las columnas de tuberías de revestimiento se tabulan a continuación:

TIPO DE TRABAJO	TUBERIAS DE REVESTIMIENTO			
	SUPERFICIAL	INTERMEDIA	EX PLOT.	CORTA
COLAPSO	NO	CON DIFERENCIA DE DENSIDAD ENTRE LODO Y AGUA POR EL FACTOR $1.125 = 1.0$	SI	NO
TENSION	SI FACTOR DE SEG. = 1.8	SI FACTOR DE SEG. = 1.8 POZOS DIRECCIONALES 2.0	SI EN T.R. CORRIDA NO EN T.R. CORTA FACTOR DE SEG. 1.8 POZOS DIRECCIONALES 2.0	NO
PRESION INTERNA	NO	SI FACTOR DE SEGURIDAD 1.25 DE LA PRESION DE FRACTURAMIENTO.	SI FACTOR DE SEGURIDAD 1.25 DE LA PRESION DE FRACTURAMIENTO.	NO
DES GASTE INTERNO	NO	SI EN CASOS ESPECIALES. CONSIDERAR UN 20% ADICIONAL AL DISEÑO (ESPESOR O GRADO T.R.)	SI EN CASOS ESPECIALES. CONSIDERAR UN 20% ADICIONAL AL DISEÑO (ESPESOR O GRADO T.R.)	SI POR VIAJES T. PERF.
FATIGA POR FLEXION O COLUMNA	SI, POR CONTINUAR PERFORANDO.	SI, (POR CONTINUAR PERFORANDO).	SI, (SI CONTINUA PERFORANDO).	NO
CORROSION	RARA VEZ	RARA VEZ	SI	SI
DISPAROS	NO	NO	SI	OCASIONALMENTE
EROSION	NO	NO	NO	SI

METODO GRAFICO PARA DISEÑO DE COLUMNAS DE TUBERIAS.

1. - DESCRIPCION DE LA GRAFICA:

La gráfica para cada una de las tuberías, se compone en realidad de dos: ("A" lado derecho "B" lado izquierdo).

La gráfica "A", contiene una serie de curvas compuestas por dos "ramas", una inferior con pendiente menor y otra superior con pendiente mayor.

La rama inferior, nos representa el esfuerzo al colapso, afectado de la reducción debida a cargas longitudinales de tensión para diferentes pesos y grados de tuberías, de acuerdo con la teoría de la elasticidad de esfuerzos biaxiales. La ecuación de cada una de estas curvas es la siguiente:-

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{S_A}{Y_P} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{S_A}{Y_P} \right) \right] P_C$$

La parte superior de las curvas, se conoce como las ramas de tensión y no son continuación de las otras, (o de igual pendiente), ya -- que el punto superior de las mismas (a cero presión), se obtiene reduciendo a 2/3 el valor del esfuerzo a la cedencia del cuerpo del tubo. (Factor de seguridad 1.5). La ecuación de dichas curvas es la siguiente:-

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 1.6875 \left(\frac{SA}{YP} \right)^2} - 0.75 \left(\frac{SA}{YP} \right) \right] P_c$$

En estas curvas se encuentran marcados los puntos L, S, y B. E. que corresponden a cada uno de los tipos de juntas más conocidos; y su resistencia al esfuerzo de tensión; está efectuado de un factor de seguridad de 1.8

Para conocer el peso de la tubefia a medida que se avanza en el diseño, se hace uso de la escala situada en el margen inferior derecho denominada carga por tensión en miles de libras.

En el margen extremo derecho se encuentra la presión hidrostática del lodo en gr/c. c.

La gráfica "B" nos presenta, la variación de la presión debi-

-da al peso de lodo para las diferentes profundidades indicadas por las líneas diagonales.

Para conocer la presión hidrostática de cualquier lodo que varíe de 0.8 a 2.5 gr/c. c. y cualquier profundidad que varíe de 0 a 7 000 m. basta con trazar una línea horizontal entre el punto de intersección de estas dos líneas, hasta la escala en el margen extremo derecho y allí se leerá la presión hidrostática deseada.

Para diseñar una columna de ademe en donde se pueda conocer el peso de la tubería en cualquier etapa del diseño, se hace uso de rectas con pendientes variables. Cuando la tubería de ademe se va introducir sin tomar en cuenta la flotación, las rectas con pendientes variables se determinan por medio de dos puntos.

El primero se encuentra en la parte superior del lado izquierdo de la gráfica "A" y representa cada uno de los pesos de la tubería que se está diseñando. Además corresponde en forma gráfica al peso de 10 000 pies de tubería colgada en el aire.

El segundo punto "S" se localiza siempre en el eje vertical intermedio entre la gráfica "A" y la gráfica "B" (eje central) y se obtiene trazando una línea horizontal desde la intersección de la profun-

-didad de 10 000 pies y el peso de lodo escogido para el diseño ("línea Programa").

Cuando se diseña tomando en cuenta la flotación por efecto de la densidad del lodo (sin tomar en cuenta el efecto del equipo de flotación) el punto "S" se encuentra trazando una línea horizontal desde la intersección de la línea programa con línea de flotación hasta el eje.

La línea de flotación esta basada en la siguiente ecuación:

$$L = 10\ 000 \frac{W_s}{W_s - W_a}$$

Donde L = Longitud de la tubería de ademe (pies) suspendida en un lodo de peso W_a , igual en peso efectivo a 10 000 pies de tubería suspendida en el aire.

W_s = Peso del acero en el aire = 490 lb/pie³

W_a = Peso especificado del lodo en lb/pie³

EJEMPLO DE APLICACION

Diseñar una tubería de ademe con los siguientes datos:

1. - Profundidad del pozo 3500.0 m
2. - Diámetro de la T. R. 7 5/8"
3. - Peso específico del lodo 1.80 gr/c.c.

4. - No se tomará en cuenta la flotación.
5. - Presión interna máxima para revisar 350 Kg/cm².
6. - Factores de seguridad escogidos.

Presión interna = 1.25

Colapso = 1.125

Tensión = 1.80

1er. paso: Multiplicar el peso específico del lodo por el factor de seguridad al colapso.

$$1.8 \times 1.125$$

Se traza una línea vertical en la gráfica "B" con este valor, que será la "Línea Programa" del diseño.

2do. paso: Se localiza la intersección de la profundidad y la "Línea Programa" y se tiene el punto "A" del -- cual se traza una línea horizontal hasta el eje vertical izquierdo de la gráfica "A" con objeto de saber cual es nuestra primer tubería del diseño, (la inmediata inferior) que en este caso es de 39 lb/pie P-110 (punto C).

- 3er paso: Sobre la misma "Línea Programa" se localiza el punto "B" en la intersección con la profundidad de 10 000 pies, trazando una línea horizontal de este punto al eje central y se sitúa el punto "S" que nos sirve de base para las "Líneas dependiente variable de nuestro diseño.
- 4° paso: Sabiendo que la primer tubería por meter en nuestro diseño es de 39 lb/pie (3er paso), con la esquadra se localiza la pendiente de la recta entre los puntos "S" y el de 39 situado en la parte superior de la gráfica "A"
- 5° Paso: Con la pendiente de la recta ya establecida, y a -- partir del punto "C" se traza una paralela hasta -- donde se cruza una tubería con distinto peso, en es te caso hasta donde toca la rama inferior de la cur va de 33.7 lbs/pie V-150
- 6°paso: A partir de este punto "D", se traza una paralela a la línea que resulte de unir los puntos "S" y el del peso 33.7 . Esta nueva línea se traza del punto "D" al "E" que es donde cambia nuevamente la

tubería de peso.

7° paso: En la misma forma se encuentran los puntos F, G, H, e I.

8° paso: Una vez terminado practicamente nuestro diseño, falta conocer las prpfundidades a las que va cada tipo de tubería. (Peso y grado) para esto se trazan líneas horizontales a partir de los puntos D, E, F, G y H hasta la "Línea Programa", tomando en -- cuenta también los puntos intermedios en donde se crusan con las otras tuberías, que por ser del mismo peso, no tuvieron cambio en la línea pendiente sin embargo se toman en cuenta por ser de diferente grado.

9° paso: Ahora con las profundidades marcadas en la "Línea Programa" se procede al diseño, llenando la tabla de diseño de tuberías de revestimiento.

10° paso: Con este resultado, se puede saber el peso de toda la columna de ademe, así como de cada una de las secciones que la forman, para esto basta úni-

-camente bajar líneas verticales desde los puntos D, E, F, G, H e I hasta la escala inferior que nos indica el peso de las T. R. EN MILES DE LIBRAS. Esto nos sirve para saber que peso están soportando las juntas de determinada sección y si puede soportarlo o es necesario cambiarlo. En nuestro ejemplo la junta de la tubería superior se cambió de C. L. a X o Butt ya que la de C. L. soporta por tensión y con factor de 1.8 - $490000 \cdot 1.8 = 272222$ lbs. y el peso de toda columna de ademe es de 365 000 lbs. aproximadamente.

El peso que soporta la junta de Cople Largo, lo encontramos también bajando una línea vertical del punto "L" de la rama de Colapso de la T. R. N-80, 26.4 lbs/pie a la escala inferior de la tubería encontrando que aproximadamente es de 270 000 lbs.

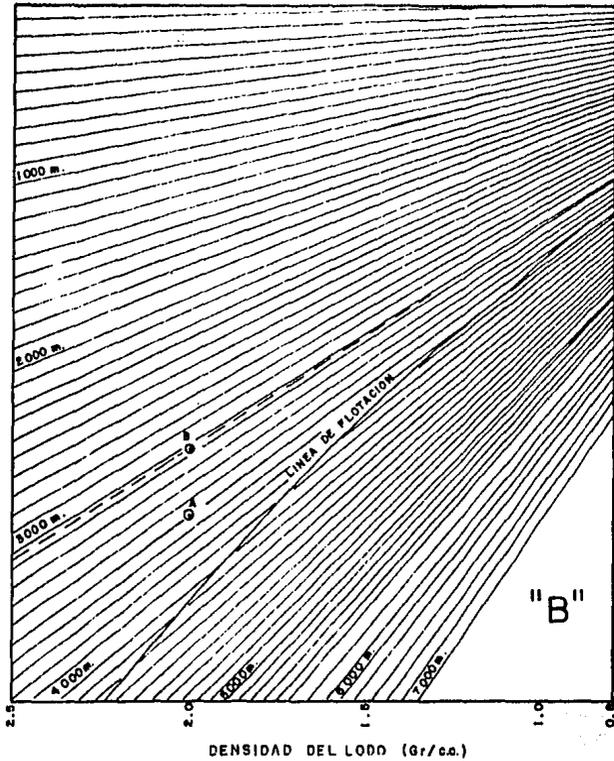
En cambio la junta Extreme Line (X) y Buttress (B) aguantan a la tensión 737 000 y 659 000 que afectadas del factor de seguridad resultan de 409 444 y 366 111 lbs. mayores que el peso de la columna.

Si nuestro diseño resulta muy variable en cuanto a grado, peso,

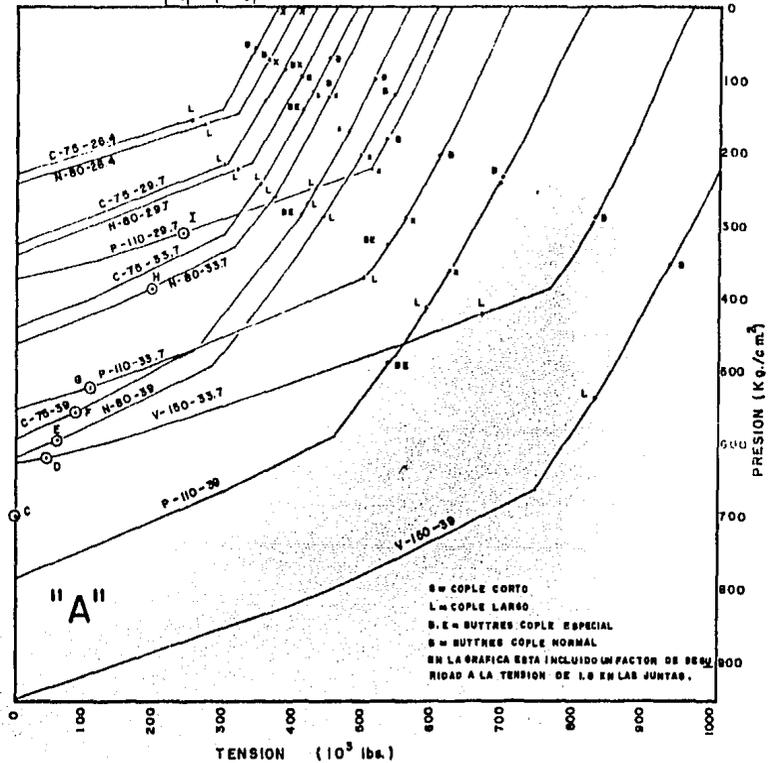
diámetro interior y tipo de rosca, se puede rediseñar y un factor muy importante que debe tener en cuenta, es la existencia de tubería en el momento de examinar el diseño para meterla al pozo.

Efectuado el diseño gráfico, debe hacerse como norma la comprobación por el método de cimas y bases; utilizando la tabla adjunta, calculando la resistencia al Colapso debido a la carga Axial. Una copia de la comprobación deberá anexarse al programa de perforación y el original se archivará en el expediente del pozo.

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA
 DISTRITO AGUA DULCE, VER.



"B"



"A"

DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 7 5/8"

DISEÑO DE T.R.

POZO EJEMPLO

PROF. 3 500 m

∅ T.R. 7 5/8"

ρ LODO 1.8 gr/cc

FSC 1.125

FST 1.8

FSPI 1.25

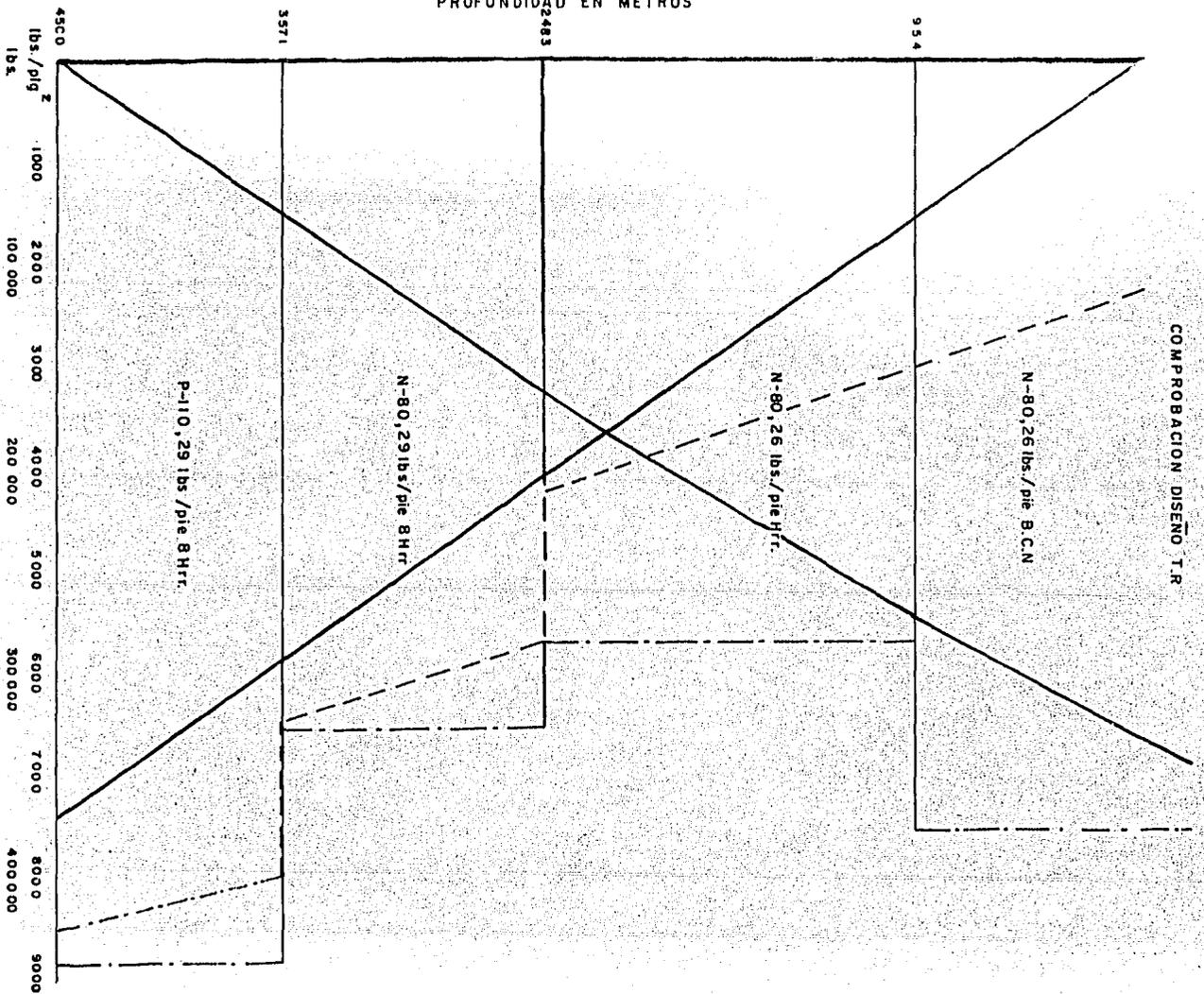
DE (m)	A (m)	GRADO	PESO (lb / pie)	JUNTA	CARGA (10 ³ lbs)	PRESION INTERNA	OBSERVACIONES
0	750	N_80	26.4	B	365	337	
750	1150	C_75	29.7	L	300	361	
1150	1250	N_80	29.7	L	260	385	
1250	1600	P_110	29.7	L	255	530	
1600	1950	N_80	33.7	L	200	442	
1950	2550	P_110	33.7	L	185	608	
2550	2750	C_75	39	L	120	514	
2750	2925	N_80	39	L	100	514	
2925	3100	V_150	33.7	L	75	828	
3100	3500	P_110	39	L	0	706	

DISEÑO _____

REVISO _____

FECHA _____

PROFUNDIDAD EN METROS



III. 2. - Importancia de la cementación de la tubería de ademe de explotación.

Hay varios requerimientos que deben cumplirse para llevar a cabo buena terminación, entre estos es la eficiente cementación de la tubería de explotación.

