

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo

USO DE LOS PACKERS EN LA PRODUCCION DE PETROLEO

Tesis para optar el Grado de

BACHILLER

CARLOS BABARCZY SAENZ

LIMA - PERU

1966

A MIS PADRES MI GRATITUD

A MIS MAESTROS MI RECONOCIMIENTO

AL PUEBLO PERUANO MI ESFUERZO

CONTENIDO DE LA TESIS DE PACHILLER.

"USO DE LOS PACKERS EN LA PRODUCCION DE PETROLEO"

INTRODUCCION.

CAPITULO I.-

FUNCIONES DE LOS PACKERS.

- 1-Completaciones nuevas en una zona única.
- 2-Eficiencia del flujo.
- 3-Protección del casing.
- 4-Corrosión.
- 5-Completación en zonas duales.

CAPITULO II.-

COMPONENTES DE LOS PACKERS.

CAPITULO III.-

TIPOS DE PACKERS.

CAPITULO IV.-

**SELECCION DE LOS PACKERS Y ANALISIS DE LA OPERACION DE
ASENTAMIENTO.**

CAPITULO V.-

PROBLEMAS DE APLICACION.

CONCLUSIONES.-

BIBLIOGRAFIA.-

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

Este trabajo que se titula "USO DE LOS PACKERS EN LA PRODUCCION DE PETROLEO", lo he hecho con el propósito de dar una idea general sobre los diferentes tipos de packers que existen y sus aplicaciones.

En sus comienzos, se experimentó muchas fallas y dificultades con los packers debido a la pobreza del diseño y a la calidad de los materiales usados, razón por la cual muchos operadores eran reacios y cautelosos al uso de los packers.

Pero hoy en día debido al desarrollo y avance en el diseño de ésta herramienta; la completación de los pozos nuevos, pruebas de producción, reacondicionamiento y practicas de producción se hacen con un mayor grado de eficiencia y seguridad.

Como se sabe un packer es una herramienta del fondo del pozo diseñada para ayudar a una producción eficiente del petróleo y gas de un pozo con uno ó más horizontes productivos; como se expresa en la definición, el packer tiene una gran importancia en la producción del petróleo y es por éste que me he permitido a través del presente desarrollo dar a conocer las funciones y eficiencia que se consigue con el uso de los packers en la producción de petróleo.

Lima, Diciembre de 1966.

Carlos Babarczy Saenz

CAPITULO I

FUNCIONES DE LOS PACKERS

Un packer de producción se usa para proveer un sello entre el exterior del tubing y el interior del casing, para evitar el movimiento de los fluidos debido a una diferencia de presión arriba y abajo del punto de sello.

Los packers tienen las siguientes exigencias:

A.- Debe ser conectado al tubing.

B.- Su O.D. debe ser suficientemente menor que el I.D. del casing a fin de dar una luz para su bajada en el buco.

C.- Debe ser diseñado de tal modo que cuando esta en su posición apropiada, algún control superficial pueda ser usado para que cause el sello del anillo entre el tubing y el casing.

Los packers también son usados en:

1.- COMPLETACIONES NUEVAS EN UNA ZONA UNICA:

En áreas o campos donde la depletación de la presión no ha llegado tan lejos como para necesitar usar nuevas completaciones sobre gas lift ó bombeo, el operador generalmente completa su pozo sobre la asunción de un flujo natural.

Un packer sentado sobre el tubing en el espacio como

prendido encima de la zona de producción permitira realizar en el pozo la máxima eficiencia del flujo, seguridad, protección del casing, y, producción de arenas no consolidadas o blandas, evitar problemas con la arena al mínimo manteniendo más firme y duradera la vía del flujo.

2.- EFICIENCIA DEL FLUJO:

Depende de la mejor utilización de las fuerzas del reservorio que traen líquido y gas al fondo del pozo, y los trae luego a la superficie.

En la gran mayoría de los campos de petróleo, la presión de formación es insuficiente para levantar una columna sólida de líquido a la superficie, pero el gas en solución que entra al interior del pozo con el fluido, siendo de menor gravedad específica, producirá una expansión acompañada de una reducción de presión, moviendo hacia arriba la columna de fluido, expandiendo su volumen e incrementando su velocidad en su movimiento hacia la superficie. Si el volumen y la velocidad del gas es suficiente arrastrará con él y empujará el petróleo en su movimiento ascendente. Si bajo condiciones controladas esta velocidad puede mantenerse en un flujo estabilizado, se tendrá como resultado una producción eficiente.

El flujo estabilizado puede ser obtenido a diferentes rangos de velocidad, pero cada pozo tendrá su velocidad mínima bajo la cual su flujo no es estabilizado. Esta velocidad es determinada por las siguientes condiciones:

- a.- La presión de formación variable.
- b.- Area seccional y longitud de la sarta.
- c.- Volumen disponible de fluido y gas.
- d.- Relación volumétrica de gas a petróleo.
- e.- Resistencia fraccional a flujo vertical de la mezcla gas petróleo.

También aumenta la eficiencia en pozos que fluyen por cabeceos, debido a que el índice de productividad y su velocidad de flujo están disminuyendo. Se conocen también casos de pozos que eran considerados muertos o que estaban en la etapa de bombeo que han retornado al estado fluyente por la instalación de un packer.

3.- PROTECCION DE CASING;

Frecuentemente las sargas de casing tienen su punto de menor resistencia sobre los topos de cementación. Hay casos en que las cementaciones no son del todo satisfactorias por canalizaciones de gas y por lo tanto el casing en dichas canalizaciones no está suficientemente protegido, para corregir estas cementaciones inapropiadas debe

matarse el pozo, retirarse el tubing, determinar el canal y realizar un trabajo de cementación forzada.

Antes de perforar el tapón debe efectuarse una prueba de presión en el casing. Si no hay pérdida de presión debe bajarse el tubing equipado con packer para asegurar un flujo estabilizado y como una protección contra el hecho de que el punto dañado del casing pueda haberse agrandado con la prueba de presión, lo cual será mayor en el futuro, debido a la corrosión, movimientos te
rráqueosó por alguna otra causa con resultados inevitables.

Un pozo dañado debido a las canalizaciones del ce
mento puede costar miles de dólares, mientras que un packer sólo cuesta cientos de dólares.

4.- CORROSION;

Los costos por corrosión son de gran importancia en la superficie y también lo son en el subsuelo, debido a la acción de fluidos corrosivos si es que la sarta no está equipada con packer que mantenga a esos fluidos fue
ra del contacto del interior de la tubería, con lo cual la vida útil del equipo de subsuelo será aumentada con
siderablemente.

5.- COMPLETACIONES EN ZONAS DUALES:

Cuando dos zonas productivas de gas o petróleo no tienen otra conexión que el propio pozo fluirán libremente, y si es necesario o deseable su producción separada de cada zona, el uso de un packer es una necesidad. Gene-ralmente las dos zonas están separadas por lutitas u otras formaciones no productivas. En esta sección es donde debe sentarse el packer para separar las dos zonas lo más cerca posible al tope de formación no productiva.

Según las condiciones y características de la zona, la inferior podría producir a través del tubing y la zona superior a través del espacio anular. Cuando el tu-bing ocupado con el packer se baja a la profundidad deseada, ambas zonas del pozo serán lavadas, usando petróleo o algunas veces agua para desplazar el lodo y redu-cir así la contrapresión.

Después que el pozo ha sido lavado y el operador es-tá seguro de la producción de la zona superior é infe-rior, el packer es sentado, completadas las condiciones de superficie y cada zona puesta en producción como se dese.

CAPITULO II

COMPONENTES DE LOS PACKERS.

Para realizar propiamente varias de sus funciones, un packer ensamblado es fabricado de varias partes. Entre estas estan, los elementos de sello, las válvulas de circulación, las uñas, los resortes de fricción y blocks de fricción, las uniones de seguridad, y el sistema hidráulico de agarre inferior.

Algunas de éstas partes pueden no ser encontradas en ciertos packers por que la aplicación particular puede no requerir de aquellas. Proseguiremos con las descripciones y funciones de las partes de éstos.

ELEMENTOS DE SELLO:

En packers convencionales, el sello es dado por un cilindro hueco de caucho que es comprimido longitudinalmente. Esto causa que el caucho se expanda lateralmente y se ponga en contacto con el casing. La aplicación de una fuerza sentará el caucho para prevenir el movimiento de flúidos alrededor de él.

ELEMENTOS DE EMPAQUE MULTIPLE:

Permite el uso de caucho de diferentes grados de dureza. Bajo ciertas condiciones, esto provee una mayor efectividad de sello con una menor presión o esfuerzo hacia arriba, que un solo

elemento. En un packer de tres elementos, por ejemplo, los elementos de mas arriba y mas abajo son generalmente mas duros que el elemento del medio. Estos elementos exteriores soportará la mayor abrasión mientras la herramienta es bajada en el hueco y el elemento del medio mas suave no será dañada. La acción del sello es mayormente obtenida como un resultado de la compresión del elemento del centro.

UÑAS:

Las uñas son usadas para soportar el packer contra el casing mientras la fuerza es aplicada para expandir el elemento de caucho. Estas son similares a las uñas empleadas para soportar la tubería de perforar cuando se está haciendo un viaje en el hueco, excepto que aquellas son diseñadas para trabajar en el interior del casing. Generalmente hay tres ó mas segmentos, que tienen superficie aserradas, que son comprimidas contra el casing, para un arreglo de uña y cono. Cuando el peso del tubing ó de la tubería de perforar es aplicado, las uñas se mueven hacia afuera sobre un diseño de cono truncado y se hunden en el casing y el movimiento hacia abajo es así evitado. El peso de la tubería es luego tomado por el ensamblaje del packer y el elemento de sello se expande. Algunos packer tienen dos juegos de uñas trabajando en direcciones opuestas para que el packer no se mueva hacia arriba ó ha

cia abajo, prescindiendo de la dirección de la presión diferencial aplicada.

VALVULA DE CIRCULACION;

Una vez que el elemento de sello se ha expandido, el hueco de bajo del packer es aislado del casing.

Esto puede ser una desventaja si:

- 1.- Es deseado circular el lodo de perforación fuera del anillo.
- 2.- Se desea igualizar la presión antes de que el packer sea desatracado.
- 3.- Se desea circular flúidos mientras se esta cementando , fracturando, tratando ó probando un pozo.

Por estas razones la mayoría de los packers son equipados con una válvula de circulación (a veces llamada válvula igualizante) localizada encima del elemento de sello. Esta válvula puede ser abierta por manipulaciones de la tubería de perforar ó tubing (rotación, jalando, presionando hacia abajo, ó una combinación de éstas operaciones).

Con la válvula abierta se establece la comunicación entre el interior del tubing y el anillo del casing.

RESORTES DE FRICCIÓN:

Estos son similares a los resortes contralizadores de casing. Sirven de cualquier modo a diferentes propósitos. En los packers, las uñas son mantenidas en la posición cerrada hasta que el packer haya sido bajado a la posición apropiada en el pozo. Las uñas son luego soltadas usualmente por rotación del tubing en la dirección derecha, normalmente, el cuerpo del packer debería ser rotado al mismo tiempo, pero los resortes de fricción proveen suficiente - traba sobre el casing para que el packer no gire mientras el tubing es rotado. De ésta manera actúa el mecanismo desaprovionador y las uñas son dejadas extenderse contra el casing.

Aplicando peso en el tubing se completará el sentado de las uñas como se describe anteriormente.

BLOCKS DE FRICCIÓN:

Estos realizan la misma función que los resortes de fricción pero son blocks delgados que tienen superficies cilíndricas que arrastran sobre el interior del casing y evitan la rotación del packer durante la operación de soltar la uña.

UNIONES DE SEGURIDAD:

Los packers que son usados para pozos de prueba ó tratamiento, son llamados packers recuperables. Ellos son separados del no

zo cuando el trabajo es completado. La herramienta puede ser requerida en trabajos de pesca caros. Para facilitar la operación de desatracado, el tubing o la tubería de perforar puede ser sacada desde el packer jalando y separandola de la unión de seguridad. Estas uniones son construídas para que la separación no ocurra accidentalmente, pero con una manipulación apropiada de la tubería de perforar, la separación ocurrirá fácilmente. Un tipo, por ejemplo, requerir un izaje o tiraje de la tubería de perforar junto con una rotación a la derecha. Esto elimina la posibilidad de desenroscarse una unión durante el proceso.

