

Universidad Nacional de Ingeniería

**PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA
DE PETRÓLEO Y PETROQUÍMICA**



“ Diseño de Completación de Pozos ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ABEL ANDRADE VILLAFUERTE

LIMA • PERU • 1982

DISEÑO DE COMPLETACION DE POZOS

1. INTRODUCCION
2. TIPOS DE COMPLETACION DE UN POZO
 - 2.1 Completación a hueco abierto
 - 2.2 Completaciones con lana
 - 2.3 Completación con forro perforado
 - 2.4 Completaciones convencionales
 - 2.4.1 Completaciones simples
 - 2.4.2 Completaciones múltiples
 - 2.5 Configuraciones tubulares convencionales
 - 2.5.1 Completación de zona sencilla
 - 2.5.2 Completación de zona múltiple
 - 2.6 Configuraciones tubulares no convencionales
3. SELECCION DE INTERVALOS Y CONSIDERACIONES PRODUCTIVAS
 - 3.1 Efecto del mecanismo de impulsión
 - 3.2 Influencia de la heterogenidad del reservorio
 - 3.3 Régimen de producción deseado. Consideraciones de eficiencia de completación.
 - 3.4 Estimulación y consideraciones futuras de retrabajos
4. EMPAQUES DE PRODUCCION
 - 4.1 Empaques
 - 4.2 Consideraciones generales en la selección de empaques
 - 4.3 Empaques recuperables
 - 4.4 Empaques permanentes
 - 4.5 Receptáculo del diámetro interno del empaque
 - 4.6 Empaques de cemento
5. EQUIPO DE CONTROL DE SUBSUELO
 - 5.1 Sistema de seguridad
 - 5.2 Sistema de seguridad de superficie

- 5.3 Sistema de control de pozos mediante válvulas de seguridad
- 5.4 Reguladores y estranguladores de fondo
- 5.5 Válvulas de seguridad de inyección de subsuelo
- 5.6 Accesorios para la tubería de producción
- 6. SARTAS DE TUBERIA
 - 6.1 Grados de acero
 - 6.2 Conexión de tubería
 - 6.3 Diseño de sartas de producción
 - 6.4 Tubería de alta resistencia
 - 6.5 Inspección de tubería
 - 6.6 Prácticas de manejo de tubería
 - 6.7 Equipo para uso con tubería de alta resistencia
 - 6.8 Prácticas para tender la tubería
- 7. TECNICAS DE COMPLETACION USADAS EN EL NOR ORIENTE PERUANO
 - 7.1 Consideraciones generales
 - 7.2 Revestimiento y cementación primaria
 - 7.3 Baleo de la lana de producción
 - 7.4 Evaluación de formaciones
 - 7.5 Ejemplos típicos de instalaciones de producción

Bibliografía

CAPITULON° 1

INTRODUCCION

El pozo individual es nuestra única comunicación con el yacimiento. Los pozos representan el mayor gasto en el desarrollo de un yacimiento. Los pozos de petróleo, los pozos de gas, los pozos de inyección presentan problemas singulares dependiendo de las condiciones operativas específicas. La completación individual del pozo debe diseñarse para que rinda máxima rentabilidad total en base al campo.

La completación ideal es la del menor costo (considerando los costos iniciales y operativos) que cumple o casi cumple las exigencias que se le harán durante toda la vida. Para diseñar una completación, inteligentemente, debe hacerse un cálculo razonable de las características de producción durante la vida del pozo. Deben evaluarse tanto las consideraciones mecánicas como las del yacimiento.

Las consideraciones del yacimiento

Las consideraciones del yacimiento toman en cuenta la ubicación de los diferentes líquidos de las formaciones penetradas por la luz del pozo, el flujo de estos fluidos a través de la roca del yacimiento, y las características de la roca misma.

1. Régimen de producción para suministrar la máxima económica recuperación, es frecuentemente el punto inicial para el diseño de la completación de un pozo. Mezclado con otros factores, el régimen de producción deberá determinar el tamaño del entubado de producción.

2. Yacimientos múltiples penetrados por un pozo, generará la posibilidad de una completación múltiple dentro del revestimiento ya sea separados por empaques, o algunas sartas de revestimientos de menor diámetro cementados en el pozo para suministrar un efecto de pozos separados. Otras posibilidades incluyen la comunicación de hidrocarburos desde reservorios separados, o varios pozos desde una locación en superficie.

3. El mecanismo de impulsión del yacimiento puede determinar si o no el intervalo de completación tendrá que considerarse como movimientos de contacto gas - aceite o agua - aceite. Una situación de impulsión por agua puede indicar problemas de producción de agua. Una impulsión por gas disuelto puede indicar levantamiento artificial. Reservorios con impulsión por gas y gas disuelto usualmente significan disminución en el índice de productividad e incremento en la razón gas - aceite.

4. Necesidades de recuperación secundaria puede requerir un método de completación que permita seleccionar entre inyección o producción. Una inyección de agua puede incrementar el volumen de fluido a ser manejado. Procesos de recuperación de alta temperaturas puede requerir revestimientos y materiales cementantes de revestimiento especiales.

5. Una estimulación puede requerir modelos de baleos especiales que permita aislar zonas, para facilitar altos regímenes de inyección, y una conexión con el pozo tal que después del tratamiento la zona pueda ser retornada a producción sin ponerla en contacto con los fluidos usados para matar el pozo. Estimulación a alta temperatura puede requerir procedimientos especiales de cementación, revestimientos y prácticas de bajada de revestimiento.

6. Los problemas de control de arena solamente podrían dictar el tipo de método de completación y los máximos regímenes de producción. Por otro lado, los problemas del control de los fluidos del reservorio podrían decirnos al menos, qué tipo de control de arena debemos usar. Zonas con problemas de arena algunas veces nos dicen las restricciones de la luz del pozo, las cuales debemos considerar para la completación del pozo.

7. La frecuencia de retrabajos es probablemente alta en zonas en donde los reservorios deben ser drenados a través de un solo pozo. Frecuentemente se sugiere una completación con tendencia al uso de la unidad de cable o tipos de sistemas de recompletación de bombeo.

8. El levantamiento artificial podría significar completaciones simples, aún en zonas en donde existan zonas productivas múltiples.

Consideraciones mecánicas

Las consideraciones mecánicas son frecuentemente la clave, de ser capaz de depletar el reservorio efectivamente, controlando el comportamiento del fondo del pozo, y modificar las situaciones del pozo cuando sea necesario hacerlo.

Mecánicamente, el diseño de completación del pozo es un problema complejo de ingeniería. La filosofía básica es la de diseñar, según las condiciones específicas del pozo, las condiciones del campo y las condiciones del área.

1. Maximizar la ganancia, considerando el valor del tiempo y del dinero. A veces se ayuda más a la economía si se demoran los gastos, especialmente en pozos en los que es frecuente el servicio. El pozo aislado es al que se le puede dar el lujo de ofrecerle la máxima flexibilidad para el futuro.

2. Mantenga la instalación sencilla, tanto desde el punto de vista del equipo como del procedimiento. Considere el nivel destreza del operador disponible.

3. La confiabilidad total depende de la confiabilidad de los componentes individuales y el número de componentes. Diseñe para el mantenimiento, limite las partes móviles, evite trampas de desperdicio. A medida que aumente la complejidad, incluya alternativas.

4. Anticipe todas las condiciones operativas, y la presión asociada y las fuerzas de temperatura.

5. Debe diseñarsele seguridad al pozo. En áreas marítimas, pobladas o aisladas deben considerarse sistemas de cierre automáticas y métodos de control de la presión del pozo.

Las decisiones básicas que deben tomarse al diseñar la comple

tación de un pozo (a) el método de completación; (b) el número de completaciones dentro de la luz del pozo; (c) la configuración del revestimiento y la tubería; (d) el diámetro de la conducción de producción; y (e) el intervalo de completación.

C A P I T U L O N º 2

2.1 Completación a "hueco abierto"

Es llamado método de completación a "hueco abierto", debido a que el forro de producción es sentado encima de la zona de interés y antes de la perforación misma (ver figura 1). El pozo es completado con el intervalo de producción abierto al pozo.

2.1.1 Ventajas

1. Adaptables a técnicas especiales de perforación para minimizar el daño a la formación, o para impedir pérdida de circulación a la zona de producción.
2. Con empaque con grava, provee un excelente método de control de arena, en donde la productividad es importante.
3. Ningún gasto de baleo.
4. La interpretación del registro no es crítica puesto que todo el intervalo está abierto.
5. Puede profundizarse fácilmente.
6. Puede convertirse fácilmente a completación con lana o lana perforada.
7. Un diámetro completo al otro lado del estrato.

2.1.2 Desventajas

1. Difícil de controlar la producción excesiva de gas, o agua.
2. El revestimiento se coloca "a oscuras" antes de perforarse el estrato o tomarse un registro.
3. Se requiere más tiempo de equipo durante la completación.
4. Puede requerir limpiezas más frecuentes.
5. El intervalo de producción no puede ser selectivamente estimulado.