La cementación de la tubería de revestimiento de explotación, deberá tener una eficiencia del 100% ya que tiene una importancia fundamental para todos los trabajos subsecuentes u operaciones que se efectúen durante la terminación y vida productiva del pozo.

Cuando la cementación es defectuosa deberá corregirse antes de programar cualquier trabajo relacionado con la terminación del pozo.

La cementación de la tubería de explotación es responsabilidad directa del Departamento de Ingeniería Petrolera, sin embargo dada la gran cantidad de elementos que intervienen es necesario antes de la operación coordinarse con el personal del Departamento de Perforación y no perder de vista un objetivo, el de tener una operación eficiente.

La Fig. (III. 1) muestra el procedimiento usual de una cemen

-tación y los accesorios que lleva la tubería que se introduce en un pozo petrolero.

A. - Función del cemento en una cementación primaria.

La función principal de la lechada que se bombea al pozo, es para que esta llene el espacio exterior que queda entre la tubería de ademe con el agujero (espacio anular).

Además, sirven para aislar o separar las formaciones que han quedado comunicadas a través del agujero perforado, y para darle consistencia a la tubería de ademe que se introdujo al pozo.

Cuando el cemento que se va a utilizar no reúne las características requeridas para la operación que se va a efectuar, no debe hacerse esto, de lo contrario es seguro que se tengan problemas en el momento de la operación, o bien la cementación quedará defectuosa.

El cemento es un material que una vez mezclado y transcurrido su tiempo de fraguado, sino se toma en cuenta esto durante la operación, puede dar por consecuencia que se frague y atrape las herramientas y algunos casos esto ha originado la pérdida total de pozos.

Por esto, antes de iniciar cualquier operación, el Ingeniero responsable de la cementación, deberá de corroborar que el cemento por utilizar reúne las características y condiciones para el trabajo que se va a efectuar.

B. - Función de los aditivos en la lechada de cemento.

Sus principales funciones son:

- Variar la densidad de la lechada.
- Incrementar el esfuerzo a la compresión.
- Acelerar o retardar el tiempo de fraguado.
- Controlar la pérdida de agua durante el fraguado.
- Reducir la viscosidad etc.

C. - Desarrollo de la operación de la cementación.

- Debe bombearse el dispersante que va antes del cemento.
- Soltar el primer tapón ó tapón diafragma que debe ir antes del cemento para limpiar el enjarre del lodo de la tubería de ademe.
- Bombear el cemento programado.
- Soltar el segundo tapón ó tapón de desplazamiento.

- Desplazar el cemento o lechada con las bombas del equipo de perforación o de la unidad de alta, cumpliendo en cualquiera de los casos con el gasto calculado para que se cumpla el flujo diseñado.
- Procurar que la presión final sea mayor que la de desplazamiento, para estar seguro que no quedó cemento dentro de la tubería.

D. - Datos para determinar la cantidad de cemento para una tubería de revestimiento.

- a). - Longitud por cubrir.
- b). - Profundidad a la que se va a cementar.
- c). - Diámetro del agujero.
- d). - Diámetro de la tubería que se va a introducir.
- e). - Densidad de fluido de control.
- f). - Temperatura del pozo.

Forma de determinar la cantidad de cemento que se utilizará en (Kg).

- Profundidad de la tubería 200 m.
- Un saco de cemento estandar contiene 50 Kg.

- Un saco de cemento proporciona 36.8 litros de lechada cuya densidad es 1.5 gr/c. c.
- Diámetro de la tubería 16 pg. (40.6 cm)
- Diámetro del agujero 22 pg (55.8 cm)
- Capacidad del espacio anular= 115.50 litros/m.
- Volúmen del espacio anular.
(200 m) (115.50 litro/m) = 23100 litros más aproximadamente el 10% = 26 000 litros.

Se tiene un volúmen de 26000 litros que es el volúmen de lechada que se va a bombear al pozo para cementar la tubería de ademe.

Es necesario conocer el volúmen de cemento en sacos o en (Kg) que se necesita para poder tener el volúmen de lechada previamente calculado.

Se obtiene de la siguiente manera:

Como un saco de cemento estandar proporciona 36.8 litros de lechada; tenemos que:

1 - 36.8

$$X - 26000 \quad X = \frac{26000}{36.8} \frac{\text{Litros}}{\text{Litros/saco}} = 706.5 \text{ sacos}$$

$$(706.5 \text{ sacos}) \times (50 \text{ kg/saco}) = 35325 \text{ Kg} = 35.3 \text{ ton.}$$

E). - Cálculo del tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento al espacio anular.

- Capacidad de la T. R. de 16 pg. (40.6 cm) =
117.85 litros/metro (datos tomados de los manuales).
- Volúmen de lechada por bombear.
(117.85 litros/m) (200 m) = 23 570 litros.
- Volúmen generado por embolada de la bomba que se utilizará para el desplazamiento del cemento, con eficiencia de 100% = 40 litros/emb.
- Emboladas por minuto de la bomba = 50
- Eficiencia de la bomba = 80%.

Determinación del volúmen que es capaz de bombear por minuto.

$$(40 \text{ litro/emb}) (50 \text{ emb/min}) = 2000 \text{ litro/min.}$$

Con una eficiencia del 100% debido a que se tiene una eficiencia del 80%

$$(2000)(0.80) = 1600 \text{ litros/min.}$$

El tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento de la T. R. al espacio anular es:

$$T = \frac{23570}{1600} \frac{\text{litros}}{\text{litros/min.}} = 14.7 \text{ min.}$$

F. - Precauciones antes de armar la tubería corta.

- Tener la tubería perfectamente medida.
- Tener los accesorios colocados de acuerdo con el programa programado.
- Que se tenga colocada la zapata y cople de retención en la tubería.
- Que se cuente con la cabeza de cementación y los tapones correspondientes (Diafragma y ciego).
- Tener el ajuste respectivo antes de meter la tubería, para saber donde va a quedar la zapata.

G. - Armado e introducción de la tubería.

- Se coloca la zapata en el primer tramo de la tu--

- -berfa que se va introducir al pozo y en la parte superior de este o en el segundo se coloca elople de retención.
- Se conectan tantos tramos de tuberfa de revestimiento como sean necesarios para cubrir el espacio que se desea revestir.
- El último tramo se coloca la cabeza de cementación.
- Se livera el tapón diafragma.
- Se bombea la lechada de cemento.
- Se livera el tapón ciego.
- Se desplaza la lechada.

H. - Cálculo de volumen de cemento para una T. R. corta.

Datos supuestos:

- a). - Profundidad a la que se va cementar 4500 m.
- b). - Diámetro del agujero 6 1/2 pg (16.5 m).
- c). - Diámetro en la T. R. 5 pg (12.7 cm).

d). - Longitud de la T. R. 500 m.

e). - Diámetro de la tubería de perforación que se va utilizar para bajar y cementar la T. R. corta 3 1/2 pg (8.9 cm)

Solución:

1. - Determinación de la cantidad de cemento:

Capacidad del espacio anular 7.12 litros/m.

Longitud que se va a cubrir con cemento 500 m.

Capacidad del espacio anular en 500 m. de longitud:

(500 m) (7.12 litro/m) = 3560 litros.

Un saco de cemento proporciona 36.8 litros de lechada de cemento:

$$1 - 36.8$$

$$X - 3560$$

$$X = \frac{3560 \times 1}{36.8} = 97 \text{ sacos.}$$

En estos casos a la cantidad de cemento calculada se le agrega un 100% para asegurar un volumen completo en el espacio anular; después de cubrir el espacio deseado, el cemento debe quedar arriba de la boca de la tubería corta; por lo que el volumen de cemento calculado total será 97 sacos más un 100% que proporciona un total de 194 sacos.

Cantidad de cemento (Kg):

194 sacos X 50 Kg/sacos = 9700 Kg.

Volúmen de lechada por bombear:

194 saco X 36.8 litros/saco = 7139 litros.

2. - Cálculo de volúmen de lodo necesario para desplazar la lechada de cemento:

Volúmen total = $V_1 + V_2 + V_3$

V1: Es el volúmen de la tubería de perforación de 3 1/2 pg (8.9 m) - volúmen total de la lechada.

V2: Volúmen de la tubería corta de 5 pg (12.5 cm)

V3: Volúmen del espacio anular entre el agujero de 6 1/2 pg (16.5 cm) y la tubería de revestimiento de 5 pg. (12.5 cm).

Cálculo del volúmen (V1):

Capacidad de la tubería de perforación de 3 1/2 pg (8.9 cm) es = 3.85 litro/m.

Longitud de la tubería de perforación:
4000 m.

Volúmen de la tubería de perforación:

$(4000 \text{ m})(3.85 \text{ litro/m}) = 15400 \text{ litro}$ más un excedente de 150 litros por conexiones = 15550 litros.

Como se vió anteriormente el volúmen de la lechada de cemento fué de 7 139 litros, por lo tanto:

$$V_1 = 15550 - 7139 = 8411 \text{ litros.}$$

Cálculo del volúmen (V2):

Capacidad de la tubería corta de 5 pg (12.5 cm) es = 10.54 litros/m.

Longitud de la tubería corta 500 m.

Volúmen de la tubería corta:

$(500 \text{ m})(10.54 \text{ litros/m}) = 5270 \text{ litros}$, por lo tanto el volúmen (V2) es de 5270 litros.

Cálculo del volúmen (V3):

Capacidad del espacio anular 7.12 litro/m.

Longitud que se va a cubrir con cemento 500 m.

Capacidad del espacio anular en 500 m. de longitud.

$(500 \text{ m})(7.12 \text{ litro/m}) = 3560 \text{ litros.}$

Volúmen de lodo = $V_1 + V_2 + V_3$

Volúmen total = $8411 + 5270 + 3560 = 17241 \text{ litros.}$

$V_t = 17241$ litros.

Este volúmen de lodo es necesario para desplazar la lechada de cemento.

Determinación del tiempo de bombeabilidad del cemento.

Tiempos supuestos de operación:

- a). - Mezclando cemento: 15 min.
- b). - Soltando tapon: 5 min.
- c). - Bajando cemento a la boca de liner: . . . 30 min.
- d). - Desplazando cemento al espacio anular: . 15 min.
- e). - Levantando soltador: 20 min.
- f). - Circulando inverso exceso de cemento: . 30 min.

TIEMPO TOTAL: 115 min.

En este tipo de operaciones es sumamente importante tener en cuenta la temperatura de fondo del pozo, para poder hacer una selección correcta del cemento y los aditivos que se usarán - para tener como mínimo un tiempo de bombeabilidad de 3 veces que el tiempo de operación.

El desplazamiento de la lechada de cemento y la extracción del exceso de esta a la superficie, debe de hacerse siempre

con la unidad de alta presión (unidad del equipo de cementación), ya -- que es de suma importancia tener controlados los tiempos y los volúmenes.

I. - Desarrollo de una cementación a presión (forzada).

1. - Anclarse el cementador de 5 a 7 metros arriba de la cima de perforaciones.
2. - Ciérrase la junta de circulación.
3. - Hágase una prueba de inyección para saber la presión de inyección o de fracturamiento y el gasto y verificar la eficiencia de la herramienta.
4. - Abrase la junta de circulación.
5. - Bombear un colchón de agua antes de la lechada.
6. - Bombear un segundo colchón para evitar contaminación de la lechada - lodo.
7. - Desplazar la lechada de cemento hasta que el frente de ésta quede en la herramienta cementadora.

8. - Cerrar la junta de circulación que tiene la -- herramienta.
9. - Inyectar la lechada de cemento con un volú-- men de lodo igual al del cemento.
10. - Desanclar la herramienta cementadora, le-- vantar de 5 a 7 metros, y circúlese inverso hasta desalojar los colchones de agua del po zo.

Nunca debe abrirse la junta para circular inverso, de hacer esto el cemento que queda después de la junta puede fraguar y atra-- par la herramienta.

Cuando una herramienta no quiere anclarse, es recomenda-- ble hacer nuevos intentos a profundidades superiores distintas.

No es recomendable anclar a la misma profundidad más de -- una vez la herramienta; porque se puede atorar o se tienen dificulta-- des para desanclarla.

Antes de iniciar una cementación forzada el Ingeniero respon-- sable de la operación debe cerciorarse que la herramienta esté a la

profundidad programada.

J. - Causas que deben evitarse al efectuar una cementación forzada.

- a). - Interpretación incorrecta del gradiente de fractura de la formación.
- b). - Cálculo incorrecto del volúmen de cemento para utilizar.
- c). - Cálculo incorrecto del volúmen de lodo para desplazar la lechada hasta el cementador.
- d). - Cálculo incorrecto del volúmen de lodo para inyectar la lechada.
- e). - Mezcla pobre de cemento.
- f). - Exceso de agua en relación con el cemento.
- g). - Contaminación de la lechada con otros flúidos.
- h). - Mala dosificación de aditivos con el cemento.
- i). - Perforaciones en la tubería de ademe mal situadas y sin penetración.

K. - Información necesaria para la cementación forzada.

- a). - Conocer diámetro, grado y peso de la tubería que se tiene cementada.
- b). - Conocer la profundidad y espesor del intervalo por donde se inyectará la lechada de cemento.
- c). - Tipo, diámetro, grado y peso de la tubería que se va utilizar para la operación.
- d). - Tipo de fluido que se tiene en el pozo, así como la densidad.
- e). - Conocer la temperatura a la profundidad del intervalo por recementar.
- f). - Conocer el tiempo aproximado que se llevará la operación.
- g). - Las presiones que resisten las tuberías que se están utilizando.
- h). - Tipo de cemento que se va a utilizar, así como el tiempo de bombeo.

Ejemplo:

Tubería de ademe de 7 5/8" P-110, lb/pie de 3500 a 3900 m.
profundidad de las perforaciones (8 de 1 pg) de 3800 a 3800.5 m.

Tubería de producción de 3 1/2" P-105, 12.95 lb/pie de 0 a 3795 m.
profundidad de la cementadora a 3795 m.

Capacidad de la tubería de ademe 22.4 litros/m.

Capacidad de la tubería de producción 4.5 litros/m.

Temperatura para la dosificación del cemento 170°F

Densidad del fluido de control 1.30 gr/c.c.

Cemento 50 sacos de 36.6 litros/saco.

Colchón de agua después del cemento 1000 litros.

1. - Cálculo del volumen: que hay de la unidad mezcladora a la cima de las perforaciones.

Datos supuestos:

Volúmen por conexiones superficiales = 200 litros.

Volúmen de la T. P. hasta la herramienta (3795 m) (4.5 litros/M) = 17078 litros.

Volúmen de la herramienta a la cima de perforaciones.

$$\begin{array}{r} (5 \text{ m}) (22.5 \text{ litros/m}) \\ \hline V_t = 110 \text{ litros.} \\ = 17388 \text{ litros.} \end{array}$$

2. - Cálculo del volumen de fluido de control: que se requiere

para desplazar la lechada de cemento hasta la herramienta.

Capacidad total	17 832 litros.
Volúmen de la lechada (50 m) (38.6 litros/m)=	1 930 litros.
Volúmen del colchón de agua=	1 000 litros.
	<hr/>
	2 930 litros.

Volúmen para desplazar:

$$(17\ 388 - 2\ 930) = 14\ 488 \text{ litros.}$$

3. - Tiempo supuesto de la operación:

Mezclando cemento	15 min.
Bombeando el 2° colchón de agua	5 min.
Desplazando la lechada hasta la hta.	30 min.
Cerrando la junta de	

circulación	10 min.
Inyectando la lechada	15 min.
Desanclando la herramienta	5 min.
Circulando inverso el exceso de lechada	40 min.
	<hr/>
T_t	= 120 min.

En este caso se recomienda que el tiempo de fraguado o bombeabilidad del cemento sea cuando menos el doble del determinado, por si hay algún contra tiempo no previsible durante la operación.

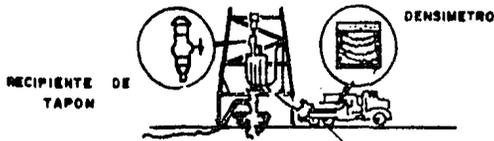
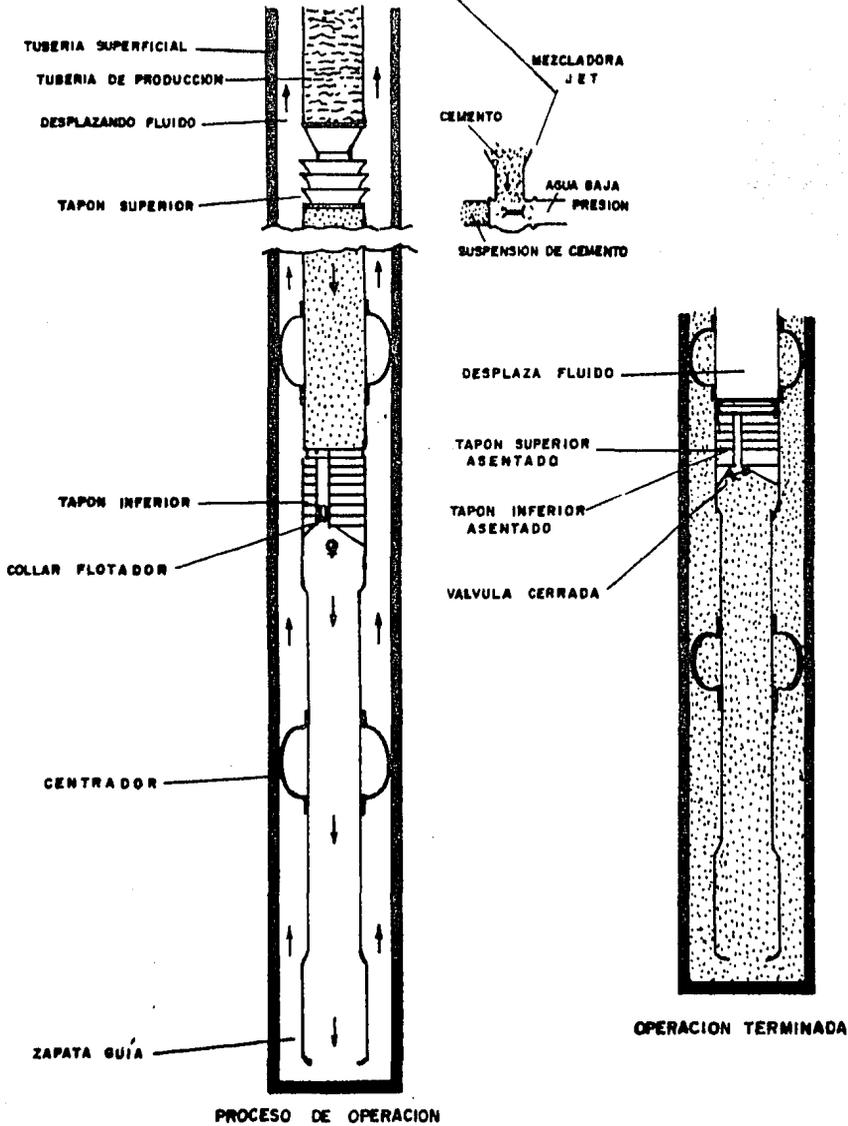


Fig. III-1 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA CEMENTACION.