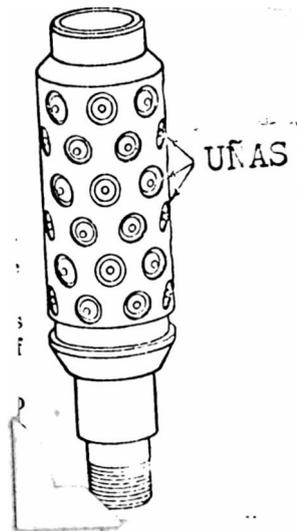
La mayoría de los packers son hechos de bronce y las partes de abajo de la unión de seguridad, de fierro fundido de tal modo que ellas puedan ser perforadas si fuera necesario.

SISTEMA HIDRAULICO DE AGARRE INFERIOR:

Una de las funciones de un packer es aislar la presión del pozo en el interior del tubing y aliviar el casing de cualquier esfuerzo interno. Esto da lugar a una diferencia de presión grande a través del packer en muchos casos. Esta diferencia es suficientemente grande, en algunos pozos, que forzará el packer hacia arriba en el casing. Para prevenir ésto, un sistema hidráulico de agarre inferior ó ancla es usado debajo del packer. El ancla hidráulica usa la presión diferencial a través del tubing co

no una fuerza de trabajo. Así como la presión en el tubing aumenta, la acción de colgado del ancla se incrementa. El ancla consiste de una serie de uñas ó botones dentados sobre la parte exterior de la superficie cilíndrica. Estas uñas están libres de moverse hacia adentro y hacia afuera radialmente con la variación de la presión.

FIGURA I



Un aumento de presión causará que las uñas se muevan hacia afuera y se agarren contra el interior del casing. Un posterior

aumento de presión causará que las uñas se apreten mas contra el casing, previniendo el movimiento hacia arriba del ancla y del packer.

Abriendo la válvula de circulación en el packer igualizará la presión a través del tubing y del ancla, y las uñas en el ancla se retraeran, permitiendo al packer moverse.

CAPITULO III

TIPOS DE PACKERS.

Los diferentes tipos de packers son:

- 1.- Packers de ancla (Anchor Packers).
- 2.- Packers de enganche de pared (Hook-Wall Packers).
- 3.- Packers de disco de pared (Disk-Wall Packers).
- 4.- Packers de tensión (Tensión Packers).
- 5.- Packers de completación permanente (Permanent-Completion Packers).
- 6.- Packers hidráulicos (Hydraulic Packers)

Estos estan descritos en detalle abajo.

PACKERS DE ANCLA:

Este tipo es expandido por la aplicación del peso de la tubería de perforar ó tubing. Este es soportado por el fondo del hueco.

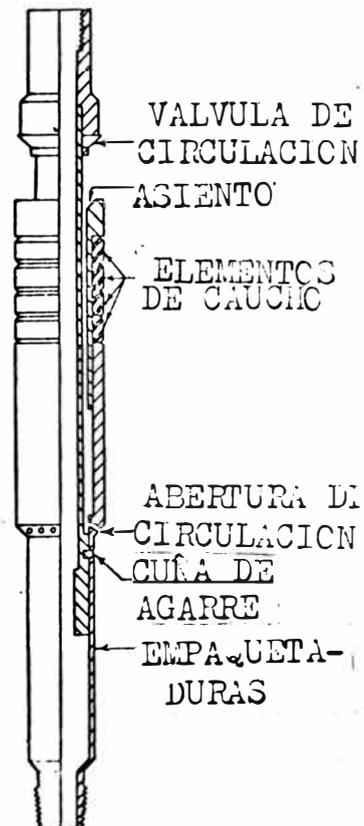
Este puede ser sentado en el fondo ó puede ser sentado en cualquier sitio en el hueco usando un pedazo de tubería debajo del packer que llegue al fondo. La profundidad de asiento depende de la longitud de esta ancla de tubo.

En esta aplicación usualmente, el packer de ancla es corrido sobre el tubing y casing. El packer es mantenido en esta posición extendida por pines rompibles y el peso del ancla de tubo

cuando rota en el hueco.

Después de que el packer queda sentado, el peso del tubing ó de la tubería de perforar es soportado por el packer. Desde que el packer es soportado de abajo por el ancla de tubo, el peso aplicado acciona los pines y colapsa el ensamblaje, forzando el elemento de empaque hacia afuera contra el casing. Un packer de ancla puede generalmente ser recuperado por el levantamiento del tubing. Esto extiende el packer y desaprisiona el caucho comprimido.

FIGURA II



La figura (II), presenta un típico packer de ancla instala

do con doble elemento de empaque. Varios modelos difieren de éste diseño simplificado. Algunos usan varios cilindros de caucho separados. Cada cilindro se convierte en un packer individual.

Una modificación importante del packer de ancla básico es que puede ser soltado por aplicación de una presión de fluido - en el tubing despues de haber hecho caer una válvula especial en el tubing. La válvula se sienta en un mandril interior del packer comprimido. La presión en el tubing ejerce una fuerza sobre el mandril movible forzandolo arriba y afuera del caucho del packer, hasta que el packer este completamente extendido.

Si la producción viene de abajo del packer, como es usual, el ancla de tubo debería ser ranurado ó perforado.

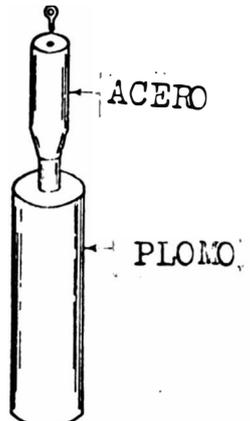
PACKERS DE FONDO DEL POZO:

Debido a su aplicación, el packer de ancla es frecuentemente llamado packer del fondo del pozo. En completaciones de hueco abierto, el packer de ancla puede ser usado para cerrar el fondo de agua. El packer es sentado de la misma manera como si la herramienta fuera a ser usada para proveer un sello entre el tubing y el casing, excepto que el interior es cerrado para prevenir que el agua entrara desde la pared del pozo. Muchos packers usados para este proposito son mas cortos que los packers

de ancla convencionales, y son usualmente usados sin tubo de cola ó extensión.

Uno de los desarrollos mas recientes en cuanto a packers - de fondo es el tapon de plomo para cerrar formaciones de agua.

FIGURA III



Esto es usado todavía en huecos abiertos donde altas presiones no son anticipadas. Un tapon de plomo es equipado con un mandril de acero que es llevado dentro del tapon cuando la herra - mienta es puesta en el fondo del pozo. Esto causa que el plomo - se expanda contra la pared del pozo y previene la entrada de agua

PACKERS DE ENGANCHE DE PARED:

Este tipo es mas versatil que el packer de ancla. Despues que es sentada en una posición, puede ser movida facilmente a otra posición, ya sea arriba ó abajo y ser resentada. El casing ó el tubing ó ambos pueden extenderse dabajo del packer.

El packer de enganche de pared es construído de tal modo que los ganchos mantienen las uñas en una posición cerrada.

FIGURA IV

Los ganchos pueden ser desunidos despues. Los resortes de fricción son usados sobre los packers de enganche de pared pa-

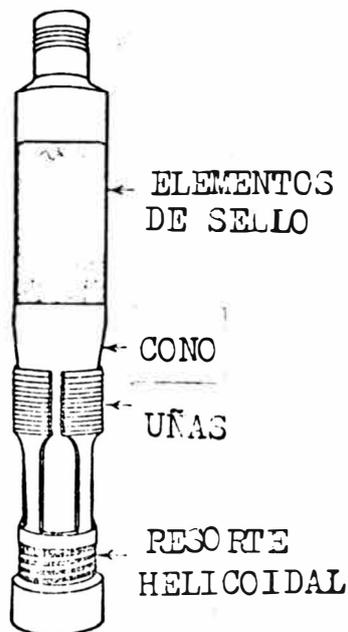
ra ayudar en el asentamiento de las uñas, Usualmente los elementos de empaque estan situados sobre las uñas.

Para asentar el packer, es bajado dentro del pozo a un punto más o menos un pie arriba del lugar deseado. El tubing es luego rotado lo suficiente para desprender los ganchos. Durante esta operación los resortes de fricción previenen que el ensamble de las uñas den la vuelta. El desprendimiento de los ganchos permiten expandirse a las uñas y que se agarren al casing. Bajando la tubería las uñas se sentaran de tal modo que soportaran el peso. Una posterior bajada de la tubería expande los elementos de empaque, sentandose el packer.

Despues de ser sentado, un packer de enganche de pared puede ser levantado a una posición mas alta simplemente jalandolo hacia arriba y resentandolo. Para moverlo a una posición mas baja, debe ser levantado para quitar de su asiento a las uñas. La tubería es luego rotada en dirección inversa para ajustar los ganchos. Luego el packer puede ser movido a una posición mas baja y sentada como antes. Es importante notar que en el sentado de un packer de enganche de pared, el número de vueltas requeridas, la dirección de rotación y la distancia sobre la posición de asentamiento con que la operación de sentado comenzaría son diferentes para cada manufacturero. Su procedimiento y recomendaciones deben ser seguidas estrechamente para asegurar resulta

dos satisfactorios.

FIGURA V



El packer de disco de pared tiene una ventaja sobre el de enganche de pared debido a la aparente facilidad y certeza con que puede ser sentado. No puede ser movido tan fácilmente como el packer de enganche de pared después de ser sentado.

Las uñas en un packer de disco de pared son mantenidas en la posición cerrada por un disco frágil. El disco debe ser quebrado después de que el packer esté en la posición de sentado. Esto es usualmente realizado:

- 1.- Dejando caer una pieza de tubo de 6 a 8 pulgadas de

longitud dentro del pozo.

2.- Bajando un objeto pesado con un cable de acero.

Cuando el disco se rompe un resorte fuerza las uñas hacia arriba; ellas luego se expanden sobre un cono hasta que se agarran al casing. Bajando la tubería asienta las uñas y se expande el elemento de empaque, tal como el packer de encanche de pared.

El packer de disco de pared puede ser movido a una posición mas alta. No puede ser movido a una posición mas baja al menos que sea sacado completamente fuera del pozo y sea instalado un nuevo disco.

Algunos manufactureros ofrecen una combinación del packer de ancla y el de pared. Esta incluye partes de ambos tipos. La profundidad de asentamiento es determinada por la longitud del ancla, tal como el packer tipo ancla. El contacto con el fondo del pozo sienta las uñas. Estas uñas toman la carga de la tubería sobre el packer, causando que el elemento de empaque se expanda.

Una vez que este tipo combinado de packer es sentado, su habilidad para aguantar no es afectada por los cambios en el fondo del pozo tales como la erosión ó el lavado, debido a que el ancla no tiene otra función una vez que las uñas son sentadas. Si la producción viene desde abajo del packer, como es usual, el ancla será ranurada ó perforada. El packer de ancla y el de pa-

red podrán ser usados en varias combinaciones para realizar ciertos trabajos. Por ejemplo, un packer de ancla podría ser sentado cerca del fondo para aislar una formación productiva inferior mientras se acidifica una zona superior, usando un packer de pared sobre la zona superior. Esto practicamente no tiene límites a la versatilidad de varias combinaciones que pueden ser usadas.

PACKERS DE TENSION O UPSTRAIN:

Estos son una modificación de algunos de los tipos ya mencionados. Ellos difieren solo en que el packer es sentado jalando hacia arriba en el tubing en vez de hacer que el peso del tubing actúe hacia abajo sobre el packer. Algunos cambios mecánicos simples en el mecanismo de la hendidura en forma de J del packer de enganche de pared mas una inversión del diseño de cono y uñas proveerá todos los elementos de un packer de tensión. Los packers de este tipo tienen una ventaja que los distingue; y es que pueden aguantar presiones mas altas desde abajo debido a que la presión practicamente actua para sentar el packer mas fuertemente.

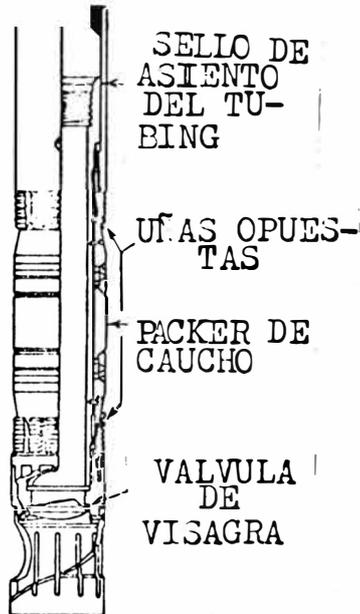
PACKERS DE COMPLETACION PERMANENTE:

Aunque el packer ordinario de pared puede permanecer en su sitio durante la vida de un pozo, es diseñado para moverlo y re

sentarlo. Pero en las prácticas modernas de producción, se encuentran grandes diferenciales de presión frecuentemente desde arriba ó desde abajo. Bajo tales condiciones, el packer de producción recuperable usual puede fallar en rendir satisfactoriamente bajo todas las condiciones. Es por esto que el packer de producción de tipo permanente se hace importante y es diseñado para su instalación en un pozo durante toda su vida productiva.