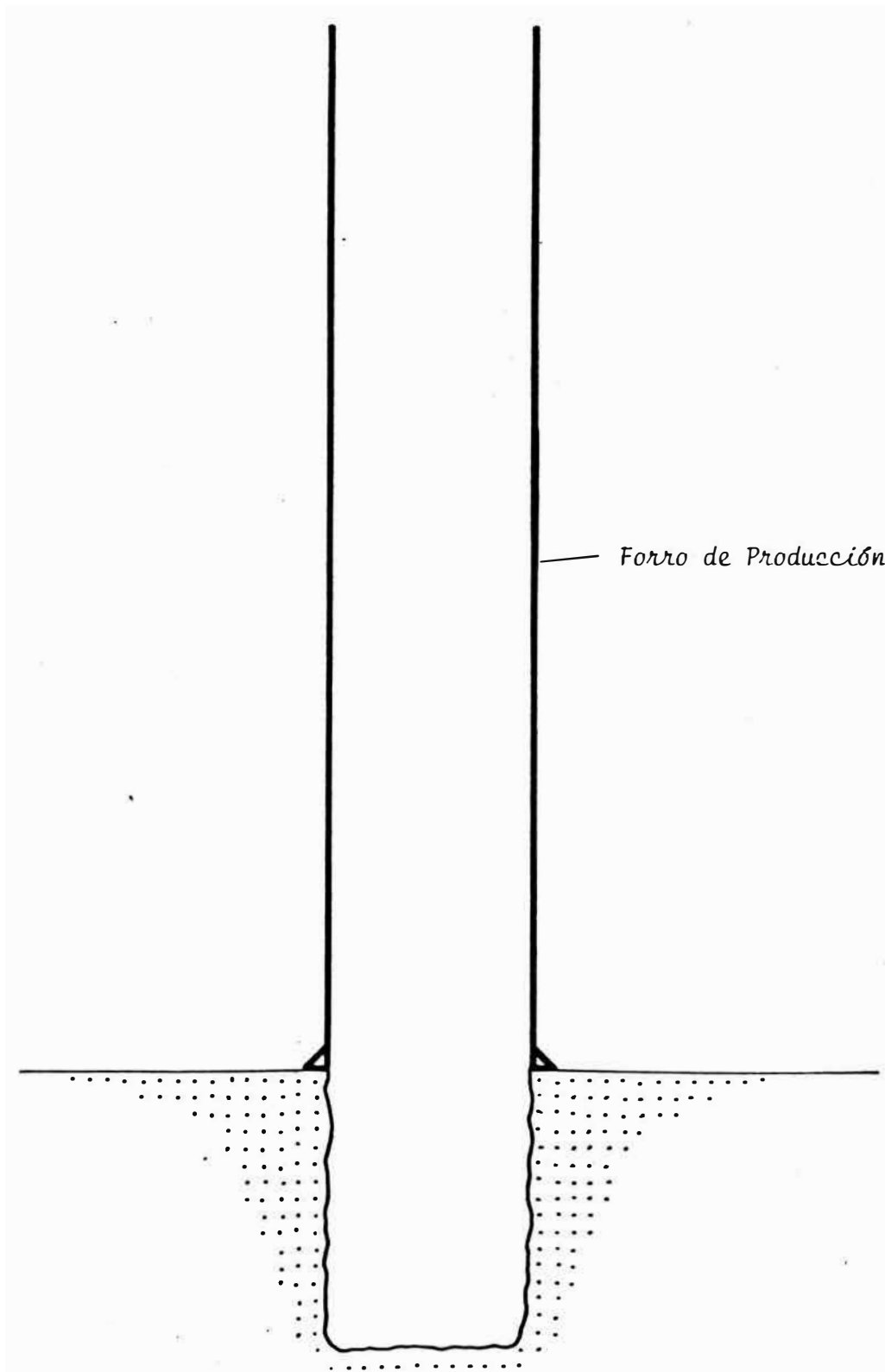


FIGURA N° 1.- COMPLETACION A "HUECO ABIERTO"

2.2 Completaciones con lana

Hay dos tipos de completaciones con lana. Estas son: (1) completaciones con lana y malla; (2) completaciones con lana perforada.

2.2.1 Completaciones con lana y malla

El revestimiento es sentado encima de la zona de producción, y una malla con lana no cementada es instalada a través del estrato (ver figura 2).

2.2.1.1 Ventajas

1. El daño a la formación durante la perforación del estrato productivo es minimizado.

2. No hay gastos de baleo.

3. La interpretación de registros no es crítica.

4. Adaptable a técnicas de control de arena.

5. Los problemas de limpieza son evitados.

2.2.1.2 Desventajas

1. Excesiva agua o gas es difícil de controlar.

2. El forro de producción es sentado antes de perforar el horizonte productivo.

3. No es posible estimular selectivamente.

4. Se requiere mayor tiempo de equipo.

5. Reducido diámetro a través de la arena.

6. El pozo no es fácilmente profundizado.

2.2.2 Completación con lana perforada

El revestimiento es sentado encima de la zona productiva, la arena es perforada, se baja la lana y se coloca en ese lugar (ver figura 3). La lana es posteriormente baleada selectivamente para producción.