T E M A IV

V. - FLUIDOS DE CONTROL.

IV.1. - Tipos de fluidos.

Para llevar a cabo la terminación de un pozo y efectuar en es te los trabajos que se requieren; es necesario que el pozo esté lleno de fluido siendo:

- a). - Lodos de base aceite.
- b). - Lodos de base agua.
- c). - Agua salada.
- d). - Fluidos especiales.

A). - Lodos de base aceite.- Este tipo de lodo es la mezcla de aceite, barita, bentonita y reactivos que sirven para darle las propie dades física-químicas que se requieren.

Este lodo es ideal para trabajos de perforación y termina - - ción de pozos porque no daña la formación, ya que la invasión de - - fluido en este caso es aceite.

Las ventajas y desventajas que tiene el lodo base aceite son:

Ventajas:

- a). - No hidratan las arcillas de las formaciones.
- b). - No daña las formaciones, el filtrado.
- c). - Produce una película de enjarre más delgada.
- d). - Lubrica mejor las partes del equipo.
- e). - No se contamina fácilmente.
- f). - No deslava tanto las formaciones evitando formar cavernas.

Desventajas:

- a). - Su alto costo.
- b). - Provoca algunos problemas en algunos registros geofísicos.
- c). - Puede provocar problemas de incendio cuando el aceite usado sea combustible.

B). - Lodo base agua. - Los lodos de base agua es la mezcla de agua dulce, barita, bentonita principalmente reactivos para darle las propiedades físico-químicas que se requieren.

La barita es uno de los principales elementos que se utilizan para incrementar la densidad del fluido su peso específico es de - - - 4.5 gr/cc.

C). - Agua salada. - El agua salada se utiliza como fluido de

control en trabajos de terminación y reparación de pozos, su densidad varía de 1.08 a 1.18 gr/cc. Este fluido se usa para perforar domos salinos y algunas veces cuando se encuentran flujos de agua salada. Este presenta altos filtrados y enjarres, a menos que se utilicen coloides orgánicos para su control.

D). Fluidos especiales. - Son aquellos que se preparan para atacar un problema en particular, entre los cuales están los siguientes:

- a). - Fluidos de solución química.
- b). - Fluidos a base de espumas.

Para poder efectuar todas las operaciones en la terminación de un pozo es necesario que el pozo esté lleno de un fluido, el cual puede ser: agua dulce, agua salada, lodo etc.

A. - Fórmula para determinar la cantidad de barita para aumentar la densidad del fluido de control.

Fórmula:

$$P = \frac{V_1 (D_2 - D_1)}{1 - \frac{D_2}{P_e}}$$

Donde:

P = Cantidad de barita en Kg. o ton.

V_i = Volumen de fluido al que se desea aumentar la densidad en cm^3 ó m^3 .

D_i = Densidad inicial del fluido en gr/cc. o ton/m^3 .

D_2 = Densidad final a la cual deberá incrementarse el fluido en gr/cc. ó ton/m^3 .

P_e = Peso específico de la barita (4.5 gr/cc.)

Ejemplo:

Calcular la cantidad de barita necesaria que hay que agregar al volumen de fluido para aumentar la densidad de 1.15 a 1.60 gr/cc. si se tiene un volumen de 50 m^3 .

$$P = \frac{50 \times 10^6 (1.60 - 1.15)}{1 - \frac{1.60}{4.5}}$$

$$P = \frac{22.5 \times 10^6}{0.6444} = 34916.2 \text{ Kg} \\ = 34.91 \text{ ton.}$$

B. - Formula para determinar el volumen de agua al disminuir la densidad del fluido.

Formula:

$$V = \frac{V_1 (D_1 - D_2)}{D_2 - 1}$$

Donde:

V = Volumen de agua requerido para disminuir la densidad del fluido en cm³ ó m³.

V₁ = Volumen de fluido al que se desea disminuir la densidad en cm³ ó m³.

D₁ = Densidad inicial del fluido en gr/cc. ó Ton/m³.

D₂ = Densidad final del fluido en gr/cc. ó Ton /m³.

Ejemplo:

Calcular la cantidad de agua que hay que agregar al volumen de fluido para disminuir la densidad de 1.60 a 1.15 gr/cc. si se tiene un volumen de 50 m³.

$$V = \frac{50 (1.60 - 1.15)}{1.15 - 1} = 150 \text{ m}^3 \text{ de agua.}$$

IV. 2. - Importancia de la densidad, viscosidad, contenido de sólidos y filtrado.

a). - Densidad. - La determinación y control de la densidad de los lodos es esencial para el desempeño de algunas funciones básicas, tales como evitar el flujo de fluidos de las formaciones hacia el pozo o también la de evitar derrumbes de las paredes del pozo. También es necesario el valor de la densidad para poder efectuar cálculos hidráulicos, cálculo de contenido de sólidos en el lodo, de consumo de materiales para aumentar o disminuir la densidad.

La densidad del lodo nos dará una cierta presión hidrostática la cual estará actuando en la "cara" de las formaciones, por lo cual radica la importancia del control de la densidad del lodo porque una densidad alta puede originar pérdidas de circulación o una densidad baja puede provocar brotes o reventones.

b). - Viscosidad. - Es también una propiedad del lodo muy importante porque de ella depende la eficiencia para sacar los recorres a la superficie durante la circulación del lodo. También la viscosidad del lodo afecta la velocidad de perforación, ya que al aumentar

la viscosidad disminuye la velocidad de perforación de las rocas. La viscosidad del lodo depende de la densidad, del contenido de sólido, del tamaño del agujero, de la presión, etc.

La viscosidad del lodo se determina mediante dos instrumentos: Embudo Marsh, Viscosímetro Funn.

c). - Contenido de sólidos. - Es otra de las propiedades que deben vigilarse constantemente. El contenido de sólidos nos da una idea del tratamiento a seguir, para acondicionar un lodo, para mejorar sus propiedades reológicas y además tiene relación directa con la velocidad de perforación ya que al aumentar el contenido de sólidos disminuye la velocidad de perforación, debido a que los sólidos aumentan la viscosidad del lodo. La medición del contenido de sólidos y líquidos en el lodo se efectúan en un aparato que es una retorta de destilación.

d). - Filtrado. - Para determinar el filtrado la prueba que se hace consiste en tomar una muestra del lodo y someterla a presión y temperatura con el objeto de conocer la habilidad que tienen los componentes sólidos y químicos del lodo para formar una película delgada y de baja permeabilidad. El valor del filtrado y el espesor -

del enjarre dependen de la concentración y naturaleza de los sólidos contenido en el lodo.

El filtrado del lodo se origina de dos maneras: cuando el lodo esta en reposo (estático) o cuando está en circulación (dinámico).

Para disminuir el daño causado a las formaciones permeables con el filtrado del lodo, este liquido que se filtra debe ser compatible con el fluido contenido en la formación.

TEMA V

TIPOS DE TERMINACION

La terminación de un pozo petrolero, es uno de los trabajos que vienen a complementar los de perforación y son tan importantes como estos.

Por medio de la terminación de un pozo es como se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie, aprovechando para esto la energía natural del yacimiento.

La terminación se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de ademe de explotación o bien en agujero descubierto.

Para llevar a cabo la terminación, debe planearse y programarse previamente su desarrollo, debido a que existen varios tipos de terminación.

Para cualquiera que sea la terminación que se programe, se tendrán tres tipos de pozos:

- a). - Pozo con yacimiento productor descubierto.
- b). - Pozo con yacimiento productor cubierto con tubería de ademe de un mismo diámetro de su profundidad total a la su-

perficie.

c). - Pozo con yacimiento productor cubierto con tubería corta o liner.

En cada tipo de pozos indicado se pueden efectuar las siguientes terminaciones:

Terminación en agujero descubierto.

- a). - Sencilla con tubería de producción franca.
- b). - Sencilla con tubería de producción, un emparador y accesorios.

- c). - Sencilla con tubería de producción franca.
- d). - Sencilla con tubería de producción; emparador y accesorios.

Terminación en agujero ademado.

- e). - Sencilla selectiva con tubería de producción dos empaadores y accesorios.
- f). - Doble con dos tuberías de producción, dos empaadores y accesorios.
- g). - Doble selectiva con dos tuberías de producción y más de dos empaadores y accesorios.

A. - Terminación sencilla con tubería de producción franca.

La terminación sencilla con tubería de producción franca en un pozo que tiene su formación productora en agujero descubierto se muestra en la fig. (V-1).

Este tipo de terminación puede cumplirse cuando se tengan -- los requerimientos siguientes:

- Que la formación productora no sea deslenable.
- Que la formación productora no se tengan diferentes contactos gas - aceite o aceite - agua.
- Que se tenga un conocimiento claro del comportamiento de hidrocarburos que contiene.

Ventajas:

- a). - Es una terminación rápida y menos costosa que cual- - quier otra.
- b). - El tiempo de operación es mínimo comparado con los - otros tipos de terminación.
- c). - Se pueden obtener grandes gastos de producción, porque se pueden explotar por la tubería de producción, y el espacio anular.

Desventajas:

a). - La tubería de revestimiento de explotación está en contacto con los fluidos del yacimiento, y si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañar la tubería.

b). - Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la tubería de revestimiento por lo cuál siempre estará fatigada por esta causa.

c). - No se pueden efectuar tratamientos o estimulaciones, cuando las presiones de inyección son mayores que la presión interior que resiste la tubería de revestimiento.

d). - Es sumamente difícil inducirlo cuando no fluye debido a la comunicación que existe entre la tubería de producción y revestimiento.

Cuando se lleva a cabo una terminación de este tipo, se efectúan los siguientes trabajos:

a). - Deberá bajarse la tubería de producción franca hasta la profundidad deseada con el pozo lleno de fluido con que se perforó.

b). - Deberá colgarse la tubería de producción en el niple col

gador del medio árbol de válvulas.

c). - Después de esto deben quitarse los preventores que se tienen instalados e instálense el medio árbol de válvulas que hace falta para tener el árbol completo en el pozo.

d). - Deberán probarse las conexiones (árbol de válvulas) que se han instalado a la presión de trabajo que recomienda el fabricante.

e). - Deberá lavarse el pozo desplazando el lodo que contiene por agua, mediante circulación inversa.

f). - Si el pozo no fluye deberá inducirse con sondeo o con nitrógeno.

g). - Deberá limpiarse y aforarse para que el pozo quede listo para pasar a la batería y ser explotado.

B). - Terminación sencilla en agujero descubierto con tubería de producción, empacador y accesorios.

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tubería de ademe, se puede efectuar con empacador sencillo recuperable o permanente, todo dependerá del tipo de hidro-

carburo que se desee explotar, así como de las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien por operaciones que se deseen efectuar después de la terminación, acidificaciones o tratamientos de limpieza Fig. (V-2).

Ventajas:-

a). - Es una terminación en la cual la presión del yacimiento así como la presencia de fluidos corrosivos, no afecta a la tubería de ademe de explotación, por estar aislados a base del empacador y la tubería de producción.

b). - Se puede efectuar cualquier tipo de acidificación o fracturamiento, no importa las presiones que se requieran.

c). - En caso de que se requiera un gasto considerable, se puede abrir la válvula de circulación para explotar por el espacio anular simultáneamente.

Desventajas:

a). - Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas.

b). - Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.

c). - Al tenerse aceite viscoso es más difícil la explotación.

Desarrollo de la operación:

a). - Con el pozo lleno de fluido de perforación y las conexiones provisionales se baja la herramienta para reconocer la profundidad interior de la tubería de revestimiento.

b). - Si se usa empacador recuperable, se baja éste con el aparejo de producción hasta la profundidad programada, se ancla el empacador y se deja el peso recomendado por el fabricante y el resto del peso de la tubería de producción queda colgado del niple colgador que lleva el árbol de válvulas.

c). - Deberán quitarse las conexiones provisionales (prevéntores) y se instalan al medio árbol de válvulas que falta.

d). - Deberán probarse las conexiones superficiales (medio árbol de válvulas) a la presión adecuada de trabajo, cuidando de que la presión no se comunique a la tubería de producción.

e). - Deberá lavarse el pozo desplazando el lodo por agua.

mediante circulación inversa.

f). - Con línea de acero deberá cerrarse la válvula de circulación, si al término de lavar el pozo si se manifiesta presión del yacimiento en la superficie deberá inducirse el pozo, de no suceder esto se desplaza el fluido de la tubería de producción por nitrógeno y posteriormente se cierra la válvula.

g). - Deberá descargarse el nitrógeno de la tubería de producción a la atmósfera con el pozo estrangulado de menor a mayor diámetro para evitar colapsar la tubería de producción.

h). - Deberá de limpiarse el pozo y posteriormente se pasará a la batería de recolección.

C. - Terminación sencilla con agujero ademado y tubería de producción franca.

Este tipo de terminación es igual a la terminación con tubería de producción franca, solo que aquí se tiene que perforar la tubería de revestimiento (T. R.) para poder poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo. en este tipo de terminación todas las operaciones se hacen con el pozo lavado Fig. (V-3).

Ventajas:

Son las mismas que la terminación en agujero descubierto con tubería de producción franca.

Desventajas:

También son las mismas.

Desarrollo de la operación.

Son las mismas que en el caso anterior con la única diferencia que antes de lavar el pozo deberán tomarse los registros necesarios, para determinar la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento, si ésta es satisfactoria se procede a la terminación, en caso contrario deberá corregirse mediante cementaciones forzadas.

D. - Terminación sencilla en agujero ademado, con tubería de producción, empacador y accesorios.

Este tipo de terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contacto gas - aceite o aceite - agua, ya que mediante la cementación de la tubería de revestimiento (T. R.), se puede seleccionar el intervalo que más

convenga para la terminación.

El tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como el tipo de hidrocarburos que se va explotar y de la profundidad a que deberá anclarse Fig. (V-4).

Ventajas:

Son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto y empacador anclado en la tubería de revestimiento.

Desventajas:

Las mismas de la terminación anterior.

Desarrollo de la operación.

- a). - Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo, se baja con barrena y escareador hasta la profundidad anterior.
- b). - Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.
- c). - Si el empacador es permanente, se baja éste con cable o con la tubería de producción, se ancla a la profundidad programada y posteriormente se introduce la tubería de producción, con el mandril de anclaje del empacador y demás accesorios.

d). - Se hace el ajuste para que las unidades selladoras queden en tal forma que hagan sello en el empacador y a la vez la tubería de producción quede colgada en la parte superior, (niple colgador).

e). - Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de válvulas que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexiones con la presión indicada por el fabricante, sin que ésta se comunique a la tubería de producción.

f). - Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sean necesarias para el intervalo programado.

g). - Si el pozo se presiona durante los disparos, al terminar estos y haber sacado el cable y la cabeza utilizada para efectuar los disparos, se abre el pozo y se limpia, y posteriormente se pasa a la batería, o se estimula según el caso.

h). - Si no acumula presión una vez recuperada la cabeza de disparos, se baja con línea de acero y la herramienta adecuada, se abre la válvula de circulación, que previamente se colocó en el aparejo.

i). - Se desplaza el fluido de la tubería de producción con gas

inerte, se cierra la válvula de circulación, se recupera la herramienta, se descarga, la presión del nitrógeno a la atmósfera, estrangulando de menor a mayor diámetro, se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería.

E. - Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y tubería de revestimiento cementada.

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar y tubería de ademe cementada.

Esta terminación lleva dos empacadores que pueden ser; el inferior permanente y superior recuperable, o bien las dos permanentes y sus accesorios entre ambos empacadores Fig. (V-5).

Ventajas:

- a). - Poder explotar simultáneamente los dos yacimientos si así se desea o individualmente.
- b). - Es recomendable para pozos de difícil acceso, así como para pozos marinos.

Desventajas:

a). - Mayor tiempo en la terminación debido a las diversas -
herramientas que deben bajarse antes de introducir los empacadores.

b). - Las perforaciones para los intervalos por explotar, de-
ben de hacerse con el pozo lleno de lodo y conexiones provisionales.

c). - Mayor costo.

d). - Daño a la formación al momento de efectuar los dispa-
ros para producción.

Desarrollo de la operación.

a). - Con conexiones provisionales en la superficie, se baja
barrena y escareador hasta la profundidad interior, se acondiona el
lodo con las características adecuadas, se saca la herramienta.

b). - Se baja las pistolas adecuadas para que éstas no flote
en el lodo y se dispare el intervalo inferior y posteriormente el supe-
rior.

c). - Se baja barrena y escareador para conformar la tube-
ría de ademe en ambos disparos.

d). - Se mete el empacador inferior con cable o tubería de

producción y se ancla a la profundidad programada.

e). - Se conecta la parte de aparejo que lleva el mandril multi-
v, que anclará en el empacador inferior, así como los demás acceso-
rios con la válvula de circulación cerrada.

f). - Se conecta a continuación el empacador superior a la tu-
berfa de produccion y accesorios que lleve arriba del empacador con
la válvula de circulación abierta.

g). - Se hace el ajuste para que el mandril inferior quede den-
tro del empacador inferior y el empacador superior, si es recupera--
ble quede con el peso recomendado por el fabricante y el excedente
colgado del niple.

h). - Se quitan las conexiones superficiales provisionales y se
instala el medio árbol de válvulas.

i). - Después de haberse probado el medio árbol se desplaza
el lodo por agua por circulación inversa, si tiene presión al terminar
de lavar el pozo, se baja la herramienta con línea y se cierra la vál-
vula de circulación.

j). - En caso de no tenerse presión en la superficie antes de

cerrar la válvula de circulación superior se desplaza el agua por nitrógeno.

k). - Se cierra la válvula y se induce el pozo.

F. - Terminación doble con dos tuberías de producción y dos empacadores.

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen - más de dos yacimientos productores con características diferentes ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones. Fig. (V-6).