El packer de producción de la BAKER tipo retenedor tiene dos asientos de uñas opuestas con un elemento de empaque compresible entre ellas, diseñado para proveer un sello entre el packer y el casing a prueba de escapes. La superficie interior del packer es alisada con exactitud de tal modo que un sello entre el packer y el tubing puede ser obtenido usando un accesorio de sello de tubing. Este accesorio contiene veinte anillos de empaque tipo "V". Diez de estos anillos aguantan la presión de arriba. Los diez restantes la presión de abajo.

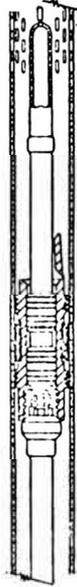
FIGURA VI



El cuerpo del packer es equipado en el fondo con una válvula check del tipo ala abierta por la inserción del tubing ó el tubo de producción perforado. La válvula automáticamente se cierra cuando el tubing es levantado aguantando la presión des de abajo.

El fabricante exige una considerable versatilidad para este packer debido a los dos asientos opuestos de uñas y a los sellos packer-casing y packer-tubing. El packer permite una producción normal desde una zona de abajo del packer como se ilustra en la figura que a continuación se muestra.

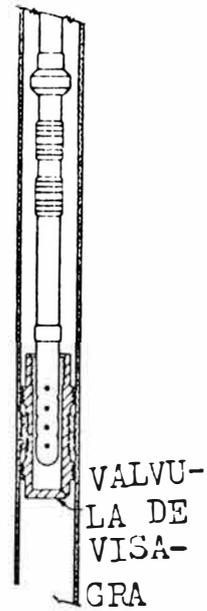
FIGURA VII



Con este mismo equipo sentado, puede realizar una acidificación ó cementación forzada, fracturamiento de la formación, y una inyección de agua ó gas.

Con el arreglo de la figura que se va a mostrar a continuación la zona de abajo del packer es aislada. El tubing puede ser luego sacado sin matar el pozo.

FIGURA VIII



Usando el packer de enganche en la figura que se muestra a continuación, una zona superior puede ser trabajada sin exponer la zona de abajo a la alta presión del lodo. Esto previene la pérdida de potencial de la zona de abajo

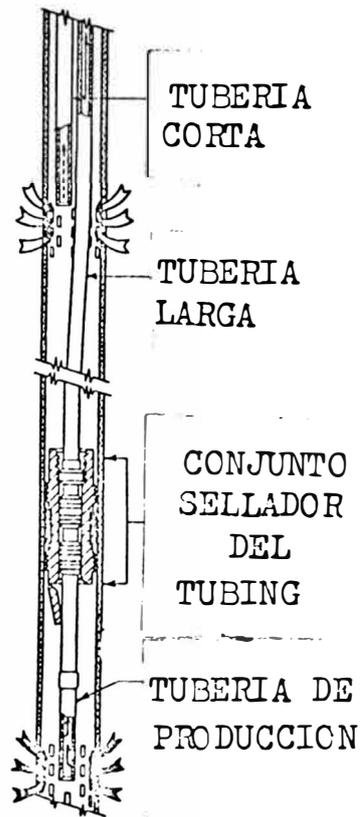
FIGURA IX



La figura que a continuación se va a mostrar, nos demuestra la adaptabilidad de este tipo de packer en una completación dual con una sarta paralela con packer de enganche. Otros tipos de completaciones duales usan dos.

En las herramientas de la BAKER la extrusión del empaque de caucho debido a la presión de arriba ó abajo es prevenida por unos anillos retenedores constituidos por una combinación de plomo, acero fundido y también acero fundido dúctil. Esto se expanden cuando el elemento de empaque de caucho se expande dándole un soporte.

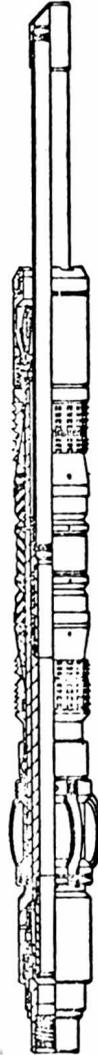
FIGURA X



El packer de producción tipo "C" de la Halliburton es un packer de casing perforable, del tipo permanentemente abierto - que se baja con el tubing y se sienta en el casing sobre la for

mación a ser producida.

FIGURA XI



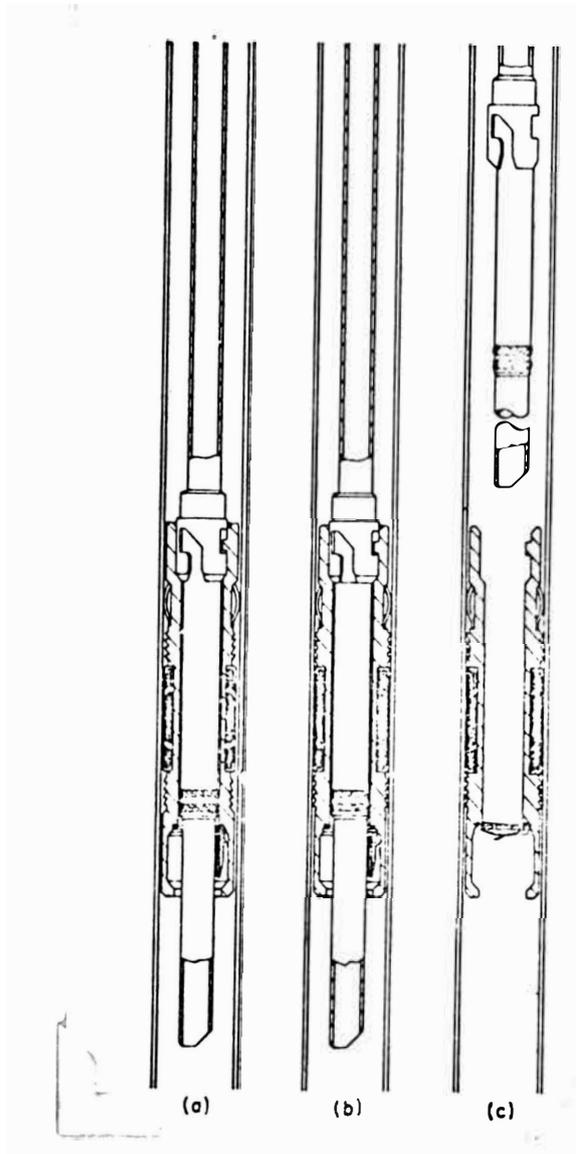
Sirva como un packer de casing de producción para una completación simple ó dual. Este packer se sentara con una junta flush y un tubing acoplado. La operación de este packer se ilustra en la figura que a continuación se mostrará.

Para sentar el packer el tubing es primero rotado veinti - cinco vueltas a la derecha. El resorte drag evita que el packer de la vuelta. Esta rotación libera las uñas, las cuales son lue

go sentadas jalando hacia arriba el tubing.

Los packeres de producción de la halliburton usan elementos de sello tipo zapato expandido que proveen un sello positivo en el casing. Un packer de caucho central debe ser hecho con material sintético resistente a la corrosión por petróleo adesedo a los extremos por medio de zapatos tipo copa.

FIGURA XII



Los pines de latón en los zapatos estabilizan el caucho central de los packers, reduciendo la posibilidad de acción del suavoo cuando se baja la herramienta. Los terminales de los packers son hechos de caucho sintético de alta resistencia y anticorrosibles al petróleo. Estos terminales expanden el diámetro interior del casing y ayudan a un sellado efectivo del packer central cuando estan sometidos a presiones extremadamente altas; ángulos de 45° en los zapatos causan en los terminales una expansión cuando el packer central esta siendo sentado. Zapatos de latón tipo copa en cada extremo del packer previenen el deterioro del caucho central. Los zapatos también actuan como una coraza para prevenir la acción de los fluidos corrosivos sobre los elementos de sello de caucho.

FIGURA XIII



Resumiendo, los packers de tipo completación permanente permiten producciones normales en una zona única, inyecciones y trabajo de inyección a altas presiones; completaciones duales con presiones diferenciales actuantes en la parte superior ó inferior del packer; trabajos de reacondicionamiento e inyecciones en la parte ó en la zona superior; extracción del tubing de los pozos de una zona única debajo del packer y muchas otras aplicaciones en pozos surgentes y de bombeo. Si se desea profundizar un poco ó por alguna otra razón remover el packer ésta herramienta es fácilmente perforable debido al diseño de su construcción y a los materiales de que esta hecha.

PACKERS INFLABLES:

Los packers descrito anteriormente son sentados por acción mecánica. El elemento de empaque se expande por aplicación de un peso al packer.

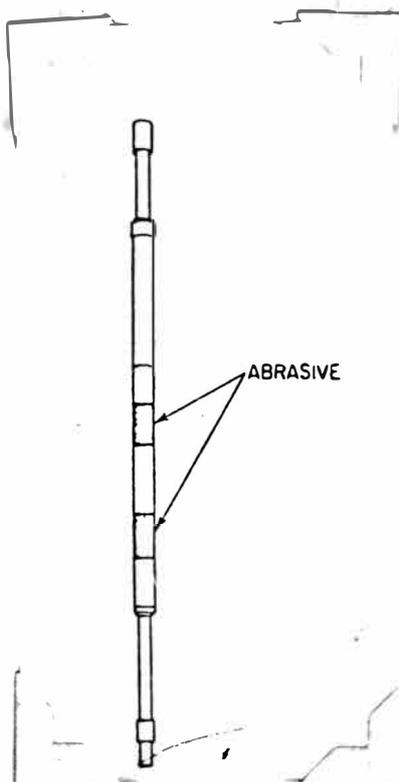
FIGURA XIV



Un reciente desarrollo de un diseño diferente es el packer inflable. Este es sentado por aplicación de una presión hidráulica en el interior del elemento de empaque. Cuando el elemento se expande, las válvulas check aguantan el fluido en el interior del packer bajo presión, tanto que las operaciones de producción pueden ser realizadas dentro del pozo sin disturbar el elemento inflable. Un disco KNOCKOUT está ubicado en el fondo del tubing para que la presión pueda ser elevada en el packer para expandir el elemento de caucho. Este disco KNOCKOUT puede ser sacado con una barra después de que el packer es sentado.

El packer también lleva una unión de protección (bumpersub) de 17 pulgadas de carrera de modo que el packer pueda librarse por medio de un jalón en caso de que materiales extraños se asienten alrededor de la herramienta cuando esta dentro del pozo.

FIGURA XV



El packer es soltado rotando y jalando hacia arriba el tubing. Esto causa que los canales del mandril se muevan a la posición de la válvula check de la herramienta, y la presión en el elemento inflable es liberada. Cuando el elemento colapsa, la herramienta puede ser quitada del pozo.

El packer inflable puede ser usado en hueco abierto ó casing excepto cuando las partículas abrasivas están metidas en la cubierta a fin de obtener anclaje por fricción en el casing. Un sistema hidráulico de agarre inferior no es necesario cuando las partículas abrasivas son usadas.