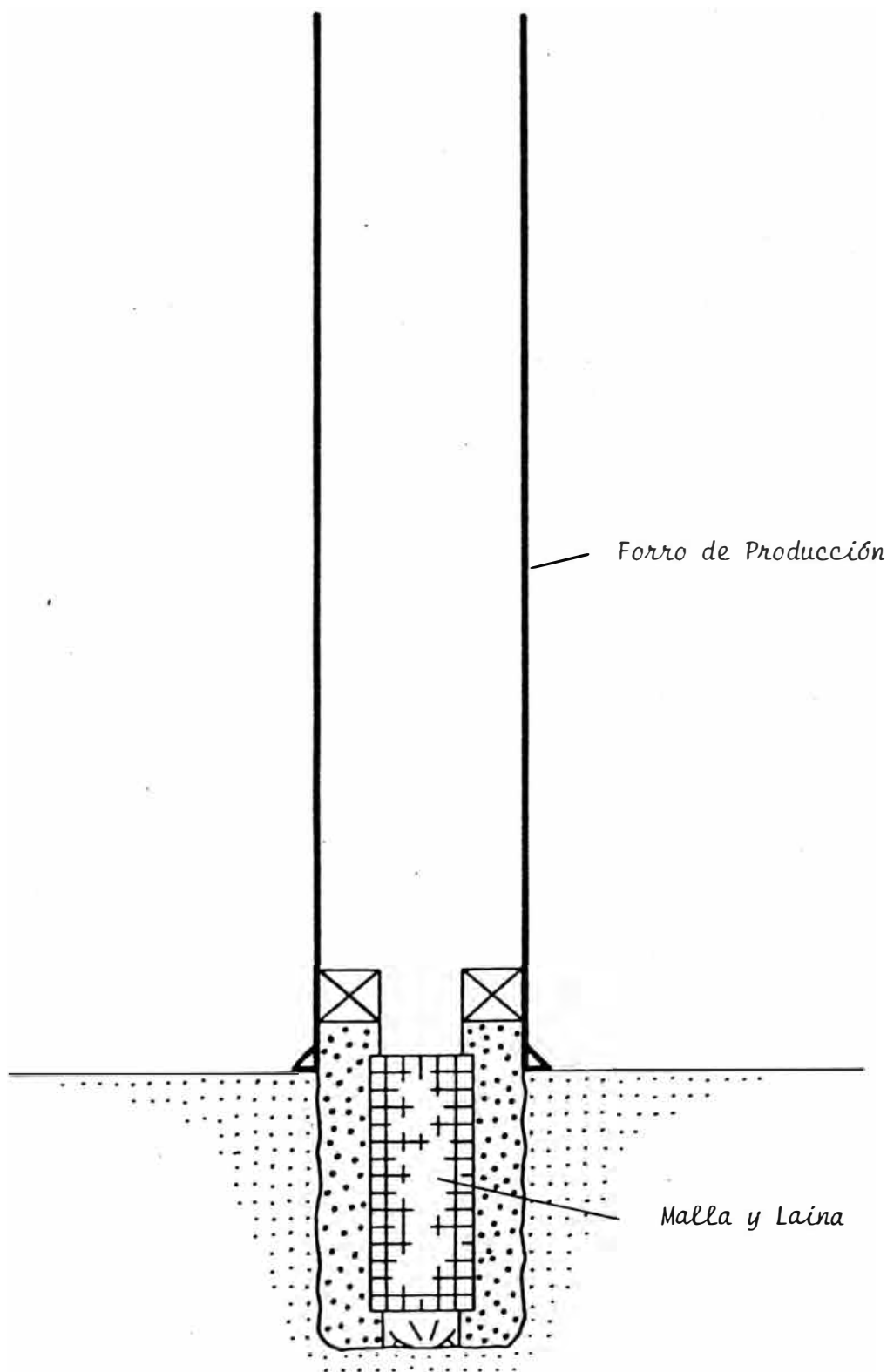


FIGURA N° 2 COMPLETACION CON LAINA Y MALLA

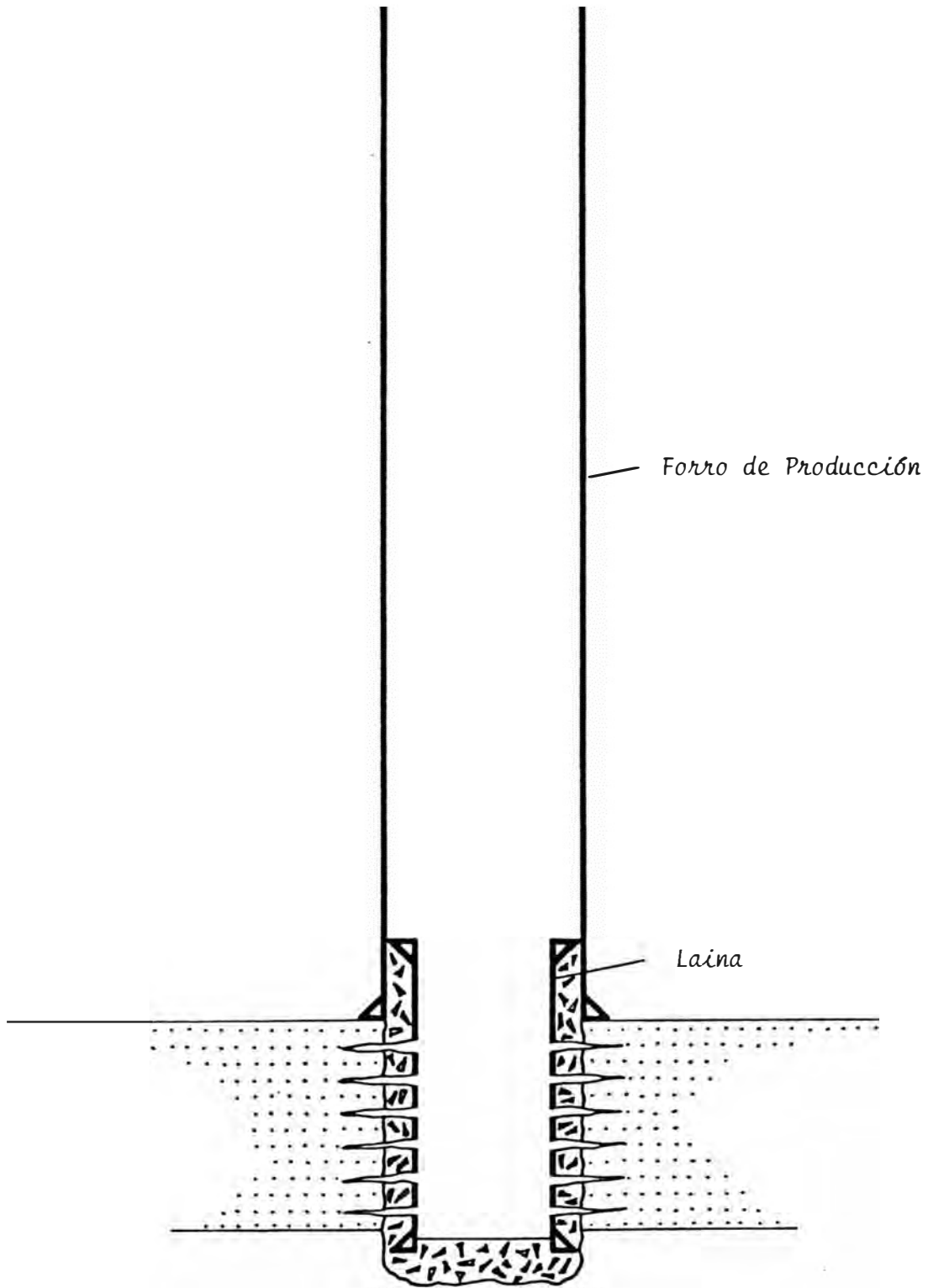


FIGURA N° 3.- COMPLETACION CON LAINA PERFORADA

2.2.2.1 Ventajas

1. El daño a la formación es minimizado.
2. Una excesiva producción de gas o agua será más fácilmente evitable o controlada.
3. La formación puede ser selectivamente estimulada.
4. La lina impide la entrada de arena, pero además, es adaptable para especiales técnicas de control de arena.
5. El pozo puede ser fácilmente profundizado.

2.2.2.2 Desventajas

1. El diámetro del pozo a través de la arena es restringido.
2. La interpretación de registros es crítica.
3. Una buena calidad de trabajos de cementación en la lina, es más difícil de obtener que en los trabajos de cementación para un revestimiento.
4. Costos adicionales: gastos de baleo; gastos adicionales de cementación; adicional tiempo de equipo.

2.3 Completaciones con forro perforado

El forro de producción es cementado a través de la zona de producción y la arena es baleada selectivamente (ver figura 4).

2.3.1 Ventajas

1. Se puede controlar más fácilmente la producción excesiva de agua o gas.
2. La formación puede ser estimulada selectivamente.
3. El pozo puede ser fácilmente profundizado.
4. El forro impedirá la entrada de arena; además la completación es adaptable a técnicas especiales de control de arena.

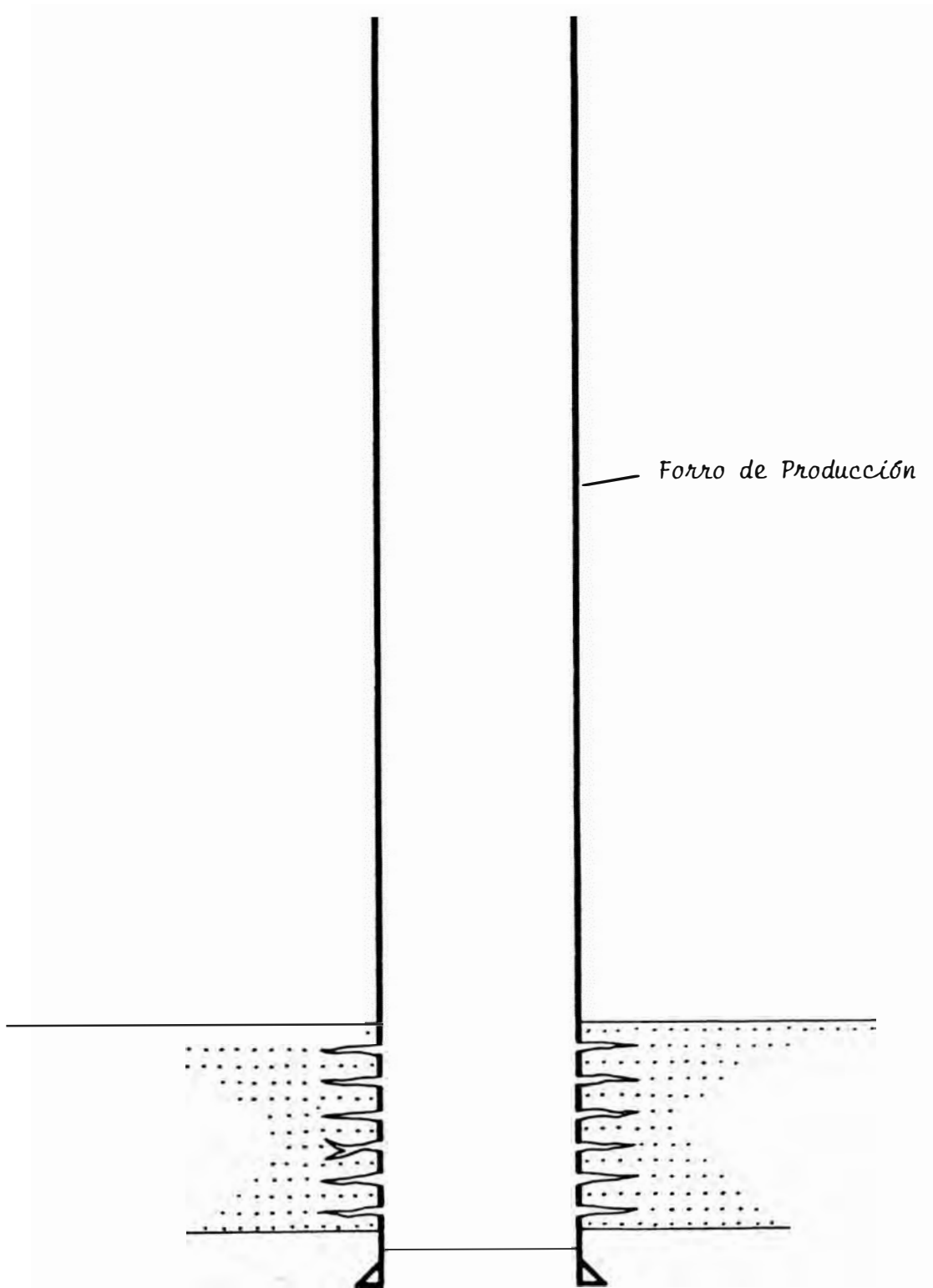


FIGURA N° 4.- COMPLETACION CON FORRO PERFORADO

5. Diámetro completo frente a la arena.
6. Hay disponible registros para ayudar a tomar decisiones sobre la colocación del revestimiento.
7. Se adapta a múltiples técnicas de completación.
8. Mejora en la cementación primaria (en comparación con la cementación de lana).
9. Tiempo mínimo de equipo y no se requiera gastos de registros.