Ventajas:

a). - Se pueden explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente.

b). - En caso de que alguno de estos yacimientos produzca - - fluido o gas se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

Desventajas:

a). - Mayor tiempo en la terminación.

b). - Al efectuar los disparos de producción el pozo debe estar lleno de lodo, lo que en la mayoría de los casos se daña la formación.

c). - Se tienen conexiones provisionales hasta haber introducido el aparejo de producción, para posteriormente instalar el medio árbol de válvulas para lavar el pozo.

d). - Mayor problema para inducirlo debido al daño que se genera al efectuar los disparos. Este tipo de terminación debe de utilizarse en casos muy especiales por lo complejo que es.

\ Desarrollo de la operación.

Son las mismas indicadas en la terminación sencilla selectiva.

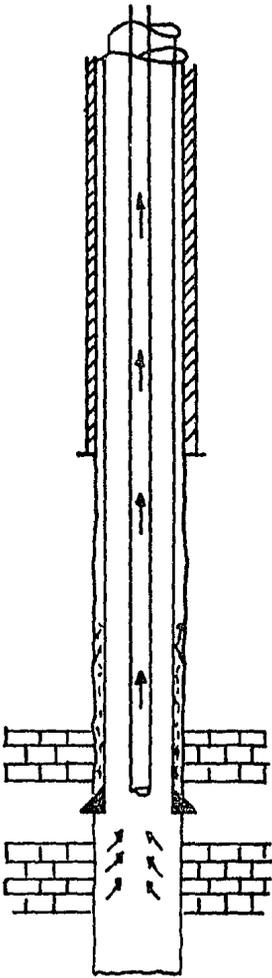


FIG. V-1

TERMINACION EN AGUJERO
DESCUBIERTO.

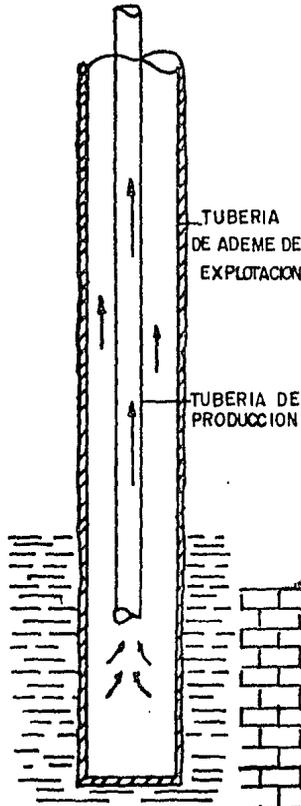


FIG. V-3

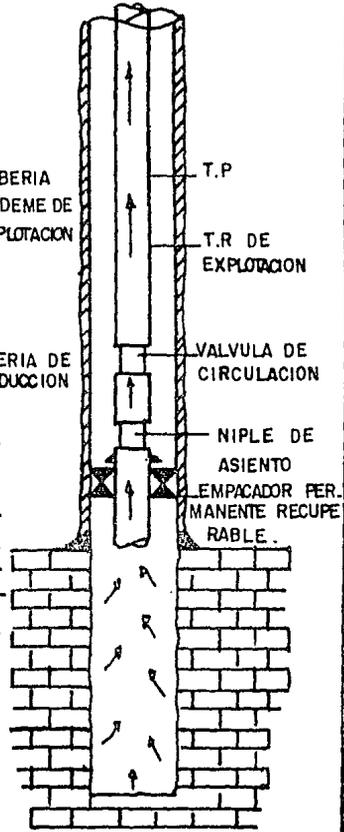


FIG. V-2

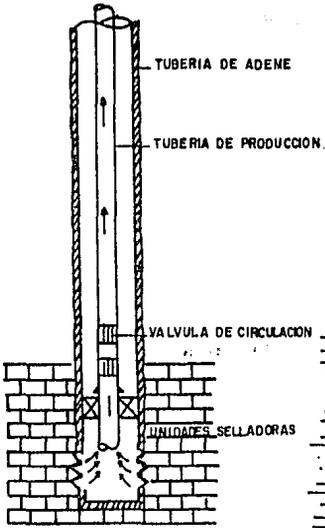


FIG. V_4

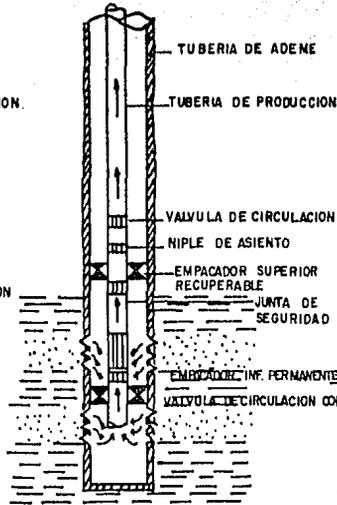


FIG. V_5

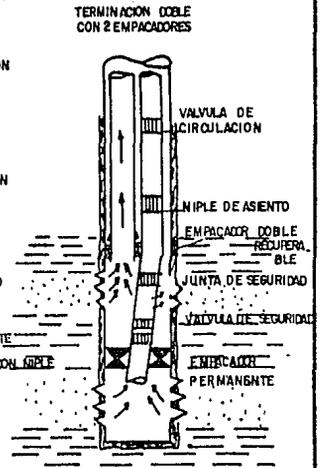


FIG. V_6

TEMA VI

VI. - OBJETIVO Y FUNCIONES DE ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUB-SUPERFICIALES.

VI.1. - Arbol de válvulas.

Es parte fundamental en el pozo y nos permitirá durante la perforación y la terminación poder instalar conexiones que servirán de control durante los diversos trabajos que se efectúan, así como para anclar y soportar las tuberías de ademe y producción y para controlar las presiones durante la explotación.

Las partes de que consta un árbol de válvulas se pueden apreciar en la Fig. (VI-1).

SECCION "A"

PART.	CANT.	PART. N°	DESCRIPCION
1	1	606303	Cabezal T.R. 13-3/8", CWC-T, 13-3/8" 8HRX12-3MX2 de 2-3M, A, Carbón dur. cant.
2	2	68114	Válv. compta., extremos bridados, 2-3M, Mod. "B", clase A.
3	1	22124	Colgador T.R. Tipo W, 13-3/8" X 9 5/8".

PART.	CANT.	PART.Nº	DESCRIPCION
4	1	- - -	Protector p/prueba, CWC-T, - 13-3/8" X 9-5/8", A. Carbón - dur. cont.
5	2	605433	Brida compañera 2-3/5"M, ma- chueleada a 2" L. P.
6	1	- - -	Brida de sello 12-3M X 9-5/8" A. Carbón dur. cont.
7	2	605624	Anillo API R-57
8	4	605608	Anillo API R-24
9	20	- - -	Birlo de 1-3/8" X 14-1/2" c/2 tcas. cadminizado.
10	16	- - -	Birlo de 7/8" X 6" c/2 tcas. cad minizado.

TOTAL SECCION "A"

SECCION "B"

11	1	606304	Carrete T. R. 9 5/8", CWC-T, 12-3M X 10-5M X 2 de 2-5M, A. Carbón dur. cont.
12	2	68115	Válv. compta. extremo bridados 2-5M, mod. "B", clase A.
13	1	22112	Colgador TR tipo W de 10 3/4" X 7"

PART.	CANT.	PART. N°	DESCRIPCION
14	1	- - -	Protector p/prueba, CWC-T, - 10-3/4" X 7", A. Carbón, dur. cont.
15	1	606376	Pack-off CWC-L 9-5/8", dur. cont. A/C.
16	2	605433	Brida compañera 2-3/5" M, Ma chueleada a 2" L. P.
17	1	- - -	Brida de sello 10-5 MX 7" A. -- carbón, dur. cont.
18	2	605623	Anillo API R-54
19	4	605608	Anillo API R-24
20	12	- - -	Birlo de 1-7/8" X 19-1/2" c/2 tcas. cadminizado.
21	16	- - - -	Birlo de 7/8" X 6" c/2 tcas. cad minizado.
TOTAL SECCION "B"			
<u>SECCION "C"</u>			
22	1	- - -	Cabezal T.P. 7", CWC, 10-5M X 8-5M A. Carbón, dur. cont.
23	4	68104	Válv. compta., extremos brida- dos, 2-5M, mod. "B" clase D.
24	1	- - -	Colg. T.P. AD-HW de 8-5/8" X 3 1/2" A. inox., dur. cont.
25	1	606367	Pack-Off CWC-L 7" A. carbón dur. cont.

PART.	CANT.	PART. N°	DESCRIP C I O N
26	2	605433	Brida compañera 2-3/5" M, machueleada a 2" L. P.
27	2		Porta-estrangulador 8746, extremos bridados 2-5M, A. carbón dur. cont.
28	1	605621	Anillo API R-50
29	8	605608	Anillo API R-24
30	12	- - -	Birlo de 1 5/8" X 12-1/4" c/2 tcas. cadminizado.
31	48	- - -	Birlo de 7/8" X 6" c/2 tcas. cadminizada.
32	2	605857	Válv. de agujas, ángulo, 1/2" L. P. 10 m.

TOTAL SECCION "C"

SECCION "D"

33	4	68104	Válv. compta., extremos bridados, 2-5M, Mod. "B", clase D.
34	3	68139	Válv. compta., extremos bridados, 3-5 M, Mod. "B", clase D.
35	1	605849	Válv. aguja recta 1/2" L. P. 10 M.
36	2	605433	Brida compañera 2-3/5" M, Machueleado a 2" L. P.
37	1	- - -	B. S. C. T. P. Tipo FR, 8-5 MX 3-5 M, A. carbón dur. cont.

PART.	CANT.	PART. N°	DESCRIPCION
38	1	606257	Buje colgador T.P. de 3", 3 1/2" E.U.A. inox. dur. cont.
39	1	606260	Anillo Gray loc. p/buje de 3", A. inox. dur. cont.
40	1	- - -	Cruz 3-5M X 2-5 M, A. carbón, dur. cont.
41	2	- - -	Porta-estrangulador 8746, extre mos bridados 2-5M, A. carbón dur. cont.
42	1	- - -	Adaptador p/lubricador tipo "L" 3-5 M, 3 1/2" E.U.A. carbón dur. cont.
43	1	605860	Manómetro 4 1/2" Ø, rango 0-5 M.
44	5	605612	Anillo API R-35.
45	8	605608	Anillo API R-24.
46	16	- - -	Birlo de 1-1/8" X 7" - 1/4" c/2 tcas. cadminizado.
47	48	- - -	Birlo de 7/8" X 6" c/2 tcs. cad- minizado.
48	2	605857	Válv. de aguja, ángulo 1/2" L.P. 10 M.

TOTAL SECCION "D"

Durante los trabajos de perforación se utiliza la parte inferior del árbol de válvulas, y en la terminación se utiliza la parte superior

del árbol.

VI. 2. - Cabezal de tubería de ademe superficial.

El cabezal de la tubería de ademe superficial es la primera parte del árbol de válvulas que se instala en el pozo, ya sea mediante enroscamiento o soldadura con la primer tubería de ademe superficial. ver Fig. (VI-2).

Este cabezal sirve de base para soportar las primeras conexiones superficiales de control para continuar la perforación del pozo, así como anclar y colgar de él la siguiente tubería de ademe que se cimenta o tubería intermedia.

VI. 3. - Cabezal de tuberías de producción.

Cabezal para la tubería de producción que sirve para instalar, en el, los preventores durante la terminación. Así como instalar la parte superior del medio árbol, del cual colgará la tubería de producción.

VI. 4. - Empacadores.

Los empacadores de producción, son herramientas sub-superficiales que se utilizan para formar un sello entre la tubería de revestimiento de explotación y la tubería de producción.

Funciones básicas de los empacadores:

- Aislar los fluidos y presiones ejercidas por el yacimiento de la tubería de ademe de explotación.
- Tener control eficiente durante la vida de explotación del pozo.
- Poder efectuar operaciones donde haya necesidad de aplicar presión sin fatigar la tubería de revestimiento.
- Lograr que la tubería de revestimiento de explotación se conserve en buenas condiciones para más tiempo.

Clasificación de Empacadores.

Los empacadores de acuerdo a su mecanismo y características se pueden agrupar en:

"Recuperables"

- a). - Sencillos de anclaje hidráulico con tubería de producción.
- b). - Dobles de anclaje hidráulico con tubería de producción.

"Permanentes"

- a). - Sencillos de anclaje hidráulico y mecánico con tubería de

producción.

b). - Sencillos de anclaje con cable y explosión de carga.

La selección de un empacador dependerá del tipo de terminación que se vaya a efectuar, de los fluidos y presiones que se va a soportar y del tipo de hidrocarburo que se explotará, así como de la profundidad a la cual va a quedar anclado.

Para poder tomar la decisión más adecuada, con relación a la selección de un empacador para una terminación, es conveniente tomar en consideración lo siguiente:

- Gasto que se espera extraer del pozo, área del flujo.
- Presión y tipo del fluido del yacimiento.
- Temperatura y profundidad a la que se anclará.
- Presiones o esfuerzos por trabajos especiales que se efectúen al pozo.
- Tipo de anclaje y desanclaje del empacador.

"Recomendaciones para el anclaje:"

Para que el empacador que se introduzca en el pozo trabaje eficientemente, es necesario tener en cuenta las recomendaciones del fabricante por cuanto a presión, peso o torsión con que debe quedar el empacador anclado.

VI. 5. " accesorios de aparejo de producción."

Los accesorios que se instalen y se introduzcan con el aparejo de producción están en función del tipo de terminación que se va a diseñar y serán tan abundantes como los trabajos que se efectúen durante la explotación o riesgos presente al pozo.

Dichos accesorios generalmente son los siguientes:

- a). - Válvulas de circulación.
- b). - Niples de asiento.
- c). - Camisa de expansión.
- d). - Junta de seguridad.
- e). - Válvula de tormenta.

a). - Válvulas de circulación.

Es uno de los accesorios del aparejo más importante ya que en este, se llevan a cabo varios trabajos durante y después de la terminación; nos permite después de anclado el empacador, poder comunicar al interior de la tubería de producción con el espacio anular de la tubería de revestimiento.

Entre las operaciones más importantes que se desarrollan a través de las válvulas de circulación son los siguientes:

- Poder desplazar el fluido que contiene la tubería de producción por otro que se requiera.

- Poder efectuar tratamientos con ácido ya sean de limpieza o a la matriz, únicamente utilizando para ello la línea acerada, que nos permitirá abrir y cerrar la válvula cuantas veces se requiera, sin necesidad de hacer ningún otro trabajo con la tubería de producción o con el empacador.

b). - Niples de asiento.

Es un accesorio más del aparejo de producción que sirve para alojar tapones de tuberías, válvulas de pie, válvulas de contrapresión, estranguladores de tormentas, etc.

c). - Camisa de expansión.

La camisa de expansión es otro accesorio que se instala en el aparejo de producción sencillo en pozos profundos, su función consiste en absorber las elongaciones o contracciones de la tubería de producción para que el mandril sellador (Multi-V) del empacador permanente, no se salga de éste y se tenga comunicación con el espacio anular.

La tubería de producción en pozos profundos, sufren elongaciones o contracciones por cambios de temperatura ya sea durante un tratamiento con ácido, al desplazar el fluido con nitrógeno, etc.

Cualquiera que sea el tipo de terminación sencilla permanente que se efectúe, deben calcularse las elongaciones o contracciones, para determinar la longitud de cualquiera de los accesorios que se usen y en esa forma tener la certeza de que el aparejo trabajará correctamente.

d). - Junta de seguridad.

La junta de seguridad es otro de los accesorios que se incluyen en los aparejos de producción principalmente en las terminaciones múltiples.

La función de la junta de seguridad que se instala en el aparejo múltiple sirve para desconectar la tubería de producción en esta parte por lo cual debe colocarse inmediatamente después del empacador recuperable.

Estas juntas pueden ser operadas por tensión o por rotación a la derecha con la tubería de producción todo depende del tipo de junta.

VI. 6. - Movimientos ascendentes y descendentes de tubería de producción en un pozo.

El cálculo de los movimientos ascendentes o descendentes por cambios de temperatura o por presión interna, son com--

-plejos; sin embargo, deben efectuarse al diseñar el aparejo de producción para la terminación.

En la práctica no es común efectuar cálculos para desplazamientos ejercidos por baja temperatura (20°C) o presiones de 20 Kg/cm^2 porque no se disponen de los medios necesarios en el pozo para medirlas.

Cuando la tubería es sometida a altas temperaturas 150 ó 200°C y altas presiones como 500 ó 700 kg/cm^2 , las elongaciones o contracciones de la tubería en pozos profundos ($5,000\text{ m}$) pueden llegar hasta los 10 ó 20 metros, todo depende del grado, peso y diámetro de la tubería que se use.

A. - Consideraciones en el diseño de la tubería de producción en un aparejo de producción.

Todas las consideraciones que se toman en cuenta para el diseño de la tubería de producción son:

- a). - Determinación del peso de una tubería de producción en diferentes medios de fluidos.

Ejemplo: -

Si tiene una tubería de producción de $3\ 1/2''$, P-105, - -

9.3 lb/pie en el aire deberá determinarse el peso de ésta, si se introduce en diferentes fluidos como lodo de $\rho = 1.5 \text{ gr/cc.}$ y agua de $\rho = 1.00 \text{ gr/cc.}$

Formula para determinar el peso en diferentes fluidos.

$$W_f = w \left(1 - \frac{df}{ds} \right)$$

Donde:

W_f = Peso de la tubería de producción en Kg dentro del fluido.

W = Peso de la tubería de producción en Kg en el aire.

df = Densidad del fluido en gr/cc.

ds = Densidad del acero en gr/cc.