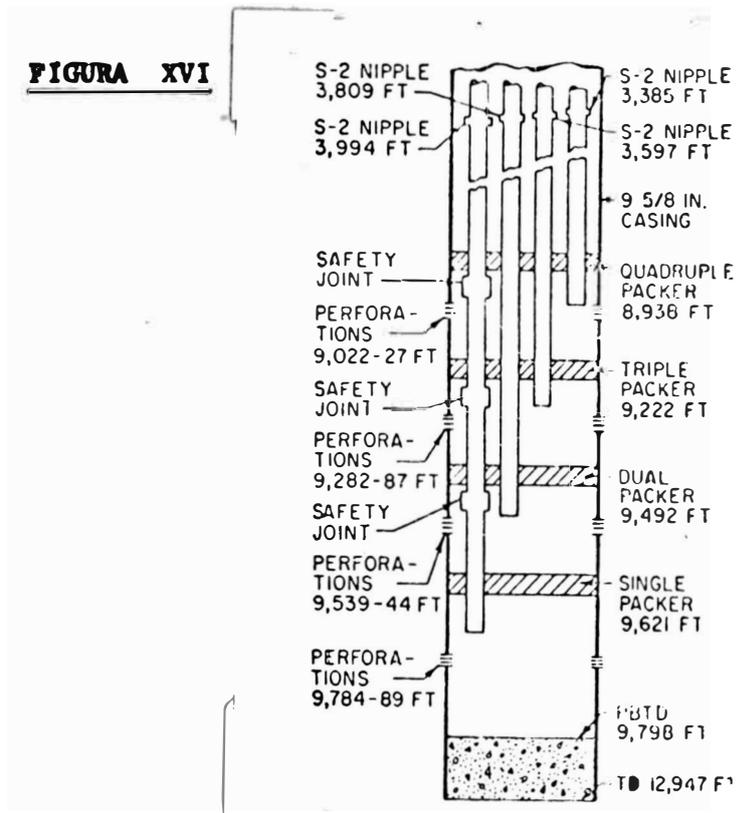
PACKERS EN COMPLETACIONES MULTIPLES:

Los packers ya tratados pueden ser fácilmente adaptados a completaciones duales. Las más simples de estas por supuesto son el tipo de completación donde la producción de la zona inferior va a través del packer y el tubing. La producción de la zona superior va a través del espacio anular entre el tubing y el casing. Esto puede ser alterado por el uso de una herramienta en cruz que transfiere la producción de la zona inferior al espacio anular y la producción de la zona superior a través del tubing. Cualquiera de estas distribuciones son satisfactorias durante un período largo de tiempo si una zona cualquiera ó ambas producen gas. La zona de gas puede luego ser producida a través del anillo siempre y cuando no se presenten problemas complica-

dos para levantar el gas. Si, de cualquier manera, ambas zonas son productoras de petróleo, y necesita del tubing para un flujo eficiente, ó requiere de bombeo, entonces una segunda sarta de tubing es necesario.

La mas simple instalación de este tipo utiliza una sarta de tubing sentada atraves del packer, produciendo de la zona inferior, con una sarta corta, colgada sobre el packer para producir de la zona superior. Estas distribuciones son satisfactorias a no ser que se desee sentar el packer sobre el tubing de la zona superior para ayudar ó relevar al casing de la presión de formación, o para confinar los fluidos corrosivos del tubing, para lo cual se necesita un segundo packer.

Recientes desarrollos en packers tienen como proposito conducir la producción de packers que puedan ser usados para producir de cuatro zonas simultaneamente atraves de cuatro sartas paralelas de tubing de diámetro pequeño. La primera aplicación de esta técnica fue en un pozo en el Golfo de Méjico, donde por medio de regulaciones se previene la producción de petróleo ó gas atraves del espacio anular. Cuatro zonas productivas fueron descubiertas que requirieron una completación de cuatro sartas.



El mismo procedimiento ha sido usado en un pozo, por medio de tres sartas de tubería, y la cuarta zona produjo a través del espacio anular.

El packer inferior en una completación múltiple debe acomodar una sarta de tubería. El segundo packer a partir del fondo debe acomodar dos sartas de tubería, el tercero, tres, etc.

Los packers usados en la completación cuadruple de pozos dirigidos son sentados por presión hidráulica. Un pistón y cilindro colocados bajo la acción de una presión diferencial mayor de 4,000 psi. causara un recorte en los pines, las uñas se sientan, y el elemento de sello se colapsa.

Los packers de producción estan siendo usados recientemente-

te en un extraordinario programa para pozos de prueba. En algunos pozos de mucha profundidad en el Oeste de Texas, el operador no quiso usar las técnicas convencionales para la prueba de formación debido a las excepcionalmente altas temperaturas y presiones encontradas, para eliminar la posibilidad de reventones, un packer de producción fue sentado, y la zona que esta debajo del packer fue aprobada. Cuando se decidió abandonar ésta zona, un retenedor de cemento fue puesto en el pozo y un tapon de cemento se puso en el fondo de la próxima zona que iba a ser aprobada. Otro packer de producción fue colocado sobre la zona superior y se probó la zona entre el packer y el tapon de cemento. Al abandonar ésta zona, el procedimiento fué repetido. Como una medida de seguridad adicional, un segundo packer fue instalado, en cada paso a unos cuantos pies encima del primero.

CAPITULO IV

SELECCION DE LOS PACKERS Y ANALISIS DE LA OPERACION
DE ASENTAMIENTO.

SELECCION DEL PACKER CORRECTO:

Decidir cual packer se va a usar es trabajo para un experto. Los catalogos de los manufactureros en la mayoría de los casos registra sobre 300 packers del cual se debe seleccionar el correcto.

Un gran número de estos puede ser eliminado inmediatamente cuando son especificadas algunas dimensiones del pozo, pero hay todavía muchas otras condiciones que deben ser consideradas. Entre éstas tenemos:

- 1.- Diámetro del casing.
- 2.- Diámetro del tubing.
- 3.- Naturaleza de los fluidos del pozo.
- 4.- Lugar de asentamiento.
- 5.- Mecanismos de producción: Fluyente, bombeante, ó Gas Lift.
- 6.- Completación simple ó multiple.
- 7.- Profundidad de asentamiento.
- 8.- Presión y temperatura que se van a encontrar.

El tipo de packer que va a ser usado, de enganche de pared, de disco de pared, de completación permanente, etc. puede ser de

cididas de acuerdo a la aplicación que se le va a dar y las características de las herramientas de las secciones precedentes ó que se han bajado, Los ingenieros manufactureros son competentes para asistir en la selección de una buena herramienta para un buen trabajo.

INSPECCION DE LOS PACKERS ANTES DE SER BAJADOS:

Una reparación cara puede ser prevenida por una cuidadosa inspección de un packer antes de ser bajado en el pozo. Esté seguro de inspeccionar, uñas rotas, tornillos sueltos, y elementos dañados. Determine que el packer tenga el diámetro correcto del anillo calibrador. Esté seguro que todas las partes móviles esten libres para moverse.

Si se requiere abertura completa, chequee el packer para estar seguro que obtendrá suficiente abertura en la cual pistolas de perforación y otras herramientas puedan ir a través del packer.

Esté seguro que la válvula Bypass esté abierta ó cerrada como lo desee.

PRECAUCIONES:

Bajar un packer bajo condiciones ideales puede ser un trabajo muy optimista, ya que una condición ideal se encuentra raras veces en pozos de petróleo y de gas. Por consiguiente es ne

cesario tomar ciertas precauciones para lograr una operación efi-
ciente.

Estas son:

- 1.- Inspeccionar el tamaño correcto del packer. El diá-
metro del casing, peso y rango se encuentran impre-
sos en el packer, ó estampados en una placa ó en -
otros sitios visibles.
- 2.- Estar seguro de que el hueco esta libre de escorias
ó detritos. Escamas, sales, pedaxos de caucho y
otros materiales impedirían el sentado satisfacto-
rio del packer.
- 3.- Un packer apropiado tendra un espacio mínimo muer-
to en el interior del casing y las condiciones de
asentamiento. Por estas razones, es importante que
el casing este en buenas condiciones, libre de obs-
trucciones que puedan dañar el elemento sellador
Si hay alguna duda debería correrse un inspecciona-
dor en el casing para determinar alguna obstrucción
que pueda existir.
Si se encuentra obstrucciones, debería usarse un ras-
cador de casing para quitarlos. Para un pozo profun-
do esta precaución extra ahorrará tiempo y dinero.
Muchas sertas son diseñadas con sertas combinadas
esto es, el casing en la superficie será de pared

gruesa, cerca del centro del pozo tendrá paredes delgadas, y en el fondo será otra vez pared gruesa.

Esto es hecho para vencer todas las fuerzas que es tan actuando en el pozo y que se encontraran durante el proceso de accionamiento del casing.

Si un packer escogido tiene la luz correcta en la superficie, puede tener mucho espacio si éste packer es para ser sentado cerca del centro del pozo. Por estas razones es una idea aconsejable planear por anticipado la instalación de un par de unio nes de paredes gruesas en donde se va a sentar el packer.

- 4.- Chequear la ranura "J" y otros tipos de mecanismo de sentado para rotaciones de sentado a la derecha ó izquierda y el recorrido requerido para que actúe el packer. Chequear la cantidad requerida de peso ó tensión para sentar el packer.
- 5.- Estar seguro de que el packer este correctamente arnado.
- 6.- El packer debe bajarse en el hueco a baja ó modera da velocidad. Esto es especialmente necesario si la herramienta de agarre inferior se esta usando. Al-

tas velocidades crearan altas presiones y las uñas de la herramienta de agarre inferior pueden expandirse prematuramente.

Si el nivel de fluido no esta en el tope del casing, debe tenerse cuidado de que la velocidad de descenso sea baja cuando se alcance el nivel del fluido de manera que no haya impacto con la superficie.

7.- Evitar jalar bruscamente la tubería cuando se baja el packer. Evitar paradas repentinas.

8.- Evitar que gire el tubing cuando se está bajando el packer a menos que las instrucciones así lo especificuen para mantener el pin dentro de la ranura "J".

9.- Si se usa unión de seguridad ó si el packer tiene hilos de rosca izquierda que necesitan ser desentornillados despues de que el packer se siente, esté seguro de que la unión no está demasiado ajustada.

COMO PROBAR LOS PACKERS:

Cuando un packer se siente es evidente que el elemento sellador se expande si es que el packer soporta el peso del tubing. En el caso de packer de tensión el elemento se expande si

la tensión en la línea ó en el tubing es mayor que las requeridas para levantar las herramientas del pozo.

Sin embargo el asentamiento del elemento sellador no es suficiente para verificar que el packer efectúe buen sellado. El packer debe ser probado aplicando presión en el espacio anular y observando si hay declinación en la presión lo cual indicaría un mal sellado. La presión puede aplicarse por el tubing si el casing no ha sido perforado, y una declinación de la presión indicará un mal sellado. Si el tubing está expuesto bajo presión, debe observarse la presión del casing. Un incremento en la presión del casing significará que el fluido se está escurriendo - alrededor del packer de tubing a casing.

LIMITACIONES DE LOS PACKERS.

Se ha visto que la función de un sistema hidráulico de agarre inferior es el de prevenir el movimiento hacia arriba de un enganche de pared ó un packer similar cuando esta expuesto a las altas presiones de abajo. Esta es entonces una indicación de las posibles molestias que se experimentan durante la instalación del packer.

Para el asentado, los packers convencionales deben tener -- uñas opuestas si la diferencial de presión a ser soportada previenen de arriba ó abajo. Un packer de enganche de pared no soportará alta presión diferencial de abajo a menos que una herra---

mienta de agarre inferior sea usada; un packer de tensión no soportará alta diferencial de presión de arriba a menos que este equipado con uñas opuestas; un packer de ancla no soportará alta presión diferencial de arriba debido al arqueado de la columna de cola pero soportará la alta presión diferencial de abajo solamente si se usa una herramienta de agarre inferior.

En un pozo de alta presión diferencial equipado con un packer de enganche de pared, la presión diferencial a través del packer puede ser reducida presionando con fluido en el espacio anular. Dependiendo de las técnicas de completación, el espacio anular entre el tubing y el casing puede ser llenado con fluido de perforación ó aceite ó puede ser vacío. Si se espera altas diferenciales de presión puede utilizarse crudo del reservorio para llenar el espacio anular y la posibilidad de un movimiento del packer se reducirá.

De los elementos convencionales de empaque no se puede esperar que den un servicio satisfactorio cuando se encuentran expuestos a temperaturas extremas. En algunos pozos perforados se encuentran rangos de temperatura de 300 a 400°F. Estas condiciones requieren que se usen elementos de empaque especiales. Raras condiciones tales como altas temperaturas deben ser dadas a conocer al fabricante cuando el packer es ordenado.

CONTROL DEL PACKER DE LA SUPERFICIE.

Uno de los requerimientos de un packer es que debe ser colocado ó sentado por medio de una operación superficial. Hay -- ciertas limitaciones que observar a los métodos que pueden ser utilizados para controlar un packer desde la superficie. Debido a que el tubing está adjunto al packer debe ser usado de algun modo para dar el asentamiento del packer.

Hay sólo cinco maneras por la cual el control superficial puede ser transmitido al packer através del tubing.

- 1.- El tubing debe ser rotado un número ilimitado de vueltas a la derecha.
- 2.- El tubing puede ser rotado sin ningun tropiezo aproximadamente una vuelta a la izquierda (Mayor rotación puede causar que se desenroque una unión del tubing).
- 3.- El tubing puede ser levantado hacia arriba una distancia ilimitada y puede ser aplicada una tensión dentro de los límites del esfuerzo tensional del tubing y de la fuerza del equipo.
- 4.- El tubing puede ser bajado imponiendo sobre el packer una fuerza igual al peso del tubing.
- 5.- Puede ser aplicada una presión interna en el tubing dentro de los límites de la resistencia del tubing a la presión interna. Y puede ser necesario con algunos mo-

delos de packer dejar caer un tapon ó una bola para sen
tarse en algun lugar de la herramienta antes que la pre
sión sea levantada.