2.3.2 Desventajas

1. El costo de baleo puede ser significativo.
2. A veces son críticas las interpretaciones de los registros para no perder las arenas comerciales, evitando sin embargo, blear zonas submarginales.
3. No se adapta a técnicas de perforación especial para minimizar los daños a la formación.
4. Grandes daños a la formación.
5. Debe reconocerse que un mal trabajo de cementación primaria, en efecto, convierte una completación de "forro baleado" en una completación de "hueco abierto"

2.4. Completaciones convencionales

Completaciones convencionales son aquellas en la cual, el tamaño del forro de producción es mayor de 4 1/2 pulgadas OD.

2.4.1 Completaciones simples

2.4.1.1 Pozo fluente - Flujo a través del revestimiento

El flujo es a través del revestimiento (ver figura 5) y no hay restricciones ni por tubería ni por empaques. Este tipo de completación enfoca que sería restringido a pozos capaces de producir a extremadamente altos regímenes de flujo y bajo o medio BHP fluente

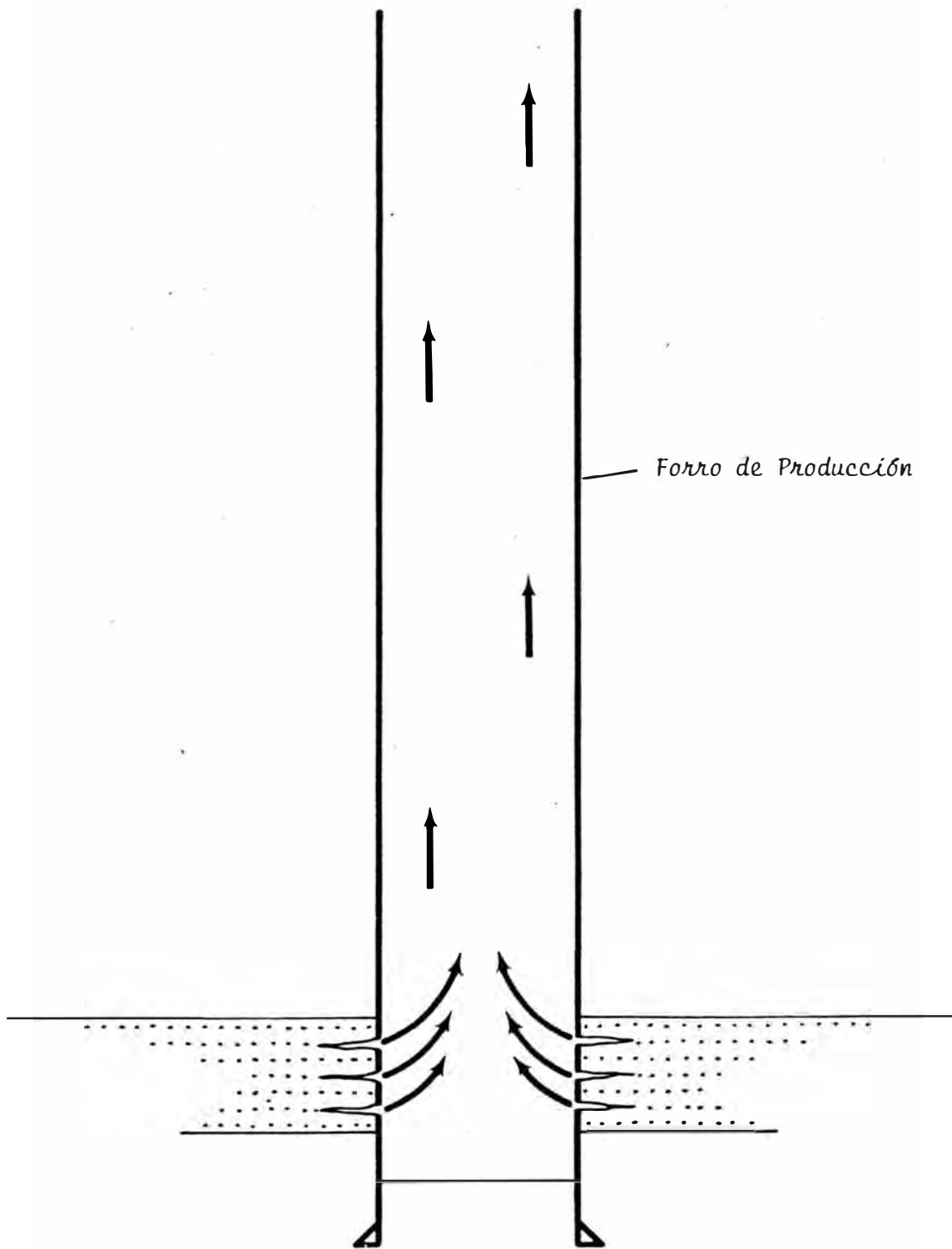


FIGURA N° 5.- COMPLETACION SIMPLE - POZO SURGENTE

y estático.

2.4.1.2 Pozo fluente - Flujo a través del revestimiento y entubado

El flujo es a través del entubado y revestimiento a la vez (ver figura 6). El potencial de flujo es más bajo que sería posible el flujo a través de un revestimiento no restringido, pero la capacidad todavía existe para altos regímenes de flujo. La tubería de producción puede ser usada como una sarta de "matada" (killing) y para inyección de química.

La junta ("R" NO-GO nipple) suministra un medio al entubado para pruebas de presión.

2.4.1.3 Pozo de bombeo

El entubado y el niple de asiento (seating nipple), son colocados a una profundidad por debajo del nivel de fluido. La bomba y la sarta de varillas son instaladas concéntricamente dentro del entubado (ver figura 7). Una ancla para el entubado (tubing anchor), es un accesorio opcional. Estas herramientas evitan movimientos del entubado durante el ciclo de bombeo.

2.4.1.4 Pozo fluente - Flujo a través del entubado

La tubería de producción y un empaque de producción son instalados (ver figura 8). El máximo régimen de flujo está restringido, en comparación con los pozos que fluyen por el revestimiento y entubado-revestimiento respectivamente.

La instalación de un empaque puede ser requerido como protección para el revestimiento y mejor control del fondo del pozo. La junta ("R" NO-GO nipple) puede ser usado como estrangulador del fondo del pozo, regulador, o servir como válvula de seguridad. El "niple de seguridad" (landing nipple) podría ser bajado, específicamente instalado como herramienta de control de flujo. El "acoplamiento de flujo" (flow coupling) es colocado encima o debajo del "

landing nipple" para absorber la erosión debido a la turbulencia y abrasión. El uso principal de la "manga de circulación" (circulation sleeve) es la de desplazar a través de la tubería con un fluido de densidad baja después de instalar el cabezal del pozo.

Un reservorio no perforado es ilustrado como una alternativa de completación de ese intervalo para futuro "plugback". Puede ser abierto al pozo por la "unidad de cable" (wireline) o por métodos de tubería concéntrica sin interrumpir la producción existente.

2.4.1.5 Pozo de levantamiento artificial con gas

El gas es inyectado a la tubería a través de válvulas instaladas en mandriles colocados conjuntamente con la tubería de producción (ver figura 9). La columna hidrostática es aligerada y el flujo es ayudado a llegar a superficie por el gas.

2.4.1.6 Pozo simple con completación alterna

La zona alterna es baleada en la completación inicial, pero está aislada por empaques (ver figura 10). Esta zona es puesta en producción cuando la zona inferior esté depletada. Una sección de "juntas gruesas" (blast joints) es indicado como equipo opcional. Los "blast joints" son juntas de pared gruesa, usados para resistir el efecto abrasivo producido por el flujo cuando la zona alterna entre en producción.

2.4.1.7 Completación simple con "sarta de matada" (killing string) concéntrica

Un diámetro pequeño, "kill string" concéntrica es usada para circular fluidos para matar el pozo cuando sea requerido (ver figura 11).

2.4.1.8 Completación simple - Dos sartas de producción

Dos sartas de tubería son bajadas externamente una de la otra y conectadas bajo el pozo por una cabeza de circulación (ver figura 12). Este diseño es encontrado en pozos con problemas de

azufre, sal y taponamiento por costras (scale). Las químicas pueden ser circuladas a través de cualquiera de las sartas, mientras esté produciendo la otra sarta.

2.4.1.9 Completación simple - pozos fluentes con baja presión y alto régimen

El empaque de producción y la válvula de seguridad - del entubado son instalados a alguna profundidad poco profunda dentro del pozo (ver figura 13). El flujo proviene del entubado y anillo uniéndose en un punto por debajo del empaque, entrando al entubado a través de un "niple de compuerta" (ported nipple), fluye a través del empaque y válvula, y luego de nuevo continúa por el entubado y el anillo conectados por un segundo "ported nipple".

2.4.2 Completaciones múltiples

2.4.2.1 Alternativas de completación en reservorios con zonas productivas múltiples

Cuando múltiples zonas productivas son encontradas - dentro de un mismo pozo, 4 básicas alternativas de completación existen.