1° solución peso de la T.P. en el aire:

Convirtiendo el peso de 9.3 lb/pie a Kg/m.

$$\text{Peso} = 9.3 \times 1.488 = 13.84 \text{ kg/m.}$$

2° peso de la T.P. en el lodo

$$W_f = 13.84 \text{ Kg/m} \left(1 - \frac{1.5}{7.6} \right) \frac{\text{gr/cc.}}{\text{gr/cc.}}$$

$$W_f = 11.21 \text{ Kg/m.}$$

3° peso en la T.P. en agua.

$$W_f = 13.84 \text{ Kg/m} \left(1 - \frac{1.0}{7.6}\right) \frac{\text{gr/cc.}}{\text{gr/cc.}}$$

$$W_f = 12.04 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{En el aire} \quad 13.84 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{En el agua} \quad 12.04 \text{ Kg/m.}$$

$$1.8 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{En el aire} \quad 13.84 \text{ kg/m.}$$

$$\text{En el lodo} \quad 11.21 \text{ Kg/m.}$$

$$2.63 \text{ Kg/m.}$$

Por lo tanto si tenemos una tubería de producción de 3 1/2" a 4 500 m.

$$\text{En el aire pesará } 4\,500 \times 13.84 = 62.28 \text{ tons.}$$

$$\text{En el agua pesará } 4\,500 \times 12.84 = 57.84 \text{ tons.}$$

$$\text{En el lodo pesará } 4\,500 \times 11.21 = 50.44 \text{ tons.}$$

b). - Cálculo del alargamiento de la T.P. por temperatura - -

Cuando la tubería de producción es introducida al pozo - sufre un calentamiento generado por el fluido contenido en el pozo o

bién por el fluido aportado por el yacimiento ocasionando un alargamiento en la tubería de producción.

Este alargamiento puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$\Delta L = 12CL_{AT}$$

Donde:

ΔL = Alargamiento que sufre la tubería de producción.

12 = Factor para convertir pies a pulgadas.

C = Coeficiente de expansión térmica del material del tubing (Para el acero: $C = 6.9 \times 10^{-6} / 1^\circ \text{F}$).

L = Longitud de la tubería de producción en pies.

ΔT = Incremento de la temperatura en $^\circ \text{F}$.

EJEMPLO

Determine el alargamiento que sufre la T.P. de 3 1/2", - - -
P-105, 9.3 lb/pie que se introduce a un pozo a la profundidad de ----
16,400 pies (5000 m), si la temperatura en la superficie es de 86° F
(30° C) y la de fondo es de 322° F (150° C).

Solución:

1). - Determine la temperatura media

$$86 + \frac{322}{2} = \frac{408}{2} = 204^\circ \text{ F}$$

2). - Determine el incremento de la temperatura .

$$AT = 204 - 86 = 118^\circ \text{ F}$$

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$AT = 12 \times 6.9 \times 10^{-6} / 1^\circ \text{ F} \times 16,400 \text{ ft} \times 118^\circ \text{ F} = 160.23$$

$$\text{in} = 13.3 \text{ ft.}$$

C). - Cálculo del acortamiento de la tubería de producción por presión interna.

Cuando la tubería de producción se le aplica presión interna sufre un acortamiento y entre mayor presión se aplique el acortamiento será mayor, esto es cuando se desliza el mandril a través del empacador.

$$AL_2 = \frac{L}{EAS} \left[(AP - A') AP_i - (AP - A) AP_o \right]$$

Donde:

AL_2 = Acortamiento que sufre la tubería de producción en pg.

L = Profundidad a la que se encuentra el empacador anclado en (pies).

E = Modulo de yougs para el acero = 3×10^7 (lb/pg²)

$12 =$ Factor para convertir pulgadas a pies.

$A_s =$ Area de la sección transversal a la T.P. en (pg^2)

$A_p =$ Area del interior del empacador en (pg^2)

$A_i =$ Area interior de la T.P. en (pg^2)

$A_{pi} =$ Presión superficial aplicada a la T.P. en (lb/pg^2)

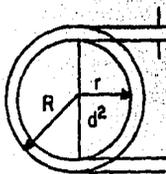
$A^2 =$ Area exterior de la T.P. en (lb/pg^2) .

$AP^2 =$ Presión superficial aplicada al espacio anular en (lb/pg^2) .

EJEMPLO: N° 1

Determine el acortamiento que sufre la T.P. de $3\ 1/2''$, P-105, de $9.3\ lb/pie$, si el empacador está anclado a $16,400\ pies$ - - - $(5\ 000\ m)$ y se le aplica una presión superficial de $6,000\ lb/pg^2$ - - - $(421.8\ Kg/cm^2)$ a la T.P. si el diámetro interior del empacador es $4.25\ pg$ y el espesor es de $0.254\ pg$

Solución:



$$0.254 \times 2 = 0.508\ pg$$

$$35\ pg\ di, R = 1.75$$

$$35 - 0.508 = 2.99$$

$$r = \frac{2.99}{2} = 1.49\ pg$$

$$A_s = \pi (R^2 - r^2)$$

$$A_s = 3.1416 (1.75^2 - 1.49^2)$$

$$A_s = 2.63\ pg^2$$

Tenemos que:

$$3.5 - 0.508 = \frac{2.99}{2} = 1.49 \text{ pg}$$

Sustituyendo:

$$A_s = \pi (R^2 - r^2)$$

$$A_s = 3.1416 (1.75^2 - 1.49^2)$$

$$A_s = 2.63 \text{ pg}^2$$

Determine el área interior del empacador.

$$\text{Area de un círculo } AP = \pi r^2$$

Diámetro interior del empacador = 4.25 pg, radio = 2.125

$$AP = 3.1416 \times 2.125^2 \times 1.49^2 = 6.97 \text{ pg}^2$$

La presión en el espacio anular es cero:

Sustituyendo en la fórmula se tiene.

$$AL_2 = \frac{16,400 \times 12}{7} \left[(14.18 - 6.97) 6,000 - 0 \right]$$
$$3 \times 10 \times 2.63$$

$$AL_2 = 107.90 \text{ pg} = 9 \text{ pies.}$$

EJEMPLO N° 2

Aplicando una presión de 3,000 lb/pg² en el espacio anular, -

se tiene otro acortamiento para este caso, nos falta conocer el valor de A_o (área exterior de la T.P.)

Solución:

Área exterior de la tubería de producción.

$$\text{Área del círculo } A_o = \pi r^2 \quad \therefore r = 1.75$$

$$A_o = 3.1416 \times 1.75^2$$

$$A_o = 9.62 \text{ pg}^2$$

Sustituyendo en la misma fórmula.

$$AL_2 = \frac{16,400 \times 12}{3 \times 10^7 \times 3.55} \left[(7.21)6000 - (14.18 - 9.6^2) \right. \\ \left. 3,000 \right]$$

$$AL_2 = 71.6 \text{ pg.}$$

Conclusiones:

a). - Si no se le aplica presión en el espacio anular, la tubería de producción se acorta y se aplica en forma correcta 6000 lb/pg².

Se acorta la T.P. 107.9 pg.

b). - Si se le aplica presión de 3,000 lb/pg² al espacio anular y a la tubería de producción en forma directa 6000 lb/pg².

Se acorta la T.P. 71.6 pg.

Lo que nos indica que la presión aplicada al espacio anular -
sirve para dos cosas.

1. - Poder incrementar más la presión dentro de la tubería de producción.
 2. - Que la presión en el espacio anular contraresta el acortamiento del primer caso en 107.9 pg 71.6 pg= 36.3 pg.
- d). - Cálculo del acortamiento por deformación de la tubería de producción al aplicar presión interna.

Como ya se vió en el caso anterior, al aplicar la presión interna a la tubería de producción, ésta sufre un acortamiento y como consecuencia una deformación que se traduce en acortamiento. La fórmula para determinar este acortamiento es:

$$\Delta L = \frac{2 \mu}{E} \frac{(P_i - R^2 P_o) \cdot L}{R^2 - 1}$$

Donde:

E= Módulo de elasticidad 3×10^7 (lb/pg²)

M= Relación de poisson 0.28

P_i = Presión aplicada directamente en la T.P. (lb/pg²)

R= Relación entre el diámetro exterior e interior de la T. P. (pg.)

Po= Presión aplicada al espacio anular de la T. P. y T. R. (lb/pg²)

L= Profundidad del empacador (pg)

AL3= Acortamiento por deformación en pies.

EJEMPLO:

Determine el acortamiento que por expansión sufre la T. P. de 3 1/2", P-105, 9.3 lb/pie. si el empacador está anclado a 16,400 pies (5,000 m) y se le aplica una presión superficial de 6,000 lb/pg² (421.8 Kg/cm²), si la T. P. tiene un espesor de 0.254 pg.

Solución:

Determine primero la relación que hay entre el diámetro exterior de la T. P. con el interior de esta.

$$R = \frac{D_o}{D_i}$$

Para esto debe de buscarse el diámetro interior de la T. P.

$$D_o - D_i = 3.5 - 0.508 = 2.99 \text{ pg.}$$

$$R = \frac{3.5}{2.99} = 1.17 \text{ pg}$$

Sustituyendo en la fórmula.

$$AL3 = \frac{2 \times 0.28 \times 12}{3 \times 10^7} (6,000 - 0)$$

$$1.172 - 1$$

$$AL3 = \frac{61.22}{12} \text{ pg.} = 5.10 \text{ pies.}$$

e). - Cálculo del acortamiento que sufre la T. P. al bombear fluidos a la temperatura ambiente.

Sabemos que al bombear fluidos por la T. P. de un pozo, este no se encuentra a la temperatura del fluido contenido por el pozo, y como consecuencia se enfría y la T. P. se acorta.

La fórmula a usar es la siguiente:

$$AL4 = 12 CL AT$$

Donde:

AL4= Acortamiento de la T. P. en (pies)

C= Coeficiente de expansión del acero $6.9 \times 10^{-6} / ^\circ F$

AT= Decremento de la temperatura en ($^\circ F$)

EJEMPLO:

Determine el acortamiento que sufre la T. P. de 3 1/2", P-105, que esta introducida en un pozo a 16,000 pies y la - -

temperatura de fondo es de 322°F y en la superficie es de 86°F .

Solución:

Se determina primero la temperatura media.

$$86 + 322 = \frac{408}{2} = 204^{\circ}\text{F}$$

Ahora determine el incremento de la temperatura que afectará a la T.P.

$$204 - 86 = 118^{\circ}\text{F}$$

Determine el decremento que experimenta la temperatura anterior al bombear el fluido.

$$118 - 86 = 32^{\circ}\text{F}$$

Sustituyendo en la fórmula.

$$AL_4 = \frac{12 \times 16,400 \times 32}{6.9 \times 10^6}$$

$$AL_4 = 43.4 \text{ pg.}$$

Resumiendo todos los efectos tenemos:

$$L_1 = 160.2 \text{ pg.}$$

$$L_2 = 107.9 \text{ pg.}$$

$$L_3 = 61.2 \text{ pg.}$$

$$L_4 = 43.4 \text{ pg.}$$

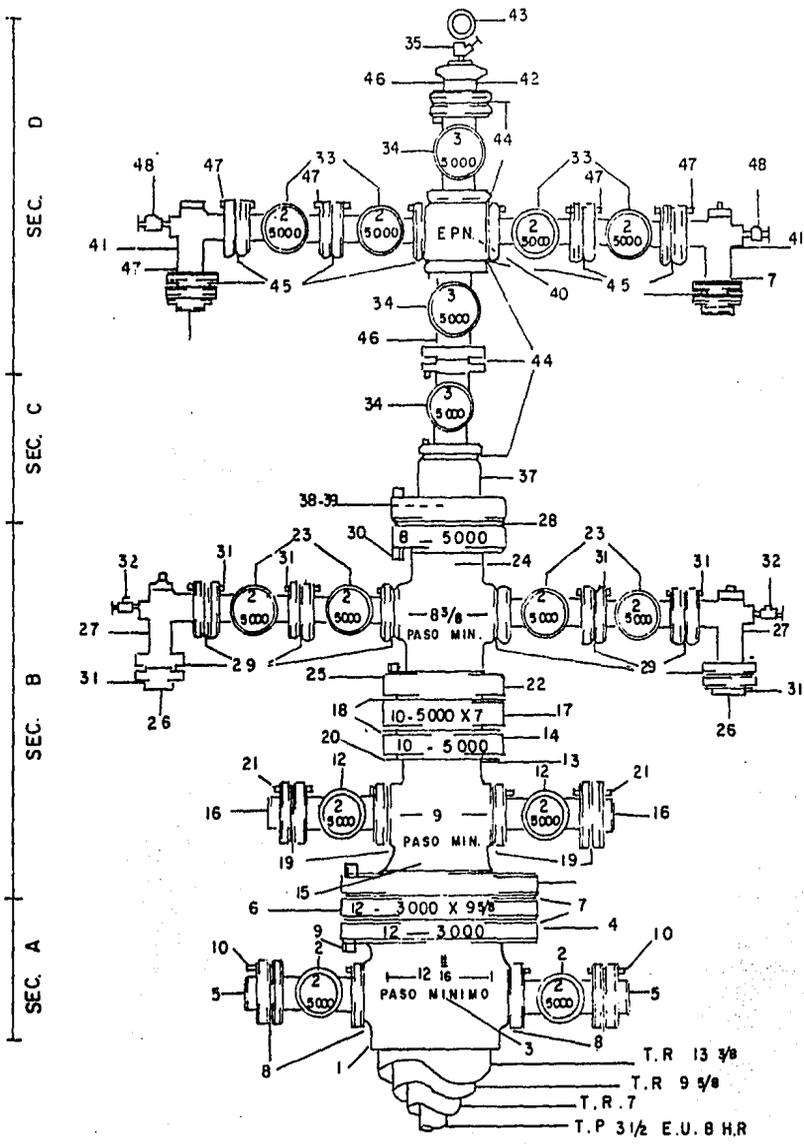
$$212.5 \text{ pg.}$$

Acortamiento 212.5 pg.

Alargamiento 160.2 pg.

$$52.3 \text{ pg.} = 4.35 \text{ pies.}$$

Por lo tanto en nuestro caso deberá introducirse una junta de expansión de 18 pies máximo, sin correr el riesgo de desconectar la T.P.



ENSAMBLE ARBOL VALVULAS 13 3/8 X 9 5/8 X 7 X 3 1/2 EU PROBADO A 700 Kg /cm²

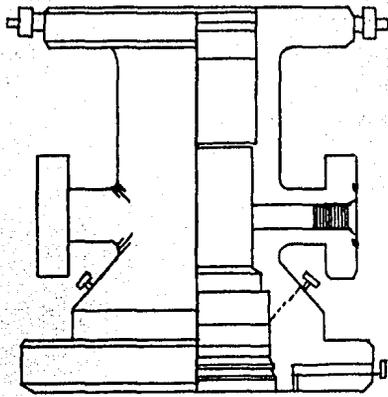


FIG. VI - 2

TEMA VII

VII. - SELECCION DE INTERVALOS.

VII. 1. - De acuerdo con la interpretación de Registros del pozo. Por medio del análisis de los registros geofísicos se puede determinar el espesor, la porosidad y la saturación de agua. Por lo que en muchas ocasiones, el recurso de los registros del pozo, son la única información básica para efectuar una evaluación sobre las posibilidades de producción de hidrocarburos en las formaciones atravesadas por la barrena.

Tomando en cuenta lo anterior, la acertada evaluación de un intervalo por medio de los registros dependerá de los siguientes factores:

a). - Contar con un programa apropiado de registros de acuerdo con las características litológicas de las formaciones, objetivo de la perforación.

b). - Que el conjunto de registros obtenidos reúna las características esenciales de calidad, para que sea confiable la información en ellos contenida.

c). - Selección de un método adecuado de análisis con el objeto de obtener el mayor número de datos posibles.

Tomando en cuenta el primer inciso en lo referente a la programación de registros para un pozo, dependerá de las características litológicas de las formaciones atravezadas, las cuales para fines prácticos se pueden dividir en dos grupos:

- Formaciones blandas.
- Formaciones duras.

Se consideran como formaciones blandas aquellas que están constituidas por alternancias de arenas o areniscas limpias (menos del 20% de arcilla), mal consolidadas, las areniscas arcillosas, areniscas limolíticas, lutitas, etc.

Como formaciones duras a las que se encuentran constituidas por calizas, dolomias, evaporitas, areniscas bien consolidadas, etc.

Con esta sencilla clasificación de características litológicas, se puede elaborar un programa de registros geofísicos para cada caso, sin embargo, conviene considerar que la formación de la columna geológica en un pozo exploratorio es más incierta que en el caso de un desarrollo, por tal motivo el programa de registros es diferente para cada tipo de litología. Por lo general el número de registros programados para un pozo exploratorio es mayor que para el de desarrollo, --

dado que en este último se tiene un conocimiento mejor del área.

TIPO DE REGISTRO

Conviene hacer un breve análisis sobre las características principales de la información recuperada en cada uno de los registros mencionados en forma sencilla sus ventajas y limitaciones.

Los registros que tienen como objetivo obtener información sobre el parámetro R_t (resistividad verdadera de la formación) son los siguientes:

- a). - Eléctrico convencional.
- b). - Inducción (I-Es)
- c). - Doble de inducción (DIL)
- d). - Doble eléctrico enfocado.

Registro eléctrico convencional. - Este registro presenta la ventaja aparente de poder obtener lecturas de resistividades muy altas (Fig. VII -1), sin embargo la poca penetración de investigación - así como la influencia de capas adyacentes en los dispositivos que los constituyen, han hecho concluir que difícilmente los valores obtenidos sean fielmente representativos de R_t , observándose además el requerimiento de su operación, debe realizarse en los conductores

ya que en lodos a base de aceite este registro no puede obtenerse.

Registro de inducción. - Este registro es una buena herramienta para la determinación de R_t , en formaciones de media a baja resistividad ($0.2 - 150 \Omega - m$), el cual puede observarse tanto en lodos conductores como resistivos, sin embargo, sus respuestas dejan de ser confiables en cuerpos de resistividades mayores de ($150 \Omega - m$), y no se obtiene respuesta cuando dicho parámetro excede de ($200 \Omega - m$).

Registro doble de inducción. - Este registro trabaja con las mismas limitaciones que los registros de inducciones, con la diferencia de que en éste se obtienen dos curvas de esta naturaleza, una denominada inducción somera y otra inducción profunda, las cuales acompañadas por una curva del eléctrico enfocado de poca investigación constituye en si una herramienta magnífica para la determinación de R_t , R_{Xo} y D_i (diámetro de invasión) en formaciones de media o baja resistividad, esto significa que es un gran auxiliar para la correcta y exacta interpretación cuantitativa en formaciones duras, ambas curvas de inducción se saturarían en valores mayores de ($200 \Omega - m$).

Registro doble eléctrico enfocado (dual Laterolog). Este re-

gistro es de mayor utilidad ya que se puede utilizar directamente para determinar R_t , aún en capas muy delgadas, por la obtención de dos - curvas de resistividad enfocada, una investigación somera y otra de investigación profunda, las cuales se presentan en escalas logarítmicas, siendo compatible así con los registros micro enfocados. Obteniéndose así los parámetros R_t , R_{X_0} y D_i .