Hay excepciones importantes para las limitaciones anterior-
res sobre control de superficie:

- A) Algunos packers estan diseñados para ser sentados por la detonación de un explosivo.
- B) Algunos packer requieren herramientas especiales de a-
siento las cuales pueden incorporar diseños que permi-
tiran otras operaciones de las mencionadas.

Muchas aplicaciones de packers son temporales. Los packers son usados durante una cementación, fracturamiento y operacio-
nes de prueba, pero la herramienta es recuperada cuando el tra-
bajo es completado. Los packers usados para éste tipo de traba-
jo son llamados "Packers Recuperables", por que son diseñados para recuperarlos facilmente.

La otra aplicación de los packers es en pozos de completa-
ción permanente. Los packers usados en éstas aplicaciones son co
nocidos como packers de completación permanente y son diseñados para ser dejados en el pozo por un período largo de tiempo.

Algunos de estos son diseñados para sacarlos eventualmente y otros son construídos de materiales que se perforan facilmen-
te si es necesario.

Otras aplicaciones de los packers es en completaciones mul
tiples. Los packers son usados para separar la producción de dos
ó mas zonas productivas de un mismo pozo.

PESO SOBRE EL PACKER:

En el sentado de un packer de ancla ó uno de enganche de
pared la mayor parte del peso disponible de la sarta debe usarse
para asegurar que el packer esté apropiadamente sentado y que
los cauchos se expandan fuertemente contra el casing.

La cantidad de peso que debe soportar el packer cuando el
tubing es izado depende de una serie de consideraciones comple-
jas entre las cuales la de mayor importancia es el efecto de la
temperatura.

EPECTO DE LA TEMPERATURA:

Cuando el tubing se baja, el pozo probablemente está lleno
de lodo que ha sido colocado con la suficiente anticipación para
equilibrar la temperatura que como se sabe incrementa con la pro
fundidad. Si el tubing está en compresión debido a que todo su
peso está soportado por el packer entonces esfuerzos adicionales
serán impuestos sobre el tubing cuando el pozo es puesto en
producción. El fluido producido estará a la temperatura del re-
servorio y probablemente incrementará la temperatura media del

tubing cuando el pozo esta fluyendo. Esto causara que el tubing se expanda ó trata de expandirse lo que resultará en un incremento de las fuerzas compresivas. Segun el espacio anular entre el tubing y el casing, la tubería estará libre ó como un tirabuzon como resultado de la expansión debido al incremento de temperatura.

Supongamos al pozo con el tubing en compresión y que va a ser tratado con algun producto químico digamos ácidos despues - que ha estado en producción. El fluido inyectado estará a la temperatura normal de superficie que será considerablemente menor que la temperatura promedio del tubing; esto provocará la contracción del tubing, anulando las fuerzas compresivas, y quizas poniendo al tubing en tensión. La magnitud y dirección de las fuerzas dependerá por lo tanto del peso impuesto por el packer cuando el pozo fué completado inicialmente.

Si las fuerzas de tensiones son las mayores, un packer de pared ó del tipo de ancla se moverá hacia arriba debido a la influencia del encogimiento del tubing. Este movimiento dependera si alguna herramienta de agarre inferior ha sido colocada. Cuando el pozo es puesto nuevamente en producción, las fuerzas compresivas seran mayores debido a que el packer estará en una posición mucho mas alta que la anterior.

La producción de gas con alta presión y equipados con estrangulamiento y otras restricciones en el fondo del pozo produ

ciran un efecto de enfriamiento que podrá ser de importancia al determinar las fuerzas sobre el tubing. La expansión del gas provocará una caída de temperatura que creará un efecto de enfriamiento local.

Si el pozo esta equipada con packer de tensión y cualquier decrecimiento en la temperatura debido a la inyección de un fluido de frio ó a la acción del gas a alta presión incrementará la tensión del tubing.

Se ha encontrado que para aceros mantenidos firmemente en ambos extremos un esfuerzo de 207 psi. se produce por cada grado de variación de temperatura. El coeficiente termico de expansión del acero es 0.0000069 por grado Fahrenheit, y el módulo de elasticidad es 30'000,000 psi. Luego, por cada grado de cambio de temperatura el esfuerzo es:

$$S = 0.0000069 \times 1 \times 30,000 = 207 \text{ psi.}$$

La fuerza, en libras, impuesta sobre un packer debido al cambio de temperatura puede ser calculado de la formula:

$$F = K (T_1 - T_2)$$

Donde:

F = fuerza producida por la contracción térmica ó expansión, lbs.

K = constante para cada diámetro del tubing en lbs/°F
= 270 para 2 3/8 inch. 4.7 lbs. del tubing.

= 375 para 2 7/8 inch. 6.5 lbs. del tubing.

= 539 para 3 1/2 inch. 9.3 lbs. del tubing.

T_1 = Temperatura promedio del tubing al tiempo de ser sentado el packer en $^{\circ}F$.

T_2 = Temperatura promedio del tubing al tiempo de ser determinadas las fuerzas en $^{\circ}F$.

Así para un cambio de temperatura de $50^{\circ}F$ en un pozo equipado con 2 3/8 inch., 4.7 lbs de tubing producirá una fuerza net sobre el packer de:

$$F = 270 \times 50 = 13,500 \text{ lbs.}$$

CAMBIOS DE TEMPERATURA CON PACKERS DE COMPLETACION PERMANENTE:

En los packers del tipo de completación permanente previamente descritos, el tubing no esta directamente acoplado al packer sino que mantiene un sello por medio de los anillos sellantes contra la superficie interior del cuerpo del packer. Esto da al tubing otro grado de libertad bajo la influencia de los cambios de temperatura.

Asumiendo que el tubing se instale en el pozo sin carga inicial una caída de temperatura causará la contracción del tubing y los anillos de sello de la parte inferior del mandril será realizado hacia el cuerpo del packer para mantener el sello. Si la temperatura media del tubing se incrementa, el tubing tenderá a expandirse y si se produce algún espacio, los anillos sellantes

de la parte superior del packer se moveran hacia abajo del cuerpo del packer para mantener el sello. Si el tubing se sienta sin anillos de sello sobre el packer entonces un incremento en la temperatura impondrá un esfuerzo compresivo en el tubing.

La situación en un pozo productivo es completamente diferente de aquella descripción simplificada que aquí se ha indicado. La cantidad de contracción que pueda desarrollarse en el tubing podría fácilmente requerir varios pies de secciones extras de anillos de sello para asegurar que a cada momento se mantenga el sellado. De una manera ligera esto no puede ser un problema difícil pero consideremos estas condiciones: Un pozo está completado con packer de completación permanente con anillos extras de sello. Esto en un pozo profundo de alta temperatura. Después que esté el pozo en producción por varios meses ó un año, alguna corrosión será detectada y algún trabajo con inhibidores de presión será indicado. El inhibidor, a la temperatura normal de la superficie será bombeado dentro del tubing. El fluido frío bajará la temperatura del tubing y ésto dará lugar a una contracción. Esto provocará que los anillos extras de sello sean halados hacia el cuerpo del packer; pero éstos debido al largo período de inactividad y a las altas temperaturas a que ha estado expuesto se habrán deteriorado y por lo tanto no estan en condiciones de mantener un sello efectivo por lo cual se requerirá un trabajo de reacondicionamiento.

La respuesta práctica a éste problema es imponer una carga sobre el tubing para provocar la compresión del tubing; una caída de presión solamente provocará la disminución de ésa fuerza compresiva sin ningun cambio de la longitud física de la sarta de tubing. El problema es que cantidad de peso debe darse al packer cuando el tubing se va a instalar.

Calcular el efecto de temperatura sobre el acero, usando el coeficiente de expansión térmico, no es un problema difícil si la temperatura media es conocida.

En un pozo de petróleo ó gas ésto ocasiona un problema casi imposible debido a:

- 1.- Gradiente Geotermica
- 2.- Fluido en el espacio anular.
- 3.- Condiciones de la superficie de la tubería debido a la corrosión, escamas, etc. que hace indeterminables a los coeficientes de transferencia de calor.
- 4.- Diferentes calores especificos si más de un fluido está involucrado.
- 5.- Variaciones posibles en el rate del flujo en el tubing.

Estos problemas estan en constante estudio por la mayoría de los manufactureros de packers de tipo de completación permanente pero hasta el momento no hay una fórmula capaz de resolver el problema. Los ingenieros de las grandes compañías de petróleo estan cooperando con su esfuerzo para llegar a una solución, La mejor

respuesta hasta ahora es seguir las recomendaciones del fabricante del packer quien puede dar por su experiencia una estimación de la cantidad de peso requerida sobre el tubing cuando se instala el packer.

CAPITULO V

PROBLEMAS DE APLICACION.

ANALISIS GUIA PARA SENTAR PACKERS DE TENSION:

La magnitud de los efectos provenientes por cambio de presión y temperatura deben ser conocidos si es que el operador desea obtener una instalación exitosa.

La solución matemática de éstos problemas ha sido simplificada y convertido en tablas la cual mostraremos en pagina _____ para el desarrollo del cálculo de cargas sobre el tubing y sobre el packer. La carga de tubing a packer es de particular importancia como se explica al llenar la "HOJA DE CALCULO DE ANALISIS GUIA", que se da a continuación:

A.- PRE-INSTALACION:

1.- Selección del relevador

- a.- Máxima carga permisible del tubing _____
- b.- Peso del tubing al aire _____
- c.- Valor del máximo esfuerzo de corte permisible (a-b) _____
- d.- Valor del relevador de esfuerzo de corte seleccionado (Tabla 1) _____

B.- INSTALACION Y OPERACIONES PRELIMINARES:

- 1.- Carga minima de asentamiento requerida _____
- 2.- Llenar los espacios:
 - a.- Carga adicional requerida para llenar el espacio anular despues de que el packer es sentado:

Incremento en la presión hidrostática _____ (PSI)

x área del espacio anular _____ (pg.8q.) _____

b.- Carga de asentamiento requerida para mantener el espacio anular lleno (1 + 2a) _____

c.- Efecto de los cambios de la presión hidrostática del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + _____

d.- Carga sobre el relevador de esfuerzo de corte con casing lleno (b + c) _____

3.- Prueba del casing sobre el espacio anular:

a.- Carga adicional de asentamiento requerida:

Presión aplicada en la superficie _____ (PSI)

x área del espacio anular _____ (sq.in.)= _____

b.- Carga de asentamiento requerida para mantener la presión del espacio anular (2b + 3a) _____

c.- Efecto de la presión de superficie del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + _____

d.- Efecto de los cambios de presión total del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (2c + 3c) + _____

e.- Carga sobre el relevador de esfuerzo de corte mientras se mantiene la presión de superficie en el espacio anular (3b + 3d) _____

C.- OPERACIONES CON EL TUBING SOSTENIDO POR EL ELEVADOR MANTENIENDO UNA CARGA CONSTANTE EN EL INDICADOR DE PESO.

1.- Carga en el relevador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2 ó B3e) _____

2.- Cambios en la presión hidrostática del tubing.

a.- Cambio de la presión hidrostática _____ (PSI)

b.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 2) _____

3.- Aplicación de la presión de superficie sobre el tubing.

a.- Presión aplicada _____ (PSI)

b.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 3) _____

4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte

(1 + 2b + 3b) _____

D.- OPERACIONES CON EL SUJETADOR DE TUBING EN LA CABEZA BRADEN.

1.- Carga en el regulador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2d ó B3e) _____

2.- Efecto de la temperatura.

a.- Temperatura promedio del tubing (°F) _____

b.- Temperatura mínima de inyección del Fluido (°F) _____

c.- Cambios en la temperatura del tubing (a-B) _____

d.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 4) _____

3.- Cambios en la presión del tubing

a.- Cambio de la presión hidrostática _____ (PSI)

b.- Presión de superficie aplicada _____ (PSI)

Cambio en la presión total del

tubing (a + b) _____ (PSI)

c.- Carga del Gráfico 5. _____

d.- Nivel de fluido en el tubing al momento de ser sen-
tado el packer _____ (F.F.S.)

e.- Carga del Gráfico 6. _____

f.- Cambio neto de carga sobre el relevador de esfuerzo
de corte (c - e) _____

**4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de
corte (1 + 2d + 3f) _____**

E.- REMOCION DEL RELEVADOR DE SEGURIDAD:

1.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de
corte (C4 ó D4) _____

2.- Peso de la tubería _____

3.- Total (1 + 2) _____

4.- Cambio de presión total en el tubing al
nivel del packer _____ (PSI)

a.- Carga del gráfico 2. + _____

5.- Cambio de presión total en el espacio anular al nivel del packer	_____ (PSI)
a.- Carga del Gráfico 1	+ _____
6.- Total (4a + 5a)	_____
7.- Carga del tubing en la superficie	
(3 - 6)	_____

A.- PRE-INSTALACION:

Si se está utilizando un "Relevador de esfuerzo de corte" debe escogerse el tamaño apropiado. En el espacio previsto de la "HOJA DE CALCULOS DE ANALISIS GUIA" se anota la máxima carga permisible del tubing. De ésta cifra se sustrae el peso del tubing al aire. El resultado es el valor del máximo esfuerzo de corte permisible. El efecto de flotación podría sustraerse del peso del tubing pero si no se le considera, se obtendrá un pequeño margen de seguridad. El relevador de esfuerzo de corte - seleccionado debe ser el mayor posible pero sin sobrepasar al valor obtenido en la hoja de cálculos.