2.4.2.1.1 Completación simultánea de todas las zonas

En áreas en donde no hay restricciones tales como producciones mezcladas de zonas diferentes, puede ser recomendable este tipo de completación. Algunos intervalos pueden ser producidos simultáneamente por una sarta de completación simple.

2.4.2.1.2 Completación de zona simple con alternativa

La producción es desde una zona al momento, empezando con el intervalo de mayor producción más profundo.

2.4.2.1.3 Completación de "diámetro reducido" múltiple

Este tipo de completación será discutido separadamente más adelante.

2.4.2.1.4 Completación "convencional" múltiple

Este tipo de clasificación también será descrito más adelante.

2.4.2.2 Consideraciones de selección

Los factores principales para la selección de una completación múltiple son:

1. Alto régimen total de producción por arena en el mismo pozo.
2. Rápido payout del pozo.
3. El flujo simultáneo de diferentes fluidos a diferentes presiones.
4. La importante presencia de hidrocarburos insitu, el drenaje competitivo compensado, etc.

2.5 Configuraciones tubulares convencionales

2.5.1 Completación de zona sencilla

Los factores que nos llevan a seleccionar las completaciones "convencionales" de zona sencilla, en vez de las completaciones miniaturizadas, o completaciones múltiples de revestimiento - interno, o completaciones múltiples sin tubería son: (1) altos regímenes de producción; (2) líquidos del pozo corrosivos; (3) altas presiones; (4) políticas gubernamentales; (5) tradición del operador.

Son posibles varios "arreglos" dependiendo de los objetivos. Las cuestiones básicas se preocupan por el uso de la tubería y los empaques.

1. Muchos pozos se producen sin tubería. Siempre debería considerarse esta posibilidad.
2. Las razones válidas para la tubería podrían incluir:
 - a) Mejor eficiencia de flujo.
 - b) Permite la circulación de los fluidos para matar el pozo, los inhibidores de corrosión y los sol-

ventes de parafina.

- c) Ofrece múltiples trayectos de flujo para el sistema de levantamiento artificial.
- d) Protege el revestimiento de la corrosión, la abrasión o la presión.
- e) Ofrece medios para controlar la presión de flujo del fondo del pozo.

3. La tubería debe correrse con el extremo abierto, y colocarse por encima del intervalo de completación alternativa más alto para permitir las pruebas de wire line a través de la tubería y el trabajo de reparación.

4. Debe correrse un empaque solamente cuando se logra un objetivo válido tal como:

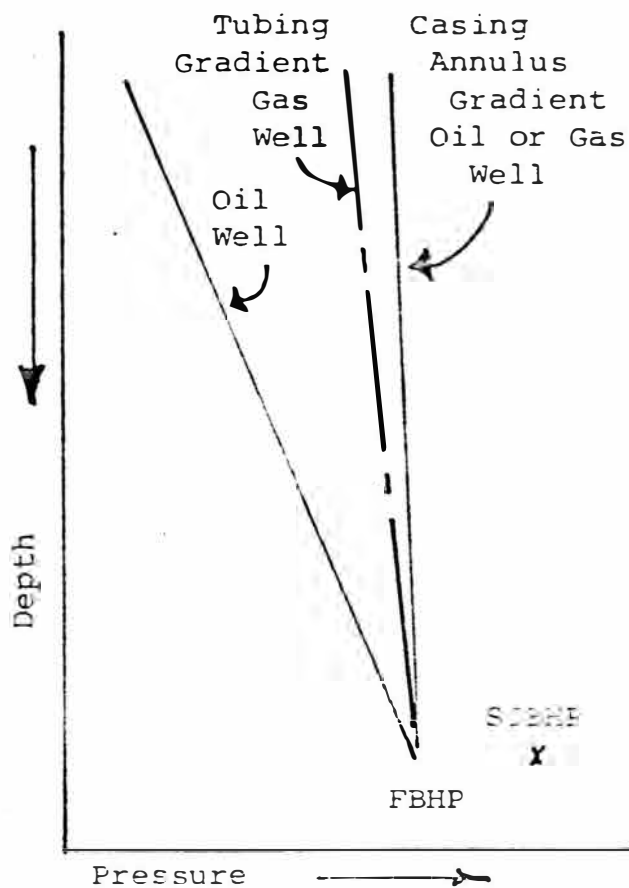
- a) Mejorar o estabilizar el flujo.
- b) Proteger el revestimiento de los líquidos o la presión del pozo; sin embargo, debe reconocerse, que el uso de un empaque puede aumentar la presión sobre el revestimiento en caso de una fuga en la tubería de producción.
- c) Contiene la presión junto con un sistema de levantamiento artificial o un sistema de cierre de seguridad.
- d) Mantener un líquido anular para matar el pozo.

5. Debe reconocerse el efecto de la tubería, con o sin empaque, sobre los gradientes de presión bajo diferentes condiciones.

a) Tubería sin empaque (pozo fluyente)

La figura 14 muestra una situación de gradiente de presión de un pozo de petróleo y un pozo de gas con la tubería "oscilando".

FIGURA N°14



a.1) El espacio anular actúa como separador, de ahí que con un gradiente de gas en el espacio anular, la presión anular del cabezal es casi igual a la presión del fondo del pozo de gas o petróleo. Para el pozo de gas, la presión anular del cabezal es un poco mayor con tubería que sin tubería. Para un pozo de petróleo, la presión anular del cabezal es bastante mayor cuando está instalada la tubería debido al gradiente de gas en el espacio anular.

a.2) En un pozo de gas, las posibilidades de una fuga en la tubería de producción, con la tubería oscilando, son nulas; por lo tanto, no se justifica una

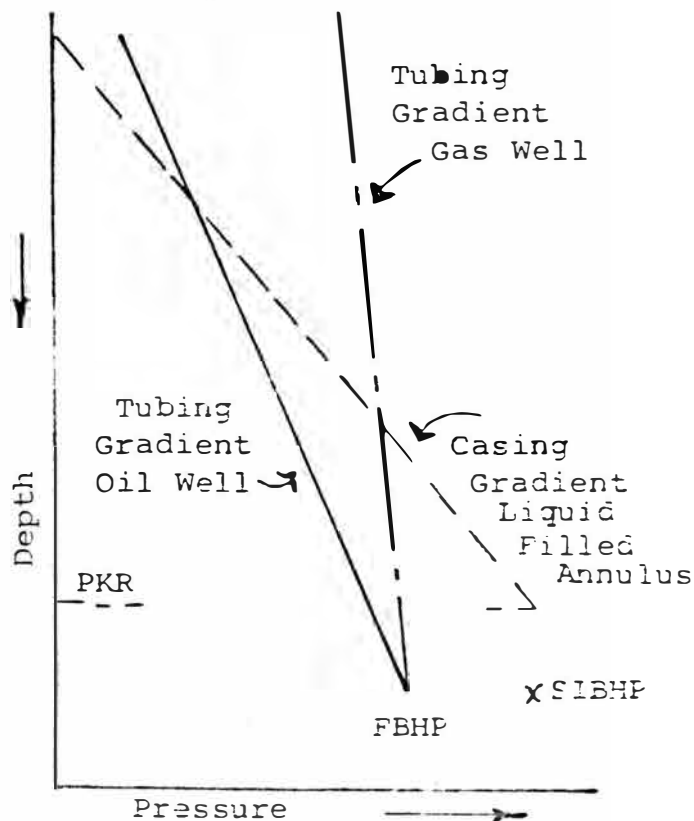
junta de tubería de calidad óptima. Las posibilidades de una fuga en el revestimiento, esencialmente, son las mismas que si no se hubiera instalado tubería.

a.3) Con el pozo de petróleo, se maximizan las posibilidades de una fuga en tubería. El diferencial de presión es del espacio anular a la tubería, y en el caso de una fuga en la tubería a una profundidad poco profunda, la presión anular del cabezal bajará a medida que sube el nivel del líquido del espacio anular. Aún cuando una fuga en la tubería no es desastroso, el flujo prolongado puede corroer el revestimiento y resultaría en una fuga en el revestimiento. Las posibilidades de una fuga en el revestimiento a una profundidad poco profunda, aumentan con la tubería oscilando debido al aumento de presión en el espacio anular.

b) Tubería con empaque (pozo fluente)