Puede operarse en lodos dulces y salados satisfactoriamente con la única limitación de operación en lodos resistivos (a base de - aceite), en forma semejante al eléctrico convencional.

Los registros que tienen como objetivo obtener la resistividad R_{X_0} , son los siguientes:

- El micro-eléctrico (ML)
- El micro-enfocado (MLL)
- El micro-proximidad (MPL)

Registro micro-eléctrico. - Este registro es útil por que facilita la interpretación cualitativa de la presencia de zonas o secciones con permeabilidad, su resolución es magnífica por la agudeza de su investigación y cuenta además con la curva de calibración, sin embargo los cálculos cuantitativos de R_{X_0} elaborados a través de las - -

curvas micro-normal y micro-inversa dejan mucho que desear sobre todo cuando la porosidad es baja (menor del 20%).

Registro micro-enfocado y el micro-proximidad. - Estos registros ofrecen mejor información sobre RXo teniendo presente únicamente la observación de la profundidad de invasión de filtrado y espesores del enjarre, para decidir sobre el cual es más conveniente en cada caso. Estos dos registros tienen la misma presentación, es decir en el lado derecho en escala logarítmica la curva de RXo, lo cual los hace compatibles con los registros doble eléctrico enfocado y doble de inducción y además en el lado izquierdo presentan la información del registro microeléctrico ya discutida.

El registro radiactivo convencional (rayos gamma o neutrón). - Es un dispositivo que ha sido de mucha utilidad como herramienta de correlación, para la interpretación cualitativa o cuantitativa de arcillosidad con la curva de rayos gamma, para la interpretación aproximada de la porosidad con la curva de neutrón y como un auxiliar en la selección de intervalos para disparos. Este registro puede operarse en agujero descubierto y entubado, pero su informe requiere de muchas correcciones, por lo que no es muy confiable - -

para trabajos cuantitativos.

El registro de densidad de formación compensado (FDC). - Es un dispositivo para obtener información de la porosidad de las rocas, pero a semejanza del registro neutrón compensado (CNL) éste también se encuentra influido por efecto de la litología. Es precisamente por esta observación que la combinación de registros de densidad y neutrón compensado constituye la herramienta idónea para la determinación de litología, de algunos minerales y de arcillosidad. Las escalas de porosidad utilizadas en el FDC son compatibles con las empleadas en los registros neutrón lateral de porosidad (SNP) o con las de neutrón compensado (CNL).

- Análisis de Registros . -

Durante mucho tiempo se consideró y en ocasiones aún se sigue aceptando que el objetivo de los análisis de registros es la determinación de saturación de agua de formación (S_w) y de la porosidad (\emptyset), sin embargo, en la actualidad el análisis debe llevarse más lejos pues se cuenta con la herramienta apropiada para determinar saturación de filtrado (S_{xo}), índice de productividad (S_w/S_{wo}), porosidad secundaria, movilidad de hidrocarburos, etc., información -- que disminuye las posibilidades de error al tomar decisiones para -

realizar pruebas de producción o abandonar secciones.

VII. 2. - Información de pruebas de producción.

Para poder tomar una decisión adecuada a determinar la forma de explotar un yacimiento de hidrocarburos, es necesario contar con la información completa que nos facilite el camino hacia la mejor solución.

Como ya se mencionó con anterioridad por medio del análisis de núcleos y los diferentes tipos de registros, podemos obtener parte de los datos que necesitamos, tales como "permeabilidad", "porosidad", "saturación de agua", "composición de la roca almacenadora", etc. Pero si no se cuenta con los medios necesarios para efectuar una prueba de producción, que nos venga a completar la información anteriormente mencionada y esta prueba nos proporciona lo siguiente:

- Presión de formación.
- Composición de los fluidos.
- Producción estimadas, etc.

Estos factores son indispensables para tomar una decisión correcta. De esta decisión depende la determinación de los factores

de principal interés, como son volúmen de hidrocarburos recuperables y la rapidéz de extracción para decidir el futuro del yacimiento.

El principio en que se basa el probador de producción es el de liberar la zona en cuestión de la presión hidrostática proveniente de la columna del lodo que se encuentra dentro del pozo y someter dicha zona a presión atmosférica, a través de la tubería a la cual se ensambla el probador.

El probador consiste de cuatro válvulas, la trip-valve, la -- válvula retenedora, la válvula equilibrante y la válvula circuladora. Bajo estas válvulas se encuentran por su orden un empaque de hule, - un tubo de anclaje perforado y un aparato registrador de presión.

Estas partes del probador están armadas formando una sola unidad y son conectadas en el extremo inferior de la tubería de perforación. El probador se baja unido a la tubería. Cuando se llega la zona que debe probarse el empacador de hule se coloca contra las paredes del pozo aplicando todo el peso de la tubería. Por medio de esta operación la zona queda libre de la presión hidrostática de la columna de lodo.

El aparato registrador de presión se encuentra bajo el tubo

de anclaje perforado que permita al fluido entrar a la tuberfa. Su objetivo es medir la presión en libras por pulgada cuadrada, durante toda la operación de la prueba. Las presiones son registradas con una gráfica de papel sensibilizado movido por un reloj.

A manera de ilustración se presenta un ejemplo, el cual ayudará a complementar mejor lo anterior (gráfica 1).

La herramienta comienza a meterse en el pozo; separa (1) -- con objeto de colocar un "colchón de agua" en la tuberfa. El probador continúa bajando al fondo (2); y el empaque se encuentra con resistencia debido a las malas condiciones del agujero (3); al llegar al fondo se registra la presión hidrostática de la columna de lodo (4); se aplica el peso de la tuberfa de perforación el empaque se abre (5); causando un aumento en la presión debido a que selló el empaque contra las paredes del pozo.

Con el empaque colocado en su sitio, se abre la trip-valve y la zona en prueba se libera de la presión hidrostática de la columna de lodo (6); tendiendo a equilibrar las presiones. Con la formación sometida a presión atmosférica, el fluido comienza a entrar a la tuberfa de perforación y se registra la presión de flujo (7). Las perforaciones del tubo de anclaje comienzan a "sellar" aunque no completo y el

fluido continúa entrando en al tubería y el peso de la columna de lodo, liberada del registrador de presiones por el empaque, se registra la presión característica de la formación (10).

Después de que se ha medido la presión característica o cerrado la válvula equilibrante se abre (11) y la columna se libera de nuevo sobre la formación. Se levanta la tubería, el empaque se cierra (12) sacándose la tubería con el probador (13) y (14). Si la formación no ha tenido flujo, el registrador de la gráfica seguirá un dibujo más o menos parecido como el que indica la línea de guiones (15) de la gráfica.

VII 3. - Por características del yacimiento.

En lo referente a este punto, las características del yacimiento se obtienen por medio del análisis de núcleos.

Estos pueden definirse como la determinación y valorización de las características de producción de una muestra de la formación nucleada, midiendo su porosidad, permeabilidad y saturación de fluido vertical.

Los análisis de núcleos representativos de la formación - -

interesante a la interpretación de los datos en ellos obtenidos ayudan en la valorización de las posibilidades de encontrar producción comercial. Los análisis de núcleos juntos con los registros de hidrocarburos pueden determinar aproximadamente el espesor de las formaciones que pueden contener hidrocarburos.

Todas estas características deben tomarse en cuenta a la hora de hacer la selección de un intervalo.

En el caso de que se tengan que probar más de un intervalo esto se debe de hacer de abajo hacia arriba ya que así se ahorra tiempo y dinero.

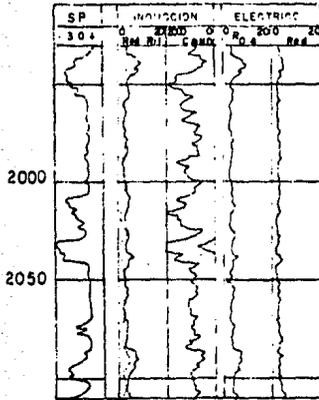


FIG. VII-1 REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL

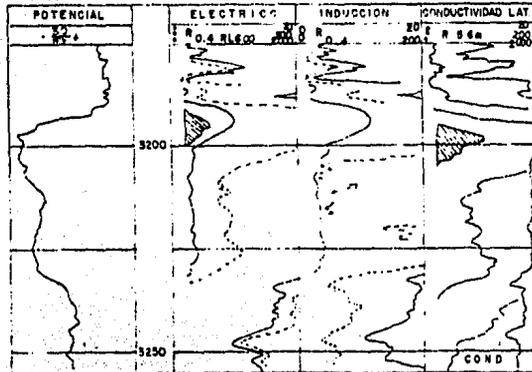
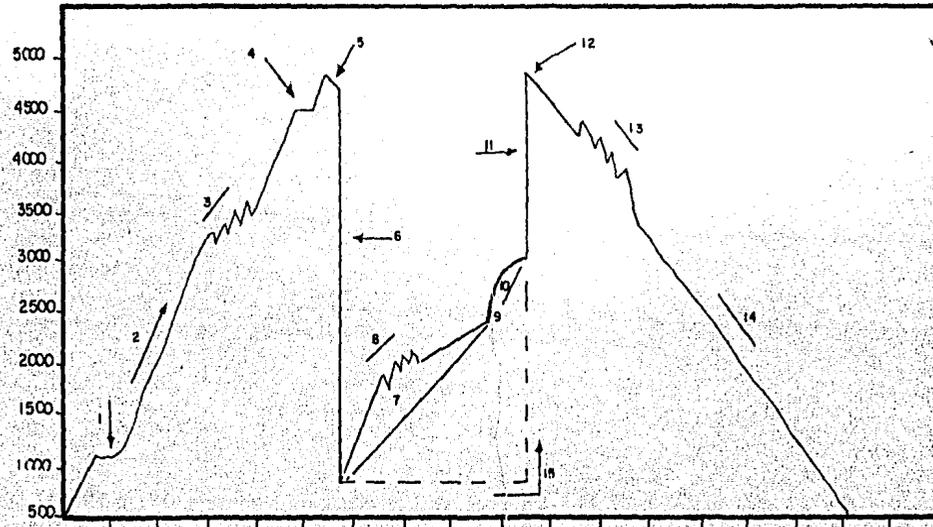


FIG. VII-A REGISTRO ELECTRICO COMPARADO CON EL DE INDUCCION

CARTA DE PRESIONES DEL PROBADOR DE FORMACION

LBS / P₀²



TEMA VIII

VIII. - PERFORACIONES DE LA TUBERIA DE ADEME.

VIII. 1. - Importancia de las perforaciones para la producción del pozo.

Las perforaciones en la tubería de ademe es la operación más importante de todas las operaciones de terminación de pozos.

Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

En cuanto a la ubicación de las perforaciones como ya se mencionó en el capítulo anterior, principalmente se saca la información de los registros que se tomaron durante la perforación para obtener las saturaciones de los fluidos que hay en el yacimiento.

El diámetro y la penetración de las perforaciones va a depender de lo que se quiera obtener (gas o aceite), del tipo de formación que se va a disparar porque no es lo mismo disparar en una caliza que en una arenisca debido a que interviene la resistencia a la compresión.

-sión de la roca que contiene los hidrocarburos.

También hay que tomar en cuenta las operaciones futuras que se vayan a realizar en el pozo, es muy importante esto, ya que es indispensable determinar la posición del intervalo por disparar y el número de disparo por unidad de longitud ya que entre mayor sea el número de agujeros por unidad esto se transforma en un mayor daño que se causará a la tubería de revestimiento, y en algunos casos no es necesario tener el máximo de disparos sobre todo cuando la formación tiene alta porosidad.

VIII. 2. - Características de cargas en función del tipo de formación.

Las herramientas empleadas en la transportación de las cargas que perforan las tuberías de revestimiento, durante los trabajos de terminación de pozos, reciben el nombre de "pistolas".

Actualmente, existe una gran variedad de diseños de pistolas, siendo algunas de estas herramientas más costosas que otras. A continuación se enumeran algunos tipos de pistolas tales como:

- 1). - De balas.

- a). - Selectivamente disparadas.
- b). - Semi-selectivamente disparadas.
- c). - Simultáneamente disparadas.
- d). - Semi-simultáneamente disparadas.

2. - De chorro.

- a). - Semi-simultáneamente disparadas.
- b). - Simultáneamente disparadas.
- c). - Para agujero descubierto simultáneos.

Perforación a bala. - Las primeras "pistolas" que se usaron en la industria petrolera, aprovechaban la energía de un explosivo de combustión lenta no detonante. Generalmente se usó pólvora granulada, suelta o encapsulada a presión.

De una manera general, se puede decir que las "pistolas" son cuerpos metálicos macizos donde se ha perforado un pequeño conducto que comunica a orificios laterales, donde están ubicados los espacios donde se colocan los cargos de pólvora, la bala y un tapón con rosca y un orificio central que viene a hacer las funciones de cañón, ver Fig. (VIII-1).

En un extremo de pistola se conecta la cabeza de disparos

con su fulminante, el cual detona por medio de corriente eléctrica, - que se envía a través de un cable conectado a la cabeza de la pistola y en la superficie al malacate del camión donde se encuentran los equipos de control.

Al situar la pistola dentro del pozo frente a la zona seleccionada para perforarse, el cual por ignición enciende todas las cargas que disparan las balas que perforan la tubería. Efectuando el disparo se recupera la pistola.

Tomando en cuenta la resistencia a la compresión de la formación, en el diseño de los disparos con bala, se tiene que las pistolas a la bala, de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión menores que 6000 lb/pg².

Los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pg². Con lo anteriormente expuesto se puede afirmar que a la hora de seleccionar el tipo de pistola hay que tomar en cuenta la resistencia a la compresión para obtener una buena penetración.

Con respecto a la velocidad de la bala en el cañón es aproxi-

-madamente de 3,300 pies/seg., debe tomarse en cuenta también el "claro", ya que la bala pierde velocidad y energía cuando este excede de 0.5 pg.

Al realizarse pruebas de laboratorio para evaluar disparos, se ha observado que no importa el tipo de disparo, con un claro igual a cero la penetración es la más efectiva, con un claro de 0.5 pg. la pérdida de penetración es de 15%, con un claro de 1 pg. la pérdida es del 25%, con un claro de 1.5 pg. a 2 pg. la pérdida es aproximadamente de 30%.

Perforación a chorro. - El proceso de perforar a chorro se observa en al Fig. (VIII-2). Un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa.

El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz a chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20 000 pies/seg. en su punta, con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

Debido a la sencibilidad del proceso de perforar a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar su funcionamiento deficiente.

Esta puede generar un tamaño irregular o inadecuada del agujero, una pobre penetración, o ninguna perforación, algunas de las causas del mal funcionamiento son:

- Corriente o voltaje insuficiente al detonador.
- Un detonador defectuoso o de mala calidad.
- Un cordón explosivo aplastado o torcido.
- Una carga intensificada, pobremente empacada.
- El recubrimiento incorrectamente colocado o sin hacer contacto efectivo con el explosivo.

Existen cargas a chorro para correrse a través de las tuberías de producción, incluyendo pistolas encapsuladas, pistolas con cargas giratorias, pistolas con cargas soportadas en alambre y pistolas con cargadores de pared delgada o desechables.

Su ventaja principal es que se pueden correr y recuperar a

través de la tubería de producción y de perforar con una presión diferencial hacia el pozo.

Las cargas a chorro con cargas giratorias proporcionan agujeros de tamaño relativamente grande y suficiente penetración en la mayoría de los pozos; su principal desventaja es la manipulación mecánica requerida y la gran cantidad de residuos que quedan después de perforar.

Para evitar la dilatación del cargador, la mayoría de estas cargas generalmente deben accionarse bajo una presión de fluido de por lo menos 500 lb/pg².

Se disponen de muchos tipos de cargas a chorro para propósito especiales:

- Las cargas con perforaciones selectivas se usan generalmente para terminaciones convencionales y a través de la tubería de producción.
- Las cargas a chorro con 4 ó 5 unidades direccionales en un solo plano, no se recomiendan generalmente, debido a su penetración inadecuada, o al agrietamiento que ocasiona en la tubería de ademe.

- Se dispone de cargas para penetrar exclusivamente a la tubería de producción; la tubería de producción debe estar centrada para evitar el daño a la tubería de ademe; sin embargo, es aceptable perforar justamente abajo del empacador o inmediatamente arriba o abajo de un cople.
- Las perforaciones en agujero abierto se usan principalmente para penetrar incrustaciones y otro tipo de daño cerca del fondo del pozo.
- Las perforaciones en agujero grande, que proporcionan agujeros con entrada de 0.75 pg. o mayores, han sido desarrollados para usos especiales como empacamientos con grava.

VIII. 3. - Evaluación de las perforaciones.

Mucho se ha hablado y escrito en lo referente a la evaluación de las perforaciones, ya que anteriormente estas evaluaciones se llevan a cabo mediante pruebas en el fondo de los pozos, pero estas pruebas eran por lo general imprácticas debido a la dificultad en controlar las condiciones del pozo y del yacimiento. Otro tipo de evaluación eran las pruebas superficiales a presión atmosféricas que proporcionaban resultados erróneos por las siguientes razones:

a). - El recubrimiento metálico fundido de las cargas perforadas que taponan un disparo en el fondo del pozo tiende a salirse del disparo cuando éste se efectúa a presión atmosférica.

b). - Estas evaluaciones se efectuaban usando blancos preparados con arena y cemento, en lugar de utilizar nucleos de arnisca o carbonatos.

c). - Tampoco simulan el flujo en el fondo del pozo a través de los disparos. Actualmente se ha desarrollado una nueva forma de evaluación de las perforaciones llamado "Índice del flujo del pozo", éste método, está diseñado para simular las condiciones reales en el fondo del pozo. La descripción del modelo se sale de los objetivos del tema, por lo que se desarrollará la importancia que tiene el efecto de la resistencia de la formación sobre el comportamiento de los disparos.

A. - Efecto de la resistencia de la formación sobre el comportamiento de los disparos.

Las pruebas que se llevaron a cabo por medio del método de índice de flujo del pozo mostraron resultados en los que la penetración de los disparos varía con la resistencia de la formación de la compre-

sión medida en núcleos. También se concluye que la resistencia a la -
compresión en la superficie es menor que la correspondiente en el fon
do del pozo en al zona que se seleccionò para ser disparada.