B.- INSTALACION Y OPERACIONES PRELIMINARES:

1.- Carga mínima de asentamiento: Esta carga está especificada por cada fabricante, siendo por ejemplo para los packers JOHNSTON de 10,000 lbs.

1.- Llenado del espacio anular: Si despues que el packer ha

sido sentado y se crea una presión diferencial sobre el tope del packer al llenarse el espacio anular, la carga impuesta tratará de descargar el packer. Para prevenir éste efecto un esfuerzo adicional debe ser aplicado.

- a) El esfuerzo adicional requerido será igual al producto de la presión hidrostática por el área del espacio anular.
- b) La carga de asentamiento requerida al empezar las operaciones debe ser la suma de la carga mínima de asentamiento más la carga obtenida en el paso "a".
- c) En éste punto es necesario chequear la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte por medio del uso del Gráfico 1. El cambio puede ser positivo ó negativo dependiendo del tamaño del tubing y del packer usado. Este Gráfico incluye el efecto del pistón sobre el tubing. Debido a que el tubing está sostenido por el elevador y que el peso - aplicado se observa en el indicador de peso, el efecto de contracción radial es automáticamente compensado.
- d) Agregando al resultado obtenido del Gráfico la carga mínima de asentamiento se obtiene la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte.

3.- Contrapresión en el casing: Si por alguna razón se desea probar la contrapresión en el casing éste debe hacerse antes de que el castillo sea sacado del pozo.

- a) Nuevamente, la presión aplicada al espacio anular requiere un incremento en la carga de asentamiento que es igual a la presión aplicada por la superficie anular.
- b) La carga de asentamiento total será la suma de ese incremento más la carga de asentamiento obtenida en el paso 2.
- c) El efecto de ésta presión sobre el relevador de esfuerzo de corte puede obtenerse del Gráfico 1.
- d) Agregando éste efecto al del llenado del espacio anular da el efecto total en el relevador de esfuerzo.
- e) La carga actual en el relevador de esfuerzo de corte es entonces obtenido agregando éste a la carga total de asentamiento.

C.- OPERACIONES CON EL TUBING SOSTENIDO POR EL ELEVADOR MANTENIENDO UNA CARGA CONSTANTE EN EL INDICADOR DE PESO.

- 1.- La carga en el relevador de esfuerzo de corte al empezar las
las operaciones: Dependerá de la presión que se mantiene en el espacio anular. Si se va a mantener una contrapresión el valor usado será el obtenido en E3e. Si no se mantiene contrapresión, pero se desea conservar el espacio anular siempre lleno, entonces la carga de asentamiento será la obtenida en E2b, y la carga en el relevador de esfuerzo de corte se
rá la misma de E2d. Una tercera posibilidad sería que el ope
rador permitiese que el nivel de fluido bajase al nivel esta

tico en cuyo caso solamente se necesitará la carga mínima de asentamiento, y la carga en el relevador de esfuerzo de corte sería la misma que la de la carga de asentamiento.

2.- Cambios en la presión hidrostática del tubing:

a) Después de que el packer ha sido sentado y el tubing es llenado el incremento de la presión hidrostática en el packer tiene que ser determinada.

b) Después de que el cambio de la presión hidrostática ha sido determinado el incremento correspondiente de la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte debido a éste cambio puede ser obtenido del Gráfico 2. Este Gráfico incluye solamente el efecto del pistón al nivel del packer.

3.- Aplicación de la presión de superficie sobre el tubing:

a) La presión aplicada al tubing en la superficie debe ser calculada aparte de los cambios de la presión hidrostática del tubing desde que hay un efecto adicional de pistón en la superficie.

b) Usando la presión de superficie aplicada y referida al Gráfico 3, el incremento de carga sobre el relevador de esfuerzo de corte puede ser determinado.

4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte:

Sumando $1 + 2b + 3b$ de la sección "C" se obtiene la carga total sobre el relevador de esfuerzo.

B.- OPERACIONES CON EL SUJETADOR DE TUBING EN LA CABEZA BRADEN

1.- Carga en el relevador de esfuerzo de corte al empujar las operaciones: Nuevamente, la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte dependerá de la presión que se mantenga en el espacio anular, y será determinada de la misma manera explicada en la sección "C".

2.- Efecto de la temperatura: Después que el packer ha sido sentado la inyección de un fluido en la superficie puede enfriar el tubing y causar que la tensión se incremente. Los cambios de temperatura nunca deben ser despreciados por que la magnitud de sus esfuerzos es generalmente más grande que cualquiera que provenga de otras causas. Por ejemplo un cambio de 50°F en un tubing de 2 1/2 pulgadas incrementará la tensión en 17,000 lbs.

a) Lo primero que debe hacerse es estimar la temperatura promedio del tubing en el momento que se sienta el packer. Una buena aproximación debe ser hecha tomando la temperatura promedio del fondo del pozo y la temperatura promedio anual del área. Sustrayendo de la temperatura promedio obtenida la temperatura mínima de inyección esperada se obtendrá el cambio de temperatura en el tubing. Del Gráfico 4, se obtiene la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte debido al cambio de temperatura.

3.- Cambios en la presión del tubing: Se determinan los cambios en la presión hidrostática y se agrega la presión de superficie aplicada a fin de obtener el cambio total de presión sobre el packer. Usando ésta presión en el Gráfico 5, se obtiene la carga correspondiente. Usando el nivel de fluido en el tubing en el momento en que el packer es sentado se obtiene otra carga con el Gráfico 6. Restando éste valor de la carga obtenida en el Gráfico 5, se obtiene el cambio neto de carga sobre el relevador de esfuerzo de corte debido a los cambios de presión en el tubing.

4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte: Sumando los cambios de carga $1 + 2d + 3f$, de la sección D, se obtendrá la carga total sobre el relevador de esfuerzo.

E.- REMOCION DEL RELEVADOR DE SEGURIDAD:

Si la carga sobre el relevador de esfuerzo se acerca ó se prepasa al valor del relevador de seguridad, obviamente algunos cambios deben efectuarse. En el caso donde un pozo va a ser tratado el problema podría ser aliviado trayendo un castillo. En otros casos podrá ser necesario eliminar por completo el relevador de seguridad.

Si éste se hace la carga sobre tubing debe ser chequeada para estar seguro de que no es excesiva.

1.- La carga total sobre el relevador de esfuerzo obtenido en la sección D ó C, se anota en el espacio previsto.

- 2.- Se determina el peso de la tubería en el aire. El efecto de flotación puede ser considerado pero no tomándolo en cuenta proveerá un margen de seguridad.
- 3.- Sumar éstos dos valores.
- 4.- Usando el cambio de presión total en el tubing al nivel del packer se obtiene una fuerza correspondiente por medio del Gráfico 2.
- 5.- El cambio de presión total en el espacio anular al nivel del packer es entonces usada para obtener una fuerza del Gráfico 1. Esta fuerza puede ser positiva ó negativa dependiendo si el valor obtenido está sobre ó debajo del eje cero.
- 6.- Estas dos fuerzas son sumadas.
- 7.- La carga del tubing en la superficie es entonces obtenida por la substracción de la fuerza obtenida anteriormente (puede ser positiva ó negativa) de el total de 1 y 2 de la sección E.

Para ver como las consideraciones sobre los efectos de presión y temperatura son grandemente simplificados por medio del análisis guía, consideremos los siguientes ejemplos:

EJEMPLO A.-

Para trabajos de reacondicionamiento de pozos de producción.

Un packer de tensión va a ser sentado por medio de un tubing de 2" EUE en un casing de 5 1/2 pulgadas y 17 lbs. a la pro

fundidad de 7,500'. El nivel estatico de fluido está en la superficie. La intención es sentar el packer, aliviar el equipo, luego acidificar y producir. La temperatura del fondo del pozo es 190°F, la temperatura mínima de inyección del fluido es 60°F, y el promedio anual de temperatura del área es 70°F. La presión de inyección esperada es 2,500 psi. La máxima carga permisible del tubing es 70,000 lbs. En la hoja de análisis guía se llena usando los valores de arriba.

En la sección "A", se selecciona el valor del relevador de 32,000 lbs. que está dentro del código de colores del rojo.

En la sección "B", desde que el espacio anular no será llenado la carga de asentamiento será de 10,000 lbs. Desde que el cano será probado y la intención es la de acidificar con la ayuda del tubing en la cabeza Braden, la "C" puede ser despreciada por ahora (pero será referida más tarde)

En la sección "D" la carga sobre el relevador de esfuerzo al comensar las operaciones será de 10,000 lbs. La temperatura promedio del tubing es de $\frac{190 + 70}{2} = 130^\circ\text{F}$, y el cambio en la -

temperatura del tubing podría ser de 70°F. El incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo debido al cambio de temperatura podría ser de 19,000 lbs. La presión de inyección de 2,500 psi. incrementará posteriormente la carga de 10,000 lbs. La carga total sobre el relevador de esfuerzo podría ser de --

39,000 lbs. Esto podría obviamente resultar en una falla prematura del relevador de esfuerzo.

Si el equipo fuera mantenido en la locación mientras se efectúa la acidificación de manera que el tubing podría ser sostenido por el elevador, la carga sobre el relevador de esfuerzo sería sustancialmente reducida. Refiriéndose nuevamente a la sección "C" la carga de asentamiento podría ser de 10,000 lbs. La presión de inyección podría incrementar a la carga sobre el relevador de esfuerzo en 13,000 lbs. y la carga total sería solamente 23,000 lbs. Por observación del indicador de peso y manteniendo una carga constante en la superficie los efectos de temperatura y de expansión radial son eliminados; de este modo la carga es considerablemente menor que antes y está dentro del rango permitible de operación.

ANALISIS GUIA PARA SELECCIONAR PACKERS DE TENSION;

A.- PRE-INSTALACION:

1.- Selección del Relevador

a.- Máxima carga permisible del tubing	<u>70,000</u>
b.- Peso del tubing al aire	<u>35,200</u>
c.- Valor del máximo esfuerzo de corte permisible (a-b)	<u>34,800</u>
d.- Valor del relevador de esfuerzo de corte seleccionado (Tabla 1)	<u>32,000</u>

B.- INSTALACION Y OPERACIONES PRELIMINARES;

1.- Carga mínima de asentamiento requerida 10,000

2.- Llenar los espacios.

a.- Carga adicional requerida para llenar el espacio anular después de que el packer es sentado.

Incremento en la presión hidrostática 0 (PSI) x
Área del espacio anular (sq.in.) = 0

b.- Carga de asentamiento requerida para mantener el espacio anular lleno (1 + 2a) 10,000

c.- Efecto de los cambios de la presión hidrostática del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + 0

d.- Carga sobre relevador de esfuerzo de corte con casing lleno (b + c) 10,000

3.- Prueba del casing sobre el espacio anular:

a.- Carga adicional de asentamiento requerida:

Presión aplicada en la superficie 0 (PSI)
x Área del espacio anular (sq.in.) = 0

b.- Carga de asentamiento requerida para mantener la presión del espacio anular (2b+ 3a) -

c.- Efecto de la presión de superficie del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + 0

d.- Efecto de los cambios de presión total del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte

(2c + 3c) + 0

e.- Carga sobre el relevador de esfuerzo de corte mientras se mantiene la presión de superficie en el espacio anular (3b + 3d)

10,000

C.- OPERACIONES CON EL TUBING SOSTENIDO POR EL ELEVADOR MANTENIENDO UNA CARGA CONSTANTE EN EL INDICADOR DE PESO.