La figura 15 muestra los gradientes de presión de

FIGURA N°15



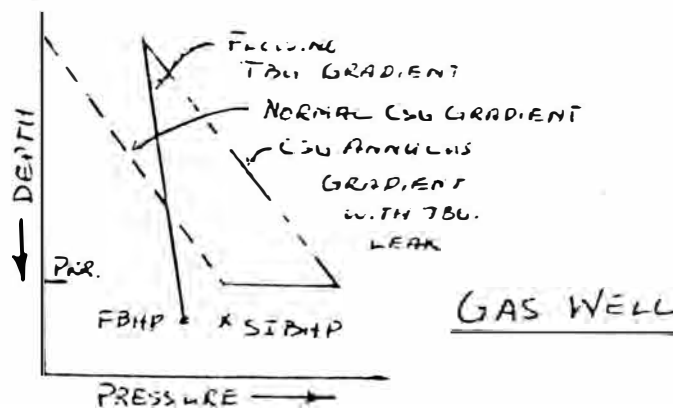
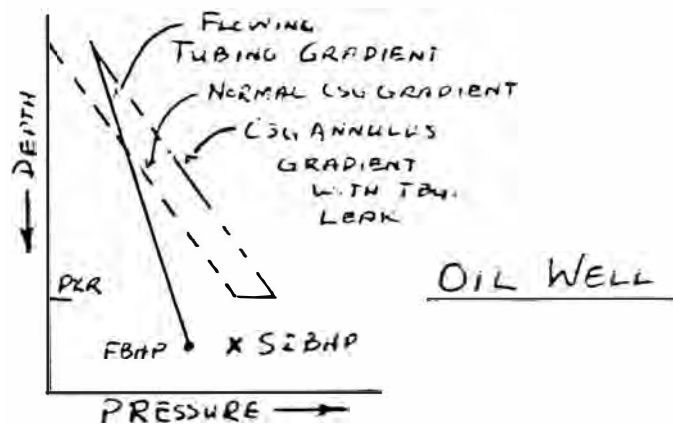
la tubería y del espacio anular para un pozo de petróleo y un pozo de gas con la tubería colocada sobre un empaque. El espacio anular está lleno de un líquido que ofrece una cierta sobrecarga por encima de la presión de cierre de la formación.

b.1) Para el pozo de petróleo, la presión diferencial a lo largo de la tubería es ahora bastante pequeña, y la posibilidad de que haya una fuga en la tubería es nula. Se puede decir lo mismo en el caso de una fuga en el revestimiento, suponiendo que las presiones de la formación sean normales.

b.2) Para el pozo de gas, la presión diferencial a lo largo de la tubería aumenta a un máximo cerca de la superficie. Las posibilidades de que haya una fuga en la tubería cerca de la superficie se maximiza debido a la situación desfavorable de la carga de la tubería y los cambios de temperatura.

c) Tubería con empaque - efecto de una fuga en la tu

FIGURA N°16



bería (pozo fluendo)

La figura 16 muestra el efecto de una fuga en la tubería sobre el gradiente de presión en el espacio anular de un pozo de petróleo y un pozo de gas con la tubería colocada sobre el empaque.

c.1) En el pozo de gas, las posibilidades de que haya una fuga en el collar son a una profundidad poco profunda puesto que (1) el diferencial de presión es mayor, (2) la carga de tensión de la tubería es mayor, y (3) las fluctuaciones de temperatura son mayores. Con presión en la tubería agregada sobre el gradiente de presión de una columna de lodo de alto peso puede romperse el revestimiento en el fondo del pozo.

c.2) Una solución para esta situación del pozo de gas es utilizar un líquido liviano (agua) en el espacio anular, y luego agregar presión encima para equiparar más el gradiente de la tubería. Esto reduce las posibilidades de una fuga en la tubería, ofrece una mayor recuperabilidad de los empaques y permite controlar la presión del revestimiento para determinar mejor las condiciones de la tubería y el revestimiento.

c.3) En el pozo de petróleo una fuga en la tubería, cerca de la superficie, le impone presión adicional al fondo del pozo en el revestimiento, pero dependiendo de la presión de flujo de la tubería, generalmente no es una amenaza grave al revestimiento.

c.4) En cualquier caso, el pozo de petróleo o gas, el lodo pesado es un pésimo líquido de empaque desde el punto de vista de un daño en la formación, y

en la mayoría de las situaciones no ofrece ninguna seguridad adicional sobre un líquido liviano.

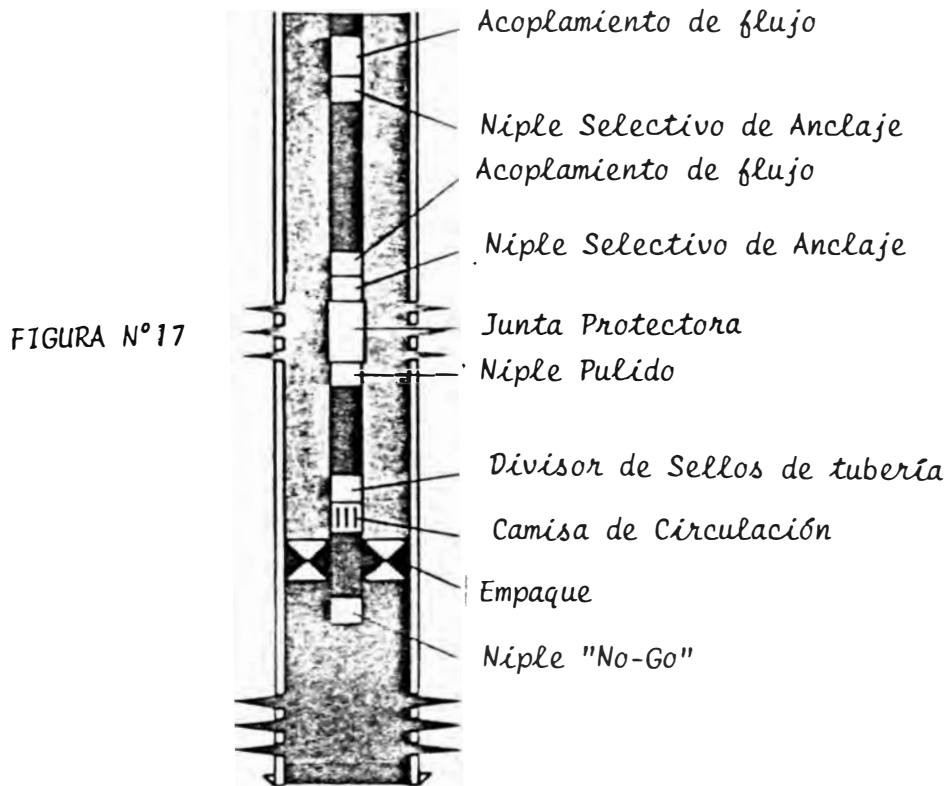
6. Cuando se utilizan empaques, a veces es aconsejable un niple de asiento para permitir la instalación de estranguladores, o válvulas de seguridad en el fondo del pozo. A veces es aconsejable también un dispositivo circulante para ayudar a arrancar el pozo o para matarlo según las circunstancias lo requiera.

2.5.2 Completación de zona múltiple

Los factores que llevan a seleccionar una completación múltiple son: mayores regímenes de producción, rendimiento más rápido y requisitos de control de múltiples yacimientos. Son posibles numerosas configuraciones utilizando sarta de tubería simples o múltiples.

2.5.2.1 Sarta simple - empaque simple, flujo por la tubería, y espacio anular

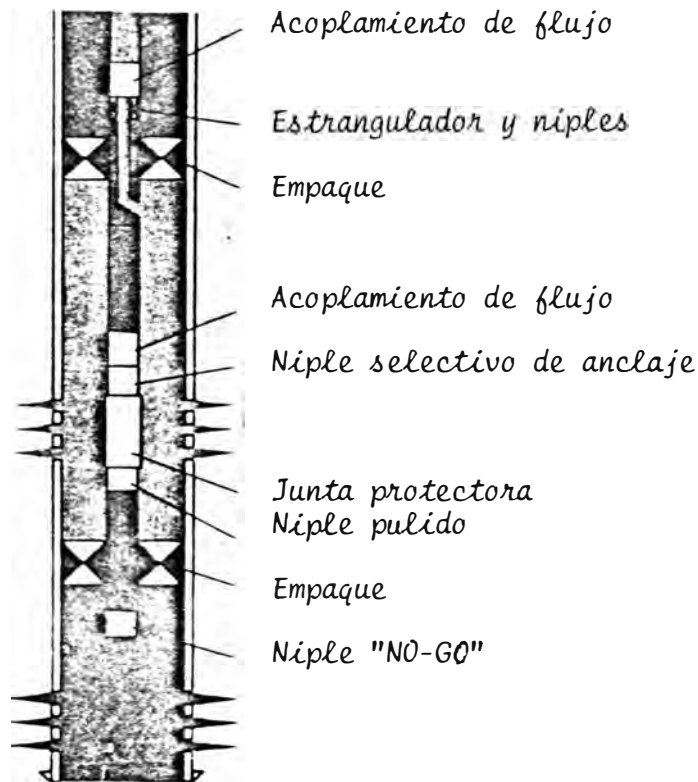
Esta es la configuración dual más básica que existe (ver figura 17). La producción de la arena inferior es a través del entubado, y la zona superior produce por el anillo entre el revestimiento y el entubado. La principal ventaja de esta técnica es que se reduce considerablemente el costo. Sin embargo, tiene varias desventajas como la de que solamente la arena inferior puede ser levantada artificialmente. Además, el revestimiento está sujeto a presión y a los fluidos corrosivos. La producción de arena de la zona inferior, puede pegar la tubería. Un retrabajo en la arena superior requiere, matar la arena inferior.