En cuanto a la evaluación de penetración de los disparos la
Fig. (VIII-3) nos muestra que los disparos a chorro penetran más que
las de balas en una formación dura. Sin embargo, algunas balas de --
pistolas especiales pueden penetrar más que algunos disparos a cho
rro en formaciones de baja resistencia a la compresión, particular--
mente si las pistolas se disparan con un claro igual a cero.

Concluyendo en lo que se refiere a la resistencia a la compre
sión se tiene que: si se conoce la resistencia a la compresión en un po
zo especffico, la penetración de los disparos puede predecirse por --
comparación con los datos obtenidos de las pruebas con arenisca be
rea, o por comparación de diferentes pistolas, empleadas en la mis
ma formación.

B. - Evaluación de los disparos en el fondo del pozo.

La evaluación de los disparos en una forma real y su ta
ponamiento en el fondo del pozo involucra correr un empacador de im
presión de hule suave colocándolo frente a los disparos. El empacador

se expande hidráulicamente, si los disparos están abiertos, el empacador de hule penetrará dentro de los disparos. Si los disparos están totalmente sellados no mostrará ninguna deformación el empacador.

También puede hacerse la evaluación de los disparos en el fondo del pozo, tomando los registros de producción, una vez que se ha puesto en explotación éste.

VIII. 4. - Factores que afectan los resultados de las perforaciones.

Se ha venido observando que hay factores que afectan los resultados de las perforaciones, estos factores son por diferentes circunstancias, a continuación se mencionan los más importantes:

Taponamiento de los disparos. - Este problema puede ser -- muy severo, pero puede ser controlado mediante el empleo de recubrimiento cónicos elaborados con metal pulverizado. Los residuos del recubrimiento, también se forman pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosféricas, no son confiables para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos a la presión

atmosférica.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación con sólidos de lodo y residuos de las cargas cuando se disparan en el lodo. Los lodos con alta densidad, mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos. Cuando se tiene que están taponadas o parcialmente obturadas; una o más Zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad, y su recuperación.

Limpieza de los disparos taponadores. - En arenas no consolidadas, las herramientas de sondeo y las lavadoras de disparos han sido usadas con éxito para limpiar los disparos en muchas áreas. Si los disparos en pozos terminados en arenas, no pueden limpiarse con herramientas de sondeo instantáneo o lavadoras, el siguiente paso consiste generalmente en abrir cada disparo con aceite o agua limpia - usando bolas selladoras. Este procedimiento ocasiona que el lodo sea desplazado dentro de las fracturas, de la formación, normalmente estas fracturas se cerrarán poco después que la presión de fracturamiento sea liberada.

Los taponos de lodo son bastante más fáciles de remover de los disparos en formaciones carbonatadas, debido a que al entrar el ácido en unos cuantos disparos, generalmente disuelve una cantidad de roca suficiente para abrir otros disparos. Generalmente los pozos terminados en formaciones de calizas o dolomitas se disparan en ácido, con una presión diferencial hacia la formación. Sin embargo, los disparos en aceite o agua limpia con una presión diferencial hacia el pozo, son muy satisfactorios.

El taponamiento de los disparos con parafina, asfaltenos o incrustaciones, es un gran problema en muchas partes del mundo. Los tratamientos con solventes, generalmente removerán la parafina o los asfaltenos si los disparos están obstruidos con incrustaciones solubles o insolubles en ácido, es aconsejable redisparar y tratar con ácido o con otros productos químicos.

Efecto de la presión diferencial. - Cuando los disparos se realizan en presencia de lodo con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los taponos de lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos.

Efecto de usar fluidos limpios. - Si una pistola en lo particular proporciona un tamaño y penetración adecuados bajo ciertas condiciones del pozo, la productividad del pozo se optimizará disparándola en aceite o salmuera limpia, manteniendo una presión diferencial hacia el pozo al disparar y durante el periodo de limpieza.

Efecto de la resistencia a la formación. - La penetración y el tamaño de los disparos a chorro se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación.

La penetración de las pistolas a bala decrece severamente al aumentar la resistencia de la tubería de revestimiento, del cemento, y de la formación.

VIII. 5. - Densidad de perforaciones.

Este término se refiere al número de cargas que se disparan a lo largo de un metro. Este término depende generalmente del ritmo

de producción requerido, la permeabilidad de la formación, y de la longitud del intervalo por disparar. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. A manera de guía se puede decir que generalmente son adecuados cuatro disparos por pie de 0.5 pg., siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones de consolidación de arenas, se prefieren cuatro disparos por pie de diámetro grande y para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pg. de diámetro o mayores.

Debe tomarse mucho en cuenta a la hora de diseñar los disparos, ya que por ejemplo: los disparos de 4 ó más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia con pistolas con cargos expuestas puede agrietar la tubería de revestimiento, el cemento puede fracturarse siendo necesario efectuar cementaciones forzadas y los coples de la tubería de revestimiento de alta resistencia puede dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

VIII. 6. - Condiciones para efectuar las perforaciones.

Las técnicas aplicadas para efectuar la preparación de los disparos varían con el tipo de carga que se usen.

Cuando se emplean las pistolas tubulares en la terminación de pozos las condiciones que deben observarse son:

- a). - Pozo lleno con lodo.
- b). - Con tubería de producción fuera del pozo.
- c). - Sin conexiones definidas (preventor instalado)

Las condiciones primera y última tienen el objeto de mantener bajo control el pozo una vez disparado.

Como segunda, el pozo deberá estar con la tubería de producción fuera, durante la operación del disparo. Esto queda obligado por el diámetro de las pistolas (4").

Si en la terminación del pozo se emplean las pistolas desintegrables, en rosario, las condiciones del pozo para la operación son distintas:

- a). - Pozo lleno con agua o aceite estabilizado.

b). - Con la tubería de producción colocada 10 m. arriba - -
aproximadamente de la Zona por disparar.

c). - Conexiones definidas instaladas.

Las condiciones anteriores son consideradas desde un punto de vista más técnico para la terminación de un pozo y deberfan observarse siempre antes de efectuar los disparos, ya que el pozo lleno con agua o aceite, antes del disparo disminuye el daño a la formación y las conexiones definitivas se tiene un mejor control.

Haciendo una comparación de las condiciones que deberán -- existir al dispararse con uno y otro tipo de pistolas, saltan a la vista claramente las ventajas de la técnica usada al emplearse las pistolas desintegrables.

El daño que se provoca en la formación al tenerse que disparar con el pozo lleno de lodo, es evidente, independientemente de la diferencia de tiempo empleado entre estos dos tipos de terminación. Si las pistolas usadas son las tabulares, después de haberse efectuado el disparo tendrá que meterse la tubería de producción libre y hacer las conexiones superficiales definitivas para después cambiar lodo por agua, empleándose un viaje mas de tubería que cuando se usan pistolas en rosario.

Sin embargo, al utilizar pistolas de tipo tubular existe la ven taja sobre el uso de las desintegrables en rosario de que la certeza - que se tiene en el número y posición de las cargas disparadas efectivamente puesto que al sacar la pistola después del disparo puede compro barse físicamente las cargas disparadas.

El método preferido para disparar consiste generalmente en disparar usando fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes y man teniendo una presión diferencial hacia el pozo. Normalmente es sufi- ciente con mantener una presión diferencial hacia el pozo de 200 a 500 lb/pg².

En calizas o dolomitas, puede ser conveniente disparar en ácido clorhídrico ó ácido acético, con una presión diferencial hacia la formación, si se usa aceite o agua limpios que proporcionen la car ga hidrostática requerida para controlar el pozo.

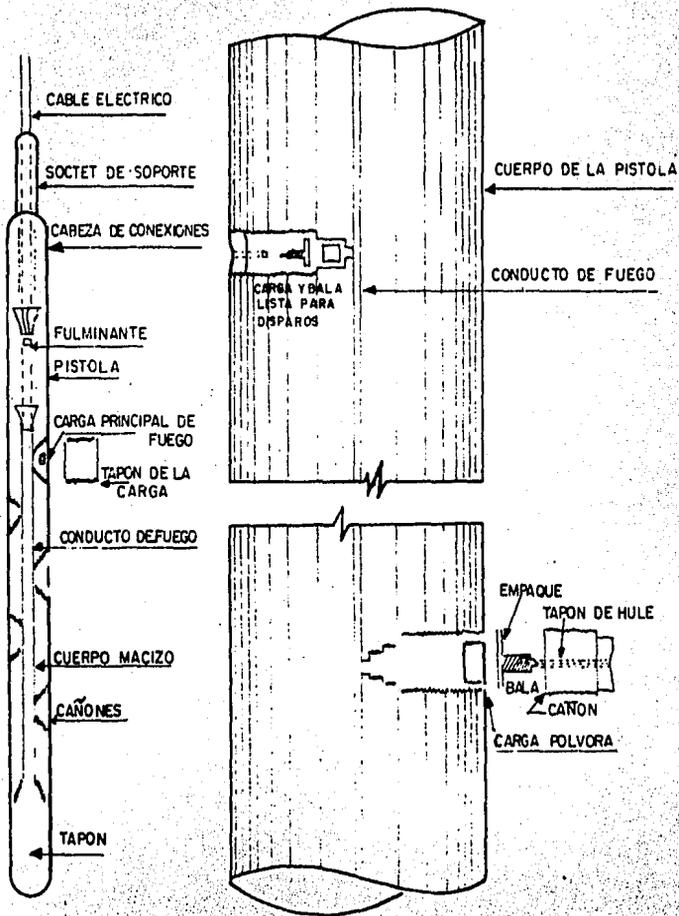
También no es recomendable disparar en aceite, en agua o en ácido bajo una columna de lodo.

En cuanto al tipo de fluido a producir y posibles presiones se tiene que:

a). - Los pozos productores de aceite con baja presión - pueden ser disparados con aceite o agua dentro de la tubería de revestimiento, con poco control superficial, siendo suficiente una prensa-estopa tipo limpiador. Sin embargo, es conveniente usar un preventor de cable.

b). - Los pozos productores de aceite con presión normal pueden ser disparados con aceite o agua en el agujero, con pistolas a través de la tubería de producción, usando instalaciones de control convencionales a boca del pozo y una prensa-estopa ajustable tipo espiral.

En todos los pozos productores de gas deberá usarse un lubricador con sello de grasa, así como en todos los pozos que se prevea una presión superficial mayor de 1000 lb/pg².



PISTOLA A BALA

FIGURA VIII - 1

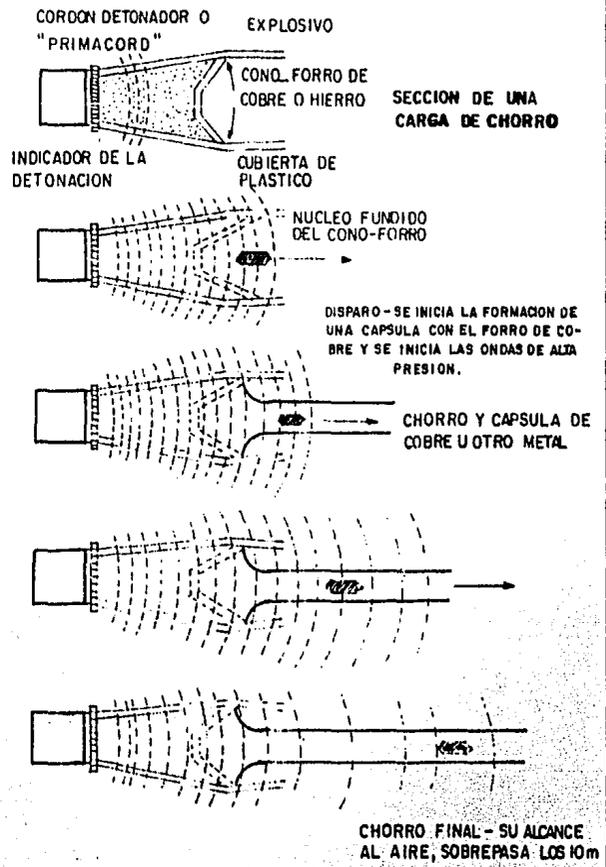
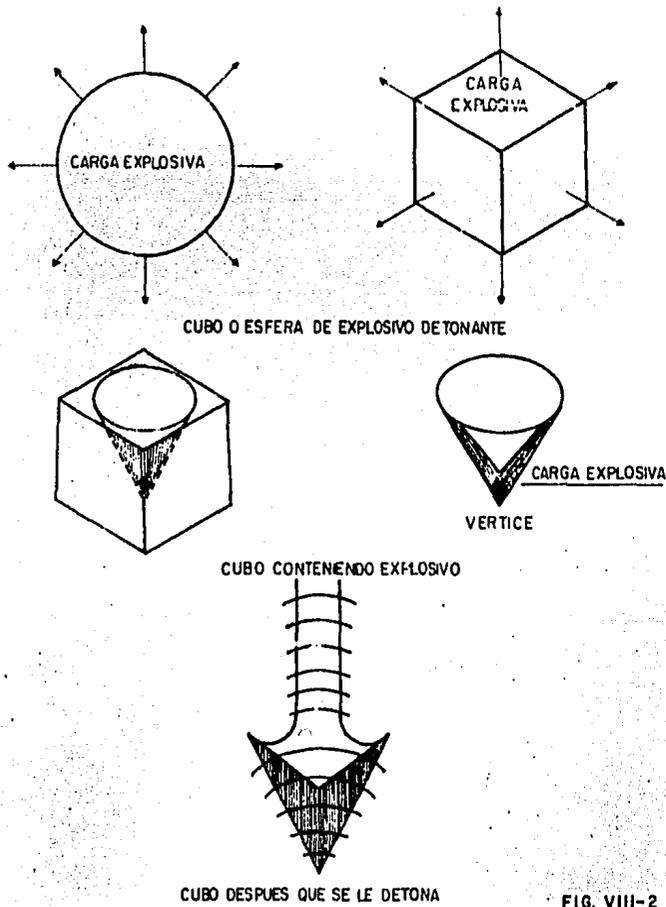
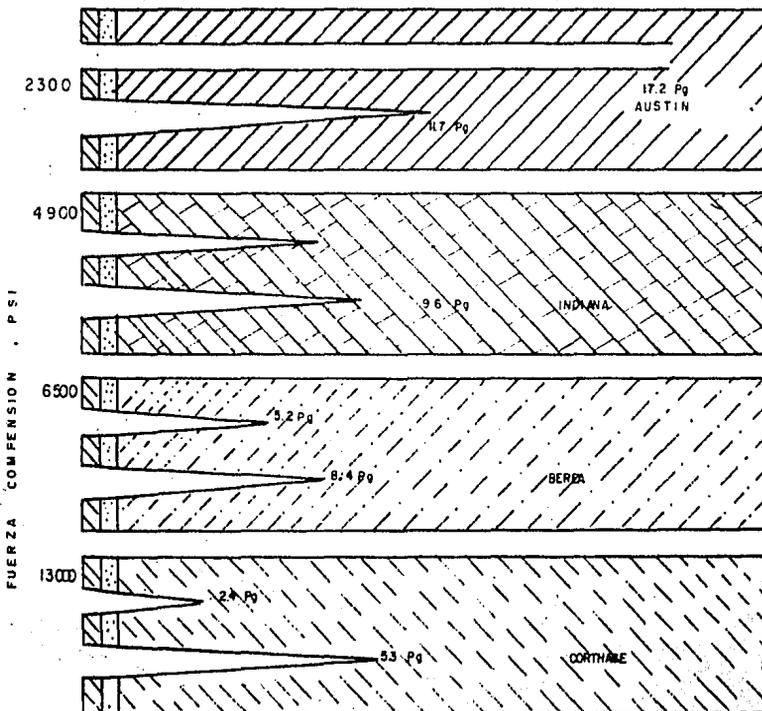


FIG. VIII-2



EFFECTOS DE COMPRESION DE LA FORMACION Y EFICIENCIA DE PENETRACION CON —
 PERFORACIONES A BALA Y A CHORM.

FIG. VIII - 3

TEMA IX

IX. -CONTROL DE ARENAMIENTO DE POZOS.

La presencia de arena con los fluidos producidos en los pozos petroleros, puede ocasionar daños al equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, bombas de profundidad, estranguladores, etc.) por su alto poder abrasivo, lo que hace que aumenten los costos de extracción.

Por otro lado la migración continua de arena, puede causar que la parte inferior del pozo, frente a la zona productora, sea llenada con sólido, y cause restricciones en la producción del pozo ó sus -- penda ésta totalmente.

Las formaciones arenosas contienen cantidades abundantes de arcilla y lino las cuales al reaccionar con las partículas de arena pueden formar tapones impermeables que impidan la producción.

IX. 1. - Terminación en pozos en agujero abierto y ademado.

1. - Empacamiento con grava en agujero abierto

Fig. (IX-1) el cual el procedimiento consiste en emplear el agujero me

-diante un dispositivo formado por brazos y conos dentados que se expanden por presión hidráulica.

Esta ampliación puede ser del doble del diámetro del agujero original, para cerrar los brazos de la herramienta simplemente se alivia la presión del bombeo.

Como el amplificador puede abrirse o cerrarse es posible ampliar todo el intervalo o bien parte nada más del frente a los cuerpos arenosos.

Después de tomar un registro de calibración del agujero descubierto para calcular el volumen de grava a utilizar, se corre el ce-dazo ranurado (el cual lleva una herramienta de empaque y soldadura en su extremo superior) con la T. P. que lleva a su vez el complemento soltador, un convertidor de flujo y camisa deslizante, la cual puede abrirse o cerrarse por rotación de la manga inferior.

El invertidor de flujo permite circulación del fluido introduci-do por la T. P. y más tarde es desviado hacia el espacio anular y al llegar al invertidor sale hacia el espacio anular entre la T. P. y T. R. hasta la superficie; también permite efectuar el lavado de la grava con algún fluido surfactante bajando a las profundidades deseadas dentro

del cedazo, el invertidor de flujo, esto permite también remover el exceso de grava.

2. - Empacamiento con grava en agujero ademado.

Este tipo de empacamiento básicamente consiste en colocar grava en el espacio anular formando entre la superficie y la tubería un cedazo ranurado. El método que se sigue es por dos etapas.

La primera: Consiste en colocar la grava en el espacio anular (formación y T. R.) por medio de presión como si fuera una concentración forzada.

La segunda: Consiste en colocar la grava en el espacio anular (T. R. - cedazo) por circulación inversa o bien siguiendo el método descrito en el caso de agujero abierto.