1.- Carga en el relevador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2 ó B3e) 10,000

2.- Cambios en la presión hidrostática del tubing:

a.- Cambios de la presión hidrostática 0 (PSI)

b.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 2) 0

3.- Aplicación de la presión de superficie sobre el tubing:

a.- Presión aplicada 2,500 (PSI)

b.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 3) 13,000

4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte (1 + 2b + 3b) 23,000

D.- OPERACIONES CON EL SUJETADOR DE TUBING EN LA CAJEZA BRADEN:

Carga en el regulador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2 ó B3e) 10,000

2.- Efecto de la temperatura:

- a.- Temperatura promedio del tubing ($^{\circ}\text{F}$) 130^o
- b.- Temperatura mínima de inyección del fluido ($^{\circ}\text{F}$) 60^o
- c.- Cambios en la temperatura del tubing (a-b) 70^o
- d.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 4) 19,000

3.- Cambios en la presión del tubing:

- a.- Cambio de la presión hidrostática 0 (PSI)
 - b.- Presión de superficie aplicada 2,500 (PSI)
 - Cambio en la presión total del tubing (a + b) 2,500 (PSI)
 - c.- Carga del gráfico 5. 10,000
 - d.- Nivel de fluido en el tubing al momento de ser sentido el packer 0 (F.F.S.)
 - e.- Carga del gráfico 6. 0
 - f.- Cambio de corte (c - e) 10,000
- 4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte**
(1 + 2d + 3f) 39,000

E.- MENCION DEL RELEVADOR DE SEGURIDAD:

- 1.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte (D4 ó D4) _____
- 2.- Peso de la tubería _____

- 3.- Total (1 + 2) _____
- 4.- Cambio de presión total en el tubing al nivel del packer. _____ (PSI)
- a.- Carga del Gráfico 2. + _____
- 5.- Cambio de presión total en el espacio anular al nivel del packer. _____ (PSI)
- a.- Carga del Gráfico 1. + _____
- 6.- Total (4a + 5a) _____
- 7.- Carga del tubing en la superficie (3 - 6) _____

EJEMPLO "B".-

Inyección de agua o inundación de agua:

Un packer de tensión es sentado por medio de un tubing de 2' EUE, a la profundidad de 4,800' en un casing de 5 1/2' y -- 17 lbs. El nivel de fluido está a 1,000' de la superficie. La temperatura del fondo del pozo es de 150°F y la temperatura promedio anual del área es de 70°F. La temperatura mínima esperada de inyección de agua es de 50°F. La presión de inyección será de 2,200 PSI. El operador desea llenar y probar el casing a 300 - PSI, luego quiera mantener el espacio anular lleno todo el tiempo.

En la sección "A" se selecciona el valor del relevador de seguridad de 47,000 lbs. que está dentro del código de colores del amarillo. Para llenar el espacio anular una carga de asenta

miento de 19,400, es obtenida en la sección "B". Para probar el casing a 300 TSI la carga de asentamiento requerida se incrementará en 25,000 lbs. y la carga sobre el relevador de esfuerzo mientras se esta probando es 24,300 lbs. En la sección "D", antes de sacar el equipo o castillo la carga de asentamiento es reducida nuevamente a 19,400 lbs. La carga sobre el relevador de esfuerzo podría ser de 19,000 lbs. La temperatura promedio antes de la inyección podría ser $\frac{150 + 70}{2} = 110^{\circ}\text{F}$ y el incremento en la carga debido al cambio en la temperatura del tubing podría ser 16,000 lbs. El incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo debido a los cambios en la presión del tubing podría ser aproximadamente 10,500 lbs. dando una carga total sobre el relevador de esfuerzo de 45,500 lbs. Desde que el valor del relevador es de 47,000 lbs. no permite mucho margen para la seguridad y pueden ser hechos algunos cambios.

El operador tiene dos alternativas:

- 1.- Después de probar el casing podrá reducir la carga de asentamiento nuevamente a 10,000 lbs. en lugar de 19,000 lbs. permitiendo que el nivel de fluido en el espacio anular se desborde. La carga total sobre el relevador de esfuerzo sería solo de 36,500 lbs.
- 2.- Podría eliminar la cara del relevador de esfuerzo. Al hacer esto deberá chequear la carga sobre el tubing para

asegurarse que está dentro de los rangos de operación de seguridad. El peso de la tubería sumado a la carga obtenida en la sección "D", da un total de 88,100 lbs. Restando de esto el efecto neto del pistón debido al espacio anular y a los cambios de la presión del tubing da una carga total sobre el tubing en la superficie de 62,600 lbs.

ANALISIS GUIA PARA SENTAR PACKERS DE TENSION:

A.- PRE-INSTALACION:

1.- Selección del relevador

a.- Máxima carga permisible del tubing	<u>70,000</u>
b.- Peso del tubing al aire	<u>22,600</u>
c.- Valor del máximo esfuerzo de corte permisible (a - b)	<u>47,400</u>
d.- Valor del relevador de esfuerzo de corte seleccionado (tabla 1)	<u>47,000</u>

B.- INSTALACION Y OPERACIONES PRELIMINARES:

1.- Carga mínima de asentamiento requerido 10,000

2.- Llenar los espacios:

a.- Carga adicional requerida para llenar el espacio anular después que el packer es sentado.

Incremento en la presión hidrostática 500 (PSI)

x área de espacio anular 18.8 (sq.in.) = 9,400.

b.- Carga de asentamiento requerido para mantener el espacio anular lleno (1 + 2a) 19,400

c.- Efecto de los cambios de la presión hidrostática del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + - 400

d.- Carga sobre el relevador de esfuerzo de corte con casing lleno (b + c) 19,000

3.- Prueba del casing sobre el espacio anular:

a.- Carga adicional de asentamiento requerido:

Presión aplicada en la superficie 300 (PSI)

x área del espacio anular 18.8 (sq.in) = 5,600

b.- Carga de asentamiento requerida para mantener la presión del espacio anular (2b + 3a) 25,000

c.- Efecto de la presión de superficie del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 1) + - 300

d.- Efecto de los cambios de presión total del espacio anular sobre el relevador de esfuerzo de corte (2c + 3c) + - 700

e.- Carga sobre el relevador de esfuerzo de corte mientras se mantiene la presión de superficie en el espacio anular (3b + 3d) 24,300

C.- OPERACIONES CON EL TUBING SOSTENIDO POR EL ELEVADOR MANTENIENDO UNA CARGA CONSTANTE EN EL INDICADOR DEL PESO:

- 1.- Carga en relevador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2d ó B3e) _____
- 2.- Cambios en la presión hidrostática del tubing:
 - a.- Cambios de la presión hidrostática _____ (PSI)
 - b.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 2) _____
- 3.- Aplicación de la presión de superficie sobre el tubing:
 - a.- Presión aplicada _____ (PSI)
 - a.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 3) _____
- 4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte
(1 + 2b - 3b) _____

D.- OPERACIONES CON EL SUJETADOR DEL TUBING EN LA CABEZA BRADEN.

- 1.- Carga en el regulador de esfuerzo de corte al empezar las operaciones (B1, B2b ó B3e) _____ 19,000
- 2.- Efecto de la temperatura:
 - a.- Temperatura promedio del tubing (°F) 110°
 - b.- Temperatura mínima de inyección del fluido (°F) 50°F
 - c.- Cambio en la temperatura del tubing (a - b) 60°F

d.- Incremento en la carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (Gráfico 4) 16,000

3.- Cambios en la presión del tubing:

a.- Cambio de la presión hidrostática 500 (PSI)

b.- Presión de superficie aplicada 2,200 (PSI)

Cambio en la presión total del tubing

(a + b) 2,700 (PSI)

c.- Carga del Gráfico 5. 11,000

d.- Nivel de fluido en el tubing al momento de ser sentado el packer. 1,000 (F.P.S)

e.- Carga del Gráfico 6. 500

f.- Cambio neto de carga sobre el relevador de esfuerzo de corte (c - e) 10,500

4.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte

(1 + 2d + 3f) 45,500

E.- REMOCION DEL RELEVADOR DE SEGURIDAD:

1.- Carga total sobre el relevador de esfuerzo de corte

(C4 ó D4) 45,500

2.- Peso de la tubería 22,600

3.- Total (1 + 2) 68,100

4.- Cambio de presión total en el tubing al nivel del packer. 2,700 (PSI)

a.- Carga del Gráfico 2. + + 5,800

5.- Cambio de presión total en el espacio anular al nivel
del packer. 500 (PSI)