2.5.2:2 Sarta simple - dos empaques simples y flujo por la tubería y el revestimiento

Con este diseño, es posible producir cualquiera de las zonas por la tubería, utilizando un estrangulador de cruce que permita que fluya la zona superior a través de la tubería. Esta técnica tiene la desventaja de que el revestimiento está expuesto a presión y corrosión. Además, debe matarse ambas zonas para hacer retrabajos en la zona superior. (ver figura 18)

FIGURA N°18



2.5.2.3 Completación dual - flujo limitado, sarta de producción simple

El control de limitación está asociado con la regulación de flujo de cada zona a través, específicamente, de tamaños de orificios dentro de estranguladores de flujo dual. Las corrientes de flujo dual son luego juntados en la tubería encima del estrangulador, (ver figura 19). Un empaque superior es mostrado como equipo opcional (pero recomendado). Este dispositivo evita exponer al revestimiento a la presión del pozo y fluidos corrosivos.

Con este diseño de completación, el flujo de la zona más débil será "ayudado" por el flujo de la zona más fuerte. Además, ambas zonas pueden ser levantadas artificialmente simultáneamente por la misma sarta de tubería. Sin embargo, el control de limitación por este método, no es permitido por ciertas condiciones. También, la pro

ducción de arena creará orificios de erosión y problemas de taponamiento.

2.5.2.4 Sarta paralela - empaque múltiple

Flujo separado de cada zona es conservado por el uso de 2 sargas de tubería y dos empaques (ver figura 20). Se puede levantar varias zonas simultáneamente. Son prácticos los retrabajos de "wire line" y la tubería concéntrica en todas las zonas. Este diseño es adaptable a técnicas especiales de control de arena. Su principal desventaja es el alto costo inicial. Es susceptible a fugas en la tubería y el empaque. También, efectuar retrabajos en el cual se requiere remover el equipo de producción ya sentado, puede ser muy caro.

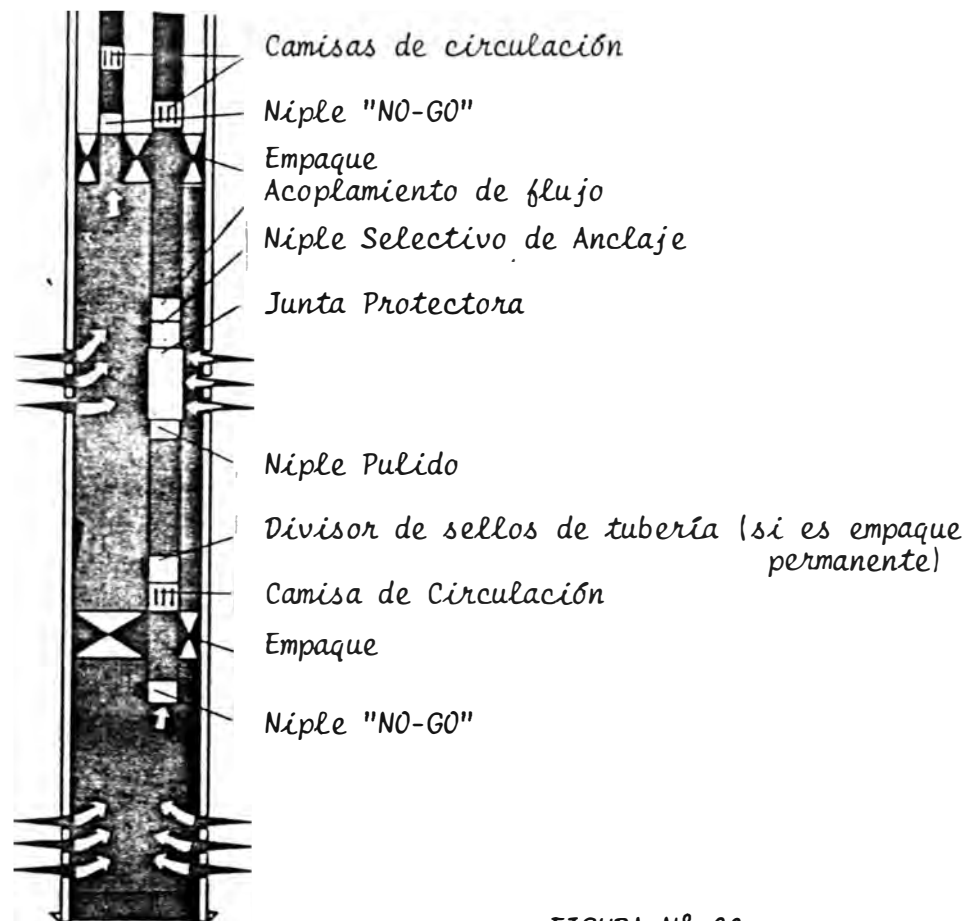


FIGURA N° 20

2.5.2.6 Simple y/o múltiple empaque - zona selectiva

Se muestra en la figura 22. Las secciones de producción pueden ser abiertas o cerradas con el uso de las unidades de cable (wire line). Es difícil el control del flujo de zonas individuales. Es difícil el tratamiento o aún reperfurar zonas individuales - sin que el pozo sea matado y la tubería sea sacada.

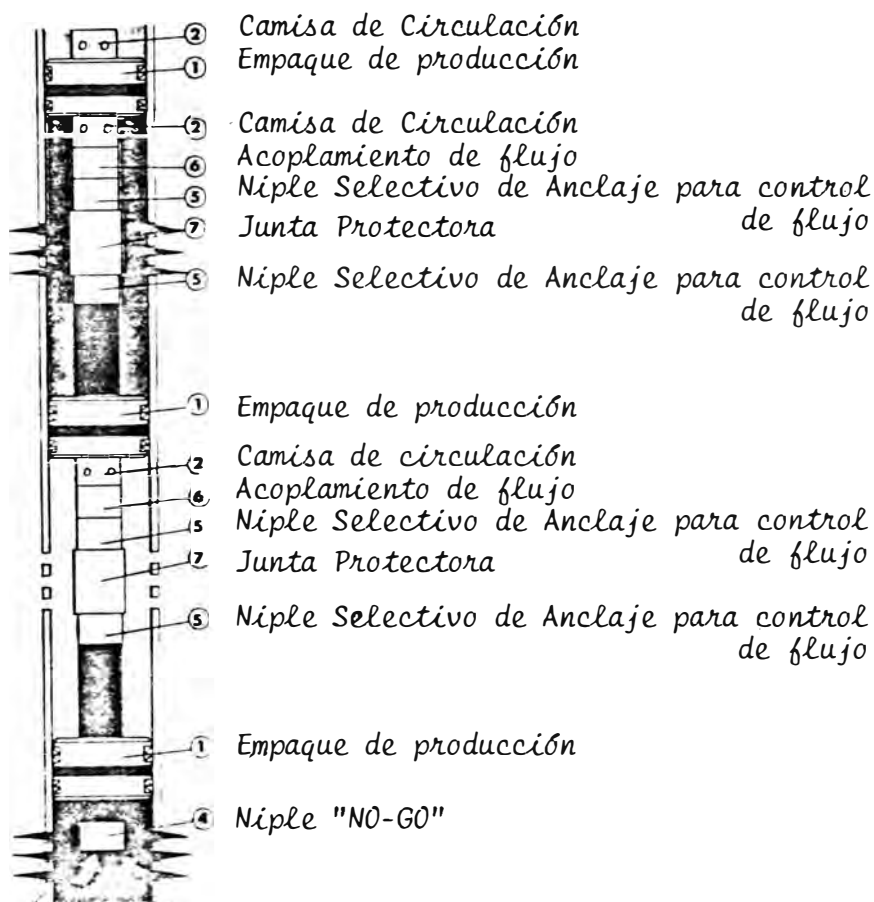


FIGURA N° 22

2.5.2.7 Completación Triple

Este diseño puede ser efectuado usando 2 ó 3 sartas de tubería y empaques (ver figura 23). La producción diaria total alcanza un rendimiento alto por arena, y generalmente mejora el payout del pozo. Sin embargo, completaciones triples son difíciles de instalar y son susceptibles a problemas de comunicación.

2.6 Configuraciones tubulares no convencionales

2.6.1 Diámetro reducido o completación "sin tubería"

Completaciones simples de diámetro reducido son esencialmente versiones miniaturizadas de configuraciones convencionales. Completaciones múltiples sin tubería son una entrada más modificada. Las completaciones de diámetro reducido representan un intento de la industria por disminuir los costos de completación.

2.6.2 Tipos de configuraciones de completación

2.6.2.1 Pozo fluente simple

Esta es una versión miniaturizada de la categoría básica de "forro baleado" (ver figura 24). El nipple de asiento integral (landing nipple) es usado como válvula de seguridad, como nipple de asiento de la bomba, etc.

2.6.2.2 Simple potencial y variaciones de completación doble

Una combinación de variaciones de completación sin tubería potencial es posible dentro del armazón ilustrado (ver figura 25): pozo fluente simple, pozo fluente dual, pozo de levantamiento artificial simple, completación alterna baleada y no baleada, etc.

2.6.2.3 Completaciones múltiples sin tubería

La completación múltiple sin tubería requiere cementar varias sartas de tubería dentro de un pozo, como se ve en la figura 26. Originalmente, este concepto se aplicaba a sartas múltiples de 2 7/8" pero se usan al mismo tiempo sartas múltiples de 3 1/2" y hasta de 4 1/2". Este concepto no debe considerarse como limitado totalmente a pozos de producción de volumen bajo o a pozos de inyección. Se tienen varias ventajas como costo reducido. Se reducen los costos de completación inicial y de futuros retrabajos. Cada zona es independiente y puede trabajarse sin perturbar las otras completaciones. Se localizan fácilmente las comunicaciones entre las sartas y se eliminan. Se simplifican los procedimientos. Igualmente se tiene las siguientes limitaciones. El régimen de producción es restringido.