A continuación describiremos las operaciones que son:

Antes de introducir la grava, las paredes de la formación deben ser limpiadas de materias de invasión con tratamientos de lavados o por sondeo. A continuación mediante un fluido viscoso transportador de grava que por lo general es agua salada gelatinizada y aplicando --

presión por la T.P. y por el espacio anular T.R. y T.P. La grava es forzada a través de las perforaciones hacia las paredes de la formación, planos estratigráficos y fracturas naturales e inducidas. La grava sobrante es regresada a la superficie por circulación.

Una vez extraído el exceso de grava en el interior de la T.R. se introduce la tubería corta con cedazo llenando el espacio anular (T.R. - cedazo) en grava con circulación inversa antes de asentar el empaque superior de la T.R. corta o bien por el método de invertidor de flujo ya descrito es recomendable usar centradores en la tubería corta para asegurar que la grava rodee uniformemente el cedazo.

IX. 2. - Colocación de cedazo y engravamiento.

Una vez que tiene el cedazo hasta la profundidad programada, se establece circulación directa y se inicia el bombeo de la grava por etapas de acuerdo a la capacidad del tanque mezclador, la grava suspendida en el fluido es desviada al llegar a la herramienta soltadora al espacio anular, a través de unos orificios situados abajo de las copas selladoras alojándose atrás del cedazo, el fluido regresa pasando por las ranuras del cedazo y por la tubería lavadora des - - -

viéndose nuevamente arriba de las copas celladoras, para descargar por el espacio anular.

En esta forma se continúa bombeando la grava hasta cubrir toda la longitud del cedazo, vigilando en el manómetro la presión de circulación; al cubrir la grava el cedazo corto o "chismoso" el fluido ya no puede regresar por la tubería lavadora, suspendiéndose la circulación en el espacio anular y notándose un incremento brusco en la presión de bombeo.

Enseguida se procede a soltar el cedazo dando vueltas para desconectar la camisa soltadora se levanta la tubería y se circula para eliminar el exceso de grava Fig. (IX-2).

IX-3. - Aparejo de producción y accesorios.

De los elementos que integran el aparejo de producción, algunos son comunes para todos los pozos en este trabajo trataremos únicamente de los que a continuación se mencionan.

1. - Empacadores de producción.
2. - Tubería de producción.
3. - Accesorios.

- 3.1. - Válvulas de circulación.
- 3.2. - Niple de asiento.
- 3.3. - Junta de seguridad.
- 3.4. - Zapatas con válvula de pie.

1. - Empacadores de producción. - Es una herramienta sub-superficial que se utiliza para formar un sello entre la tubería de producción y la de revestimiento en pozos productores de hidrocarburos, que evita el paso de fluidos a través del sello.

2. - Tubería de producción. - Desde hace varias décadas en la terminación de pozos se han venido utilizando tuberías de producción de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2" con diferentes grados en cuanto a calidad de acero se refiere.

Es conveniente generalizar el uso de tubería de producción de 2 3/8" en sus diferentes grados de acero, tanto en terminaciones sencillas, como en múltiples, recomendándose para las primeras la de junta reforzada A. P. I. en pozos dentro de los 5 grados de desviación por ser la más económica y para las terminaciones dobles, la de junta integral Hardy Griffin tipo D. S., por ser la que por dimensiones presenta mayores ventajas.

3. 1. - Válvulas de circulación. - Es uno de los accesorios del aparejo más importante ya que en este, se llevan a cabo varios trabajos durante y después de la terminación; nos permite después de anclado el empacador, poder comunicar el interior de la T.P. con el espacio anular de la T. R.

3. 2. - Niple de asiento. - Es un accesorio más del aparejo de producción, se utiliza en pozos productores de gas y condensado y en todos aquellos ya sea gas o aceite donde se esperan presiones anormales, en pozos localizados en lagunas o costas afuera.

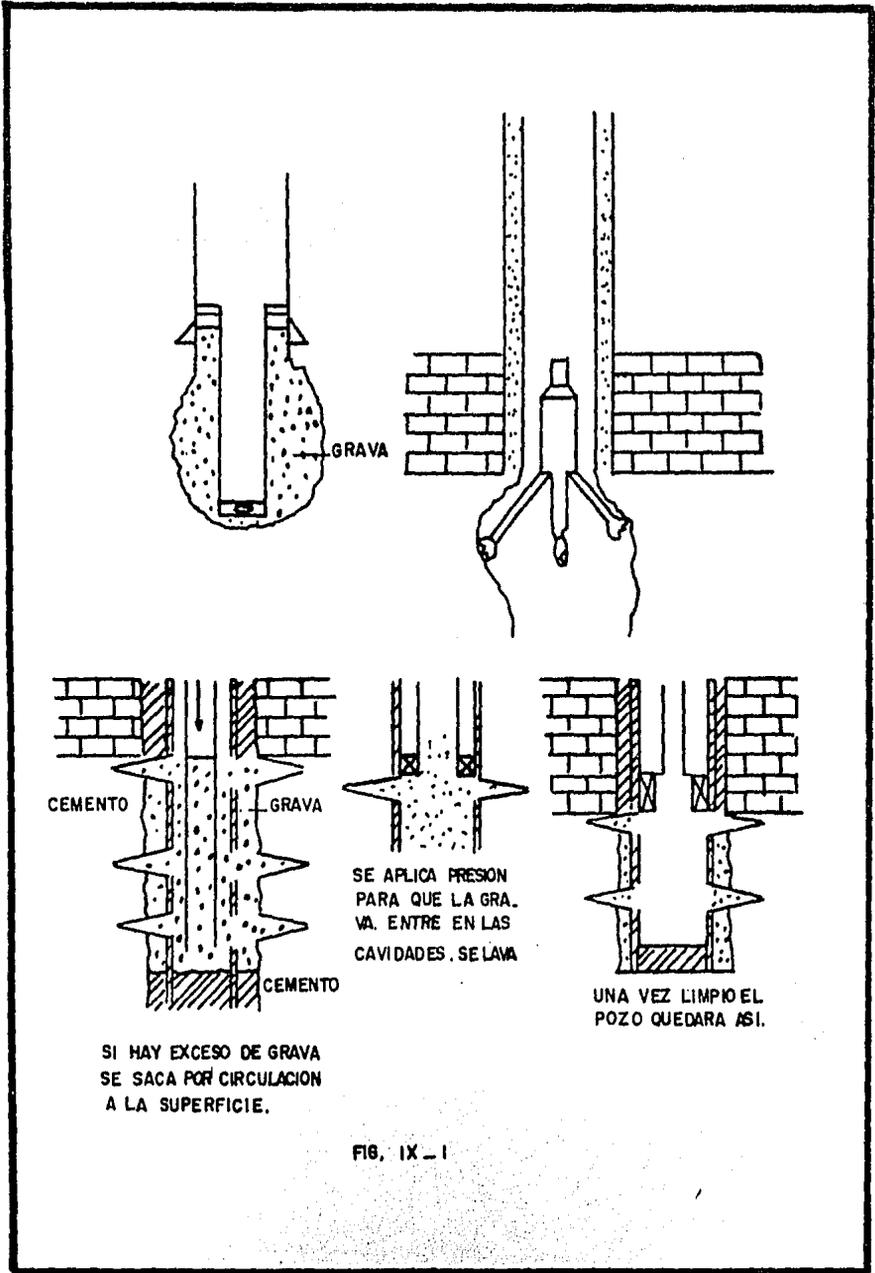
Este dispositivo sirve para alojar tapones de tubería, válvulas de pie, válvulas de contrapresión, estranguladores de tormenta, juntas telescópicas para desarenar por circulación etc.

3. 3. - Junta de seguridad. - Este accesorio se utiliza en terminaciones sencillas selectivas o bien en terminaciones dobles; su función principal es la de desconectar la tubería de producción en los empacadores.

3. 4. - Zapatas con válvulas de pie. - Es un accesorio -

utilizado en instalaciones cerradas con aparejo de bombeo neumático y en pozos de bombeo mecánico para evitar una contrapresión al yacimiento que éste se constituya como ladrón de gas en el caso de bombeo neumático.

La válvula de pie se aloja en un niple especial conocido como zapata, y su colocación en el aparejo (en el caso de pozos explotándose con bombeo neumático) deberá ser inmediatamente abajo de la válvula de circulación.



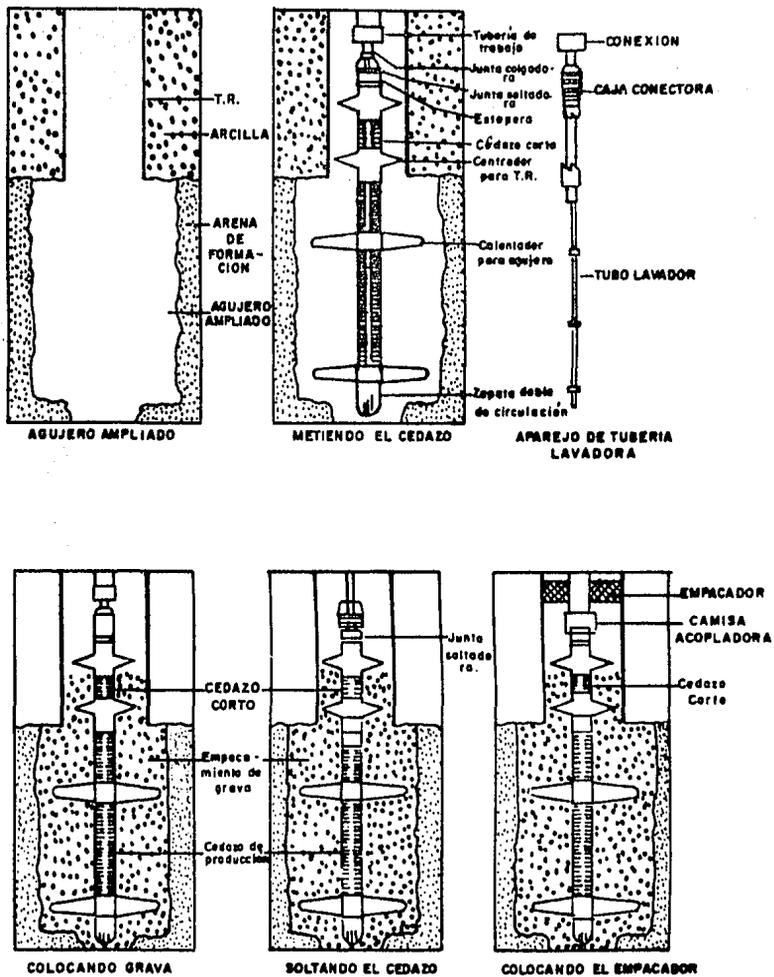


Fig. IX-2 -- EMPACAMIENTO DE GRAVA EN EL AGUJERO ABIERTO
METODO DE CIRCULACION INVERSA.

TEMA X

INDUCCION Y LIMPIEZA

X. 1. - Inducción por sondeo o por gases inertes.

La inducción consiste en disminuir la presión hidrostática del fluido de lavado (agua) y puede ser de 2 tipos.

- a). - Inducción con sonda.
- b). - Inducción con nitrógeno.

a). - Inducción con sonda. - Este método consiste en originar un efecto de succión, introduciendo una sonda por medio de un cable.

La sonda básicamente se compone de tres partes:

1). - Enchufe o socket. - Su objetivo es acoplar el cable con la barra de sondeo.

2). - Barra de sondeo. - Es un elemento circular y sólido sobre el cual va instalado el porta copas.

3). - Copas. - Constituidas de hule sintético y situadas en el porta copas, son las que directamente extraen el fluido -

de control del pozo hacia la superficie.

A la hora de realizar estos trabajos hay que tener cuidado de que la sonda no se vaya tan profunda, porque si no, no puede sostener el peso de la columna hidrostática. La sonda va unida por el cable de un malacate. Para conocer la profundidad que se está evacuando, se procede a marcar el cable cada determinada longitud, además así se conoce cuanto acarreo lleva uno. La manera de comprobar que el yacimiento está fluyendo es cuando uno se topa con el nivel de agua en -- longitud ya evacuada.

b). - Inducción con nitrógeno. - Como se mencionó con anterioridad en un número considerable de los trabajos que se efectúan en los pozos petroleros tal como: terminación de pozos, acidificaciones, fracturamientos, restablecimiento de flujos, etc. con frecuencia se presenta la necesidad de eliminar el fluido que llena el espacio anular y la tubería de producción, o bien nada más el que está en el interior de la tubería de producción, se utiliza empacador para lo cual empleamos el rutinario sistema de sondeo.

La efectividad del sistema de sondeo depende de muchos factores, siendo los principales: la presión que tiene el yacimiento, la -

contrapresión que ejerce sobre la formación productora la columna de fluido que llena el pozo, y otros que aunque de menos valor, también tiene importancia, como es la clase de fluido que ha estado en contacto con la formación productora durante la perforación o terminación ya que de esto dependerá cuanto dañada se encuentra dicha formación.

El nitrógeno es un elemento químico que suele encontrarse libre en la naturaleza como gas.

La utilización del nitrógeno en pozos petroleros tiene entre otras, las siguientes ventajas:

1. - Es un gas inerte, lo cual elimina las propiedades de incendio durante su empleo en los pozos.
2. - Se mantiene en estado gaseoso a presiones -- elevadas. Estas presiones de acuerdo con el equipo actual pueden llegar hasta 10,000 lb/pg².
3. - Tiene alta relación de conversión de líquido a gas.
4. - Es muy poco soluble como gas, en el agua o en el aceite, lo que permite que se utilice al máximo su energía.

5. - Elimina el sondeo, por lo que el ahorro en tiempo es considerable, tanto por lo que se refiere exclusivamente a la presión de sondeo como a las dificultades que con frecuencia se tienen en esta operación.

6. - Se obtiene un regreso rápido de los fluidos inyectados a la formación principalmente en la operación de acidificación y fracturamiento, y además, los fluidos inyectados penetran más a la formación.

En todas las aplicaciones que se puedan dar al nitrógeno en los pozos petroleros intervendrán los siguientes factores:

- Presión de la formación.
- Presión que ejerce la columna de fluido que se trata de desalojar de las tuberías.
- Volúmenes de las tuberías.
- Volumen necesario de nitrógeno.
- Presión a que se maneje el nitrógeno.
- Objetivo de trabajo que se programe.

EJEMPOS:

1. - Terminación sencilla con T.P. franca sin empacador.

Estado del pozo. - Disparado, lleno de agua, aparejo de producción y árbol de válvulas definitivas.

Por una de las salidas de la tubería de producción se bombea N₂ para desplazar el agua la cual saldrá por una de las salidas de la tubería de revestimiento. Cuando se tengan indicios de que el N₂ está próximo a llegar a la parte superior del espacio anular, éste se estrangula y se continúa bombeando N₂ hasta desplazar totalmente el agua. Posteriormente se depresiona la tubería de producción con la velocidad que se quiera, lo cual permitirá la entrada de fluidos de la formación al pozo, ver Fig. (X-1).

2. - Terminación doble con dos tuberías de producción, dos empacadores.

Es todo del pozo. - Disparado, lleno de agua, aparejo de producción, válvulas de circulación en T.P., árbol de válvulas y lubricadores instalados sobre el árbol.

Con la válvula de circulación abierta en la T.P. de la rama inferior y la correspondiente a la rama superior del árbol abierto, se bombea N₂ por la T.P. larga el cual hará que se desplace el agua de la

T.P. larga y de la T.P. corta.

Se cierra la válvula de circulación de la T.P. larga, y posteriormente se descarga separadamente el N2 de las tuberías de producción para permitir que fluyan los pozos.

X. 2. - Toma de muestras representativas y su análisis.

Los resultados de los análisis de las muestras del fluido aportado por el pozo deben ser de lo más representativos, ya que de ellas dependerá el programa a seguir del pozo que se está terminando.

Una muestra mal tomada da como consecuencia un análisis no representativo por eso cuando se sondea o se induce al pozo, el encargado de estos trabajos deberá saber en que momento debe tomar la muestra.

X. 3. - Uso de estranguladores durante la limpieza.

Definición. - Básicamente, un estrangulador está constituido por un tramo corto de tubería cuyo diámetro interior es menor que el correspondiente al de la tubería o conexión donde se instala; lo

que puede ser en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Clasificación de estranguladores:

a). - Estranguladores superficiales

- Estrangulador pasivo.

- Estrangulador ajustable.

Estrangulador pasivo. - Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo, del que deben ser extraídos para cambiar su tamaño.

Estrangulador ajustable. - Estos estranguladores pueden modificarse el tamaño del orificio sin retirarlo del receptáculo que lo contiene, mediante un mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple, tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este despla

-zamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o extremos con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15 000 lb/pg².

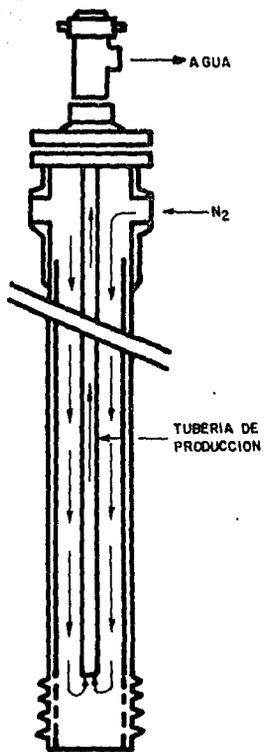
b). - Estranguladores de fondo.

- Estranguladores que se alojan en un dispositivo - denominado niple de asiento, que va conectado en el fondo de la tubería de producción. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bién manejados con líneas de acero operado desde la superficie.

- Estranguladores que se aseguran en la tubería por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Funcionamiento del estrangulador. - Estos dispositivos tienen por objeto regular y mantener constante el gasto por un tiempo determinado.

La utilización de estranguladores de diámetro diferente al --
adecuado, dará como resultado un aumento o disminución de la produc-
ción del pozo, pero en una situación de desequilibrio.



TERMINACION SENCILLA
SIN EMPACADOR

FIG. X - 1

BIBLIOGRAFIA

1. - Well completions, Workover, and stimulation Thomas O. Allen and Alan P. Roberts.
2. - A study of cement Pipe Bonding
J. Pet. Tech. Feb. 1963.
3. - Control de arena en pozos de petroleo y gas. E. B. Roger Jr.
4. - Especificaciones 5A API T. R.
T. P. y tubería de perforación.
5. - Propiedades de las tuberías de revestimiento.
(Boletín 5C2 del API).