a.- Carga del Gráfico 1. + 500

6.- Total (4a + 5a) 5,300

7.- Carga del tubing en la superficie (3 - 6) 62,800

GRAFICO N° 1

5½"-6" PACKER

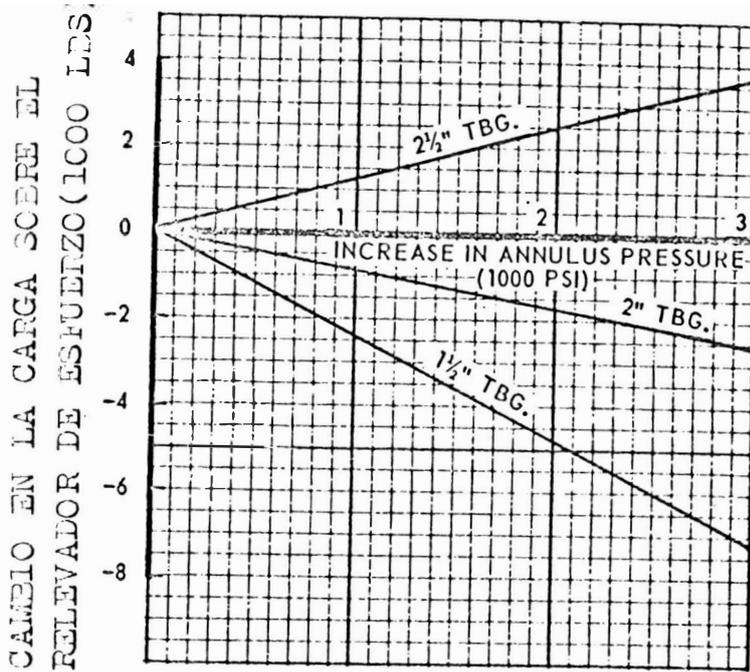


GRAFICO N° 2

5½"-6" PACKER

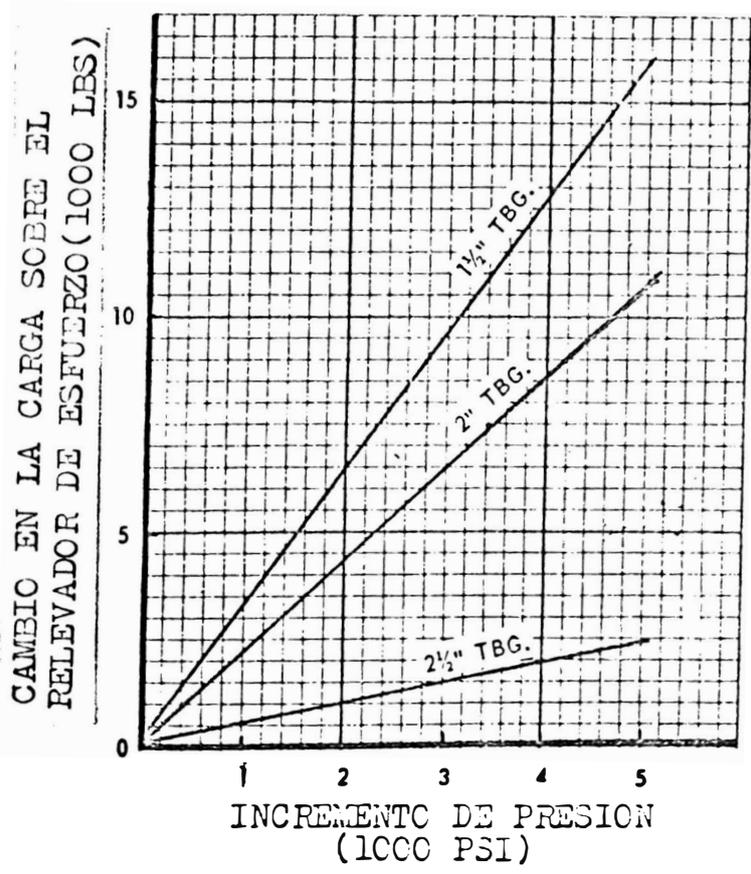


GRAFICO N° 3

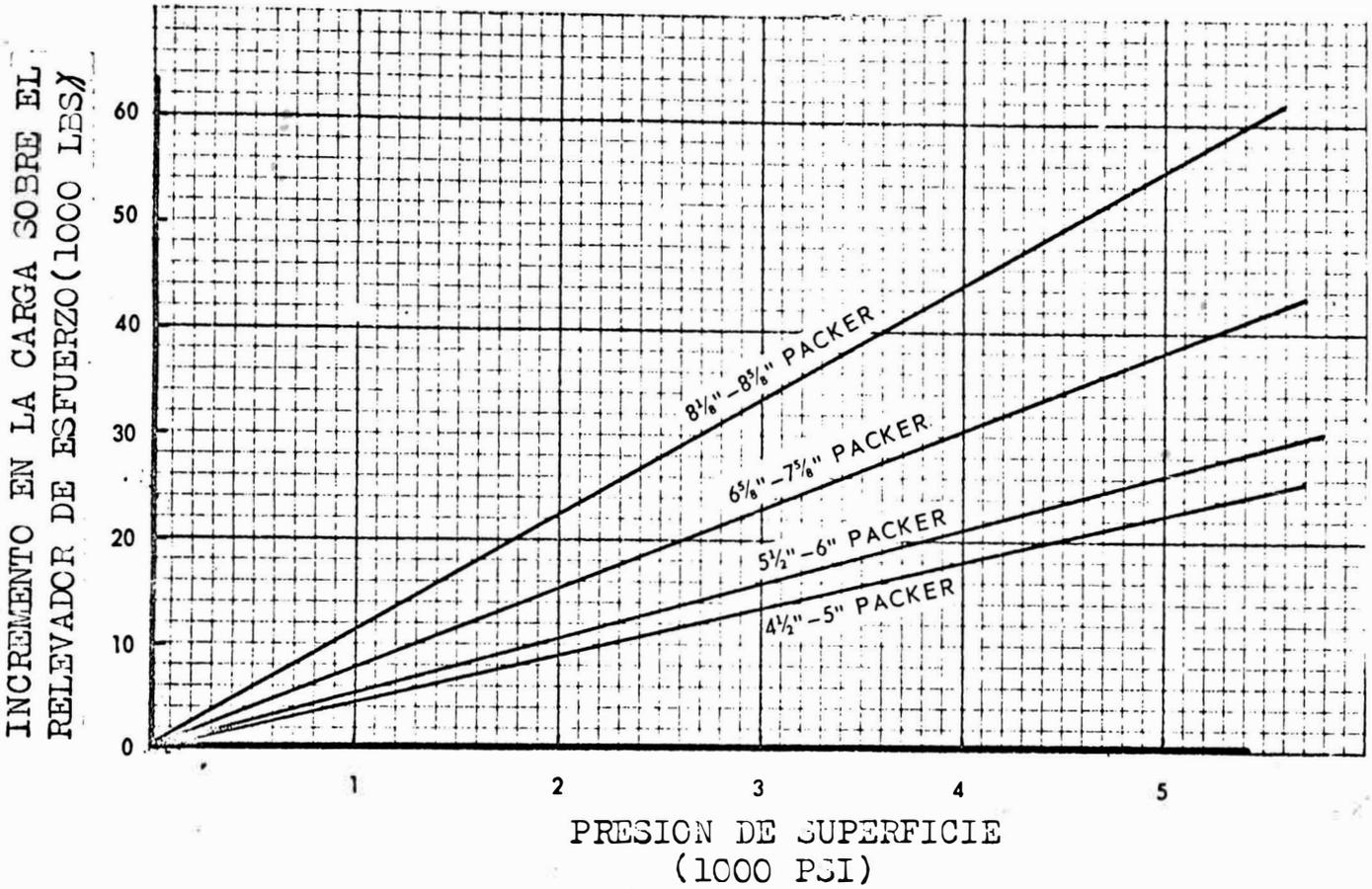


GRAFICO N° 4

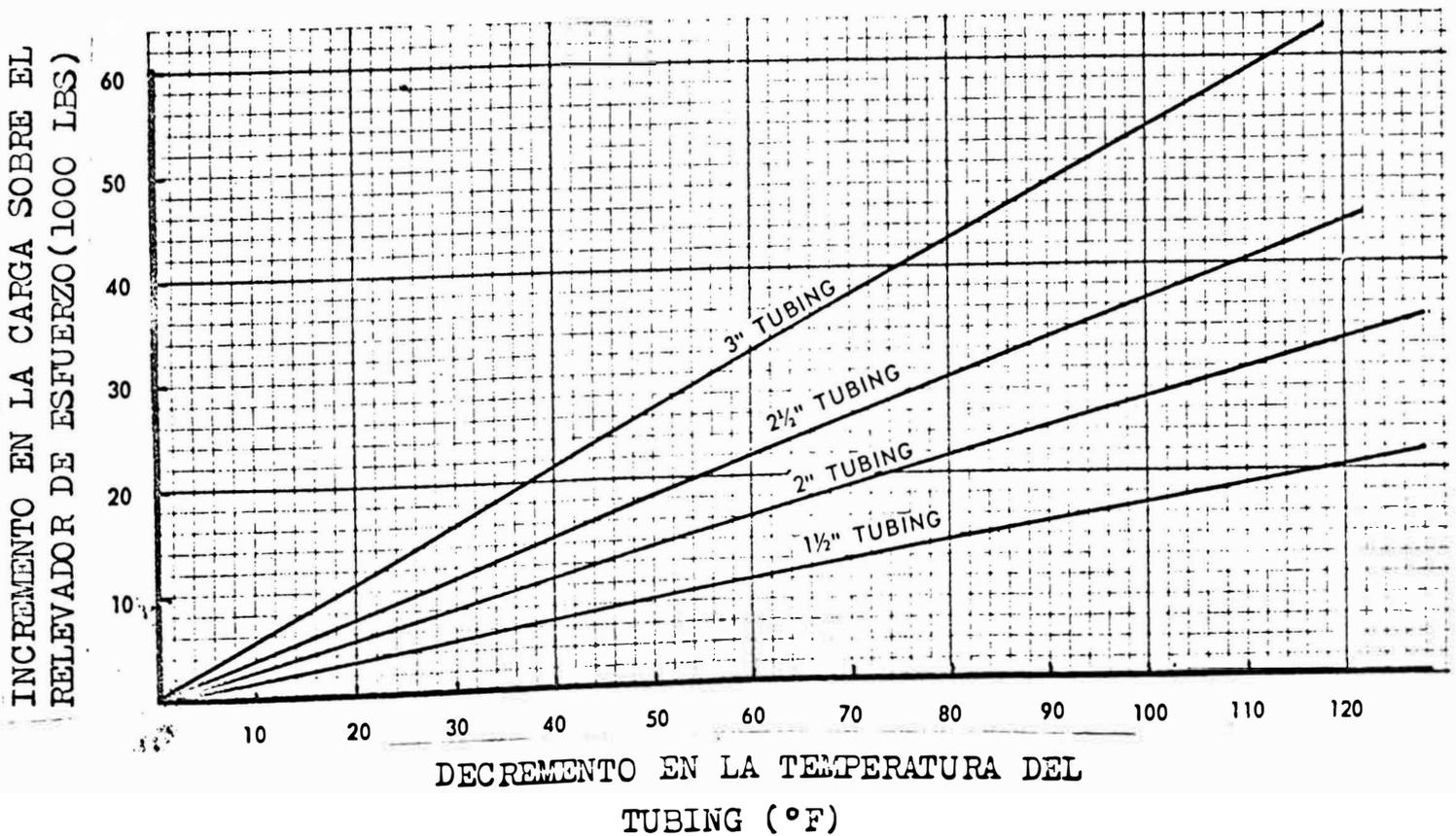


GRAFICO N° 5

5½"-6" PACKER

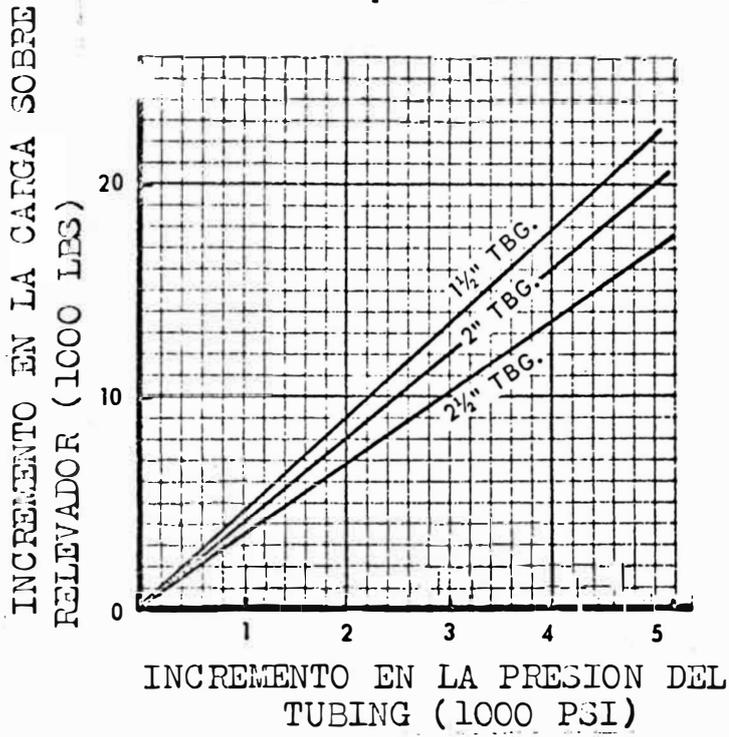
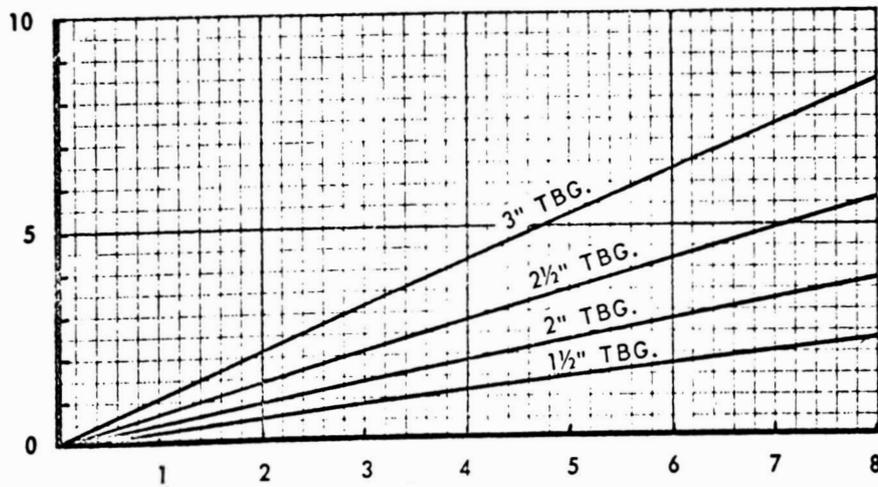


GRAFICO N° 6



NIVEL ESTATICO DE FLUIDO (1000 f.f.s.)

TABLA I

	CODIGO DE COLORES	DIAMETRO DEL PACKER		
		4½" - 5"	5½" - 6"	6¾" - 7¾"
VALOR DEL RELEVADOR	ROJO	30,000	32,000	35,000
	AMARILLO	42,000	47,000	52,000
	AZUL	67,000	72,000	82,000

C O N C L U S I O N E S

CONCLUSIONES

De lo expuesto anteriormente podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1.- La mayoría de los packers sólo se diferencian por la manera de ser sentados, pues unos se sientan por tensión, otros por compresión y algunos por rotación.
- 2.- Los packers de ancla llamados frecuentemente packers del fondo del pozo son usados en completaciones de hueco abierto para cerrar el fondo de agua.
- 3.- Los packers de ancla pueden ser sentados cerca del fondo para aislar una formación productiva inferior mientras se acidifica una zona superior usando un packer de disco de pared sobre la zona superior.
- 4.- Los packers de tensión tienen una ventaja sobre los otros packers ya que pueden aguantar presiones más altas desde abajo pues la presión actúa ayudando a sentarse al packer más fuertemente.
- 5.- Los packers de producción en las completaciones permanentes se usan para realizar una acidificación, una cementación forzada, un fracturamiento de formación y una inyección de agua ó gas.
- 6.- Los packers de enganche de pared se pueden usar para trabajar una zona superior sin exponer la zona de abajo a la alta presión del lodo previniendo la pérdida

de potencial en la zona inferior.

7.-Los packers inflables pueden ser usados en hueco abierto ó casing salvo en el caso de que se metan particular abrasivas en la tapa para obtener fricciones soportables en el casing.

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

- 1.- PETROLEUM PRODUCTION HANDBOOK FOR FRICK (VOLUME I)
- 2.- ANALYSIS GUIDE FOR TENSION PACKER APPLICATIONS FOR
JOHNSTON TESTERS (REVIEW II 1,965)
- 3.-PACKER HAND BOOK DE LANE WELLS (SECTION 3)