Es más crítico el control de corrosión y parafina. Existe mayor riesgo debido a líquidos del pozo con aumento de presión. Son más difíciles los tratamientos de alto régimen de estimulación. Es más difícil el control de largas zonas de arena.

C A P I T U L O N º 3

3.1 Efecto del mecanismo de impulsión

Básicamente son tres tipos de mecanismos de impulsión que se presentan en los reservorios. Estos son: gas disuelto, impulsión por agua y expansión de capa de gas.

3.1.1 Reservorios con mecanismo de impulsión por gas disuelto

Los reservorios con mecanismos de impulsión por gas disuelto son reservorios de "volumen constante". La producción de petróleo es el resultado de la expansión volumétrica del gas en solución. La rápida declinación de la presión son características de este tipo de reservorios, debido a que la fuerza de impulsión no es restablecida ni por intrusión de agua ni por expansión de una capa de gas.

La figura 1 ilustra dos técnicas de baleos comúnmente aplicados para reservorios con mecanismo de impulsión por gas disuelto.

3.1.2 Reservorio con mecanismo de impulsión por agua

En reservorios con mecanismo de impulsión por agua, el petróleo producido es reemplazado por intrusión de agua. La declinación de la presión es comparativamente pequeña a medida que el volumen productivo del reservorio es disminuido.

3.1.3 Reservorio con mecanismo de impulsión por capa de gas

Con este tipo de reservorio la zona de petróleo está cubierta por una capa de gas. El mecanismo de impulsión es una función de la expansión de esta capa a medida que el petróleo es producido.

La figura 2 ilustra ejemplos de prácticas típicas de baleos para reservorios con mecanismo de impulsión por agua y capa de gas. Esta técnica de baleo "intervalo limitado" afectará adversamente en la capacidad del régimen de producción. Esto es efectuado con la esperanza de demorar la intrusión de gas o agua.

3.2 Influencia de la heterogeneidad del reservorio

La figura 3 ilustra que bajo condiciones de reservorios heterogéneos, la intrusión de agua y gas puede realmente ser acelerada por la técnica de baleo de "intervalo limitado". Esto es importante, la mucha evidencia indica que los reservorios heterogéneos, parecen, ser más la "norma" que la excepción.

Un ejemplo interesante de la influencia de la heterogeneidad del reservorio es presentado en un trabajo preparado por Elkins, en el "Fall Meeting" de SPE (octubre 4/7, 1970) en Houston, Texas. En ese caso, todos los datos (registros de pozo, análisis de núcleos, pruebas de presiones, etc) indicaron que un reservorio dado fue considerado uniformemente homogéneo. El demostró que era definitivamente: reservorio heterogéneo, y lo determinó cuando ocurrió la ruptura prematura durante un proyecto de inyección de fluido.

3.3 Régimen de producción deseado. Consideraciones de eficiencia de completación

3.3.1 Efecto de penetración parcial

Un pozo "penetrado parcialmente" es aquel en el cual solamente un porcentaje fraccional de la sección productiva total es abierta a producción. Esta condición puede existir en completaciones a hueco abierto (ver figura 4) y completaciones con hueco entubado (ver figura 5).

3.3.2 Efecto de conificación

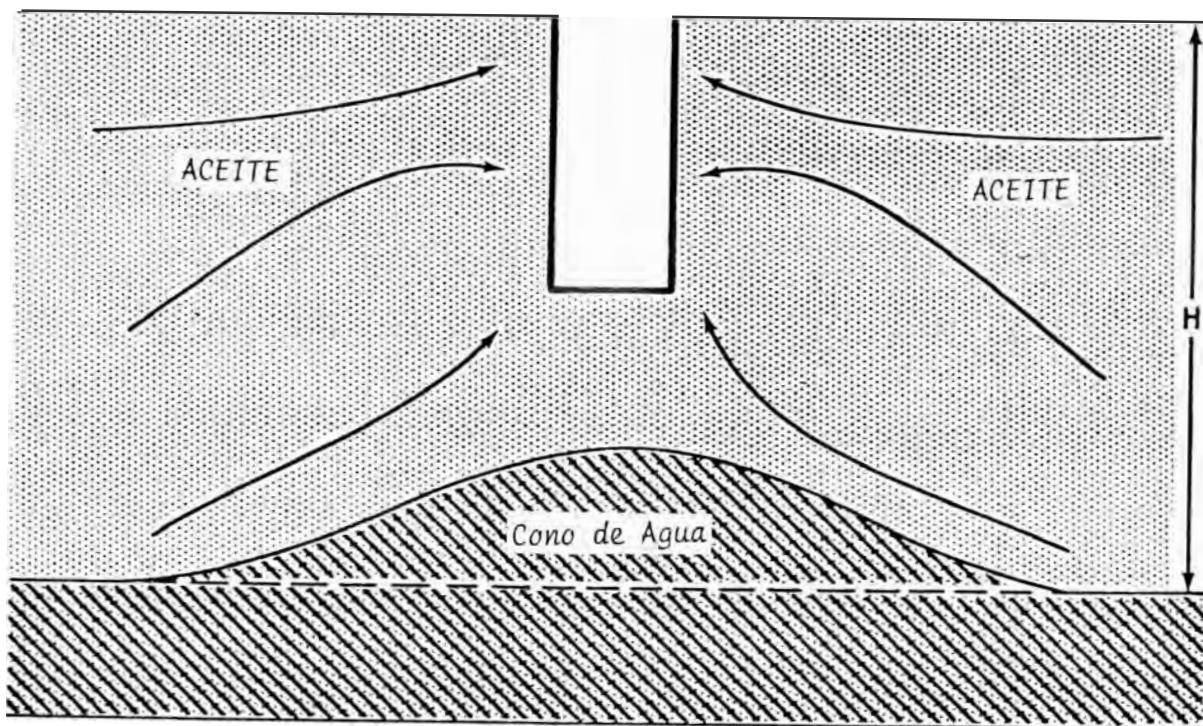
Las condiciones de conificación están ligadas con la penetración parcial del reservorio y puede perjudicar severamente la eficiencia de drenaje del reservorio.

3.3.3 Efecto del régimen de producción reducido

Se ha determinado que la capacidad productiva de un pozo parcialmente penetrado está directamente relacionado al porcentaje de la sección total penetrada. La figura 6 es una representación gráfica de lo anteriormente dicho. Note que para un estrato de 130 pies,

FIGURA N° 4

POZO



RESERVORIO CON IMPULSION DE AGUA EN UN POZO DE PENETRACION PARCIAL

penetraciones fraccionales de 0.2 (26 pies) y 0.85 (110 pies) resultaría en razones de productividad de 30% y 90%, respectivamente. En otras palabras, un pozo con 110 pies de perforaciones tendría una capacidad de producción 3 veces mayor que la de un pozo con solamente 26 pies de perforaciones.

3.3.4 Efecto de la presión de fondo reducida

Presiones de fondo disponibles en un pozo parcialmente penetrado, es menor que sería disponible bajo condiciones de totalmente penetradas. Esta condición es ilustrada gráficamente en la figura 7.

3.3.5 Efecto "Skin"

El efecto de penetración parcial es similar al producido por el "skin". El "skin" es definido como un estrato delgado de permeabilidad dañada, que está inmediatamente alrededor de la pared del pozo y se extiende verticalmente sobre todo el intervalo productivo penetrado por el pozo.

3.3.6 Efecto de la suma de caídas de presión en la tubería de producción

La selección y tamaño del equipo de producción puede tener un efecto importante en el régimen de producción. Debido a que los sistemas de equipamiento producen caídas de presión, ellos influyen en el potencial del régimen de producción a tal grado que ellos reducen la presión disponible. La pérdida de presión total que ocurre a un régimen de flujo dado dentro de un sistema de equipo dado, realmente es la sumatoria de las caídas de presión a través de los componentes individuales y variables selectivos que componen el sistema. Los principales componentes individuales son 5: la tubería de producción, el estrangulador de subsuelo, el estrangulador de superficie, la línea de flujo y el separador.

3.3.7 Tamaño de la tubería de producción

El tamaño de la tubería de producción depende del diámetro de la conducción de flujo (sencillo o múltiple) que se necesita para producir la corriente de flujo deseada, si se requiere un método de levantamiento artificial o si hay problemas de completación especializados tales como el control de arena.

El máximo régimen de producción en un pozo dado depende de:

- a) Presión estática del reservorio.
- b) Relación de rendimiento durante el flujo.
- c) Caída de presión a través de las restricciones del cabezal del pozo.
- d) Caída de presión en la tubería de producción.
- e) Caída de presión a través de la línea de flujo.
- f) El nivel de presión en las instalaciones de separación en la superficie.

Cuando un objetivo del diseño de la completación del pozo para un máximo régimen de producción, deben considerarse todos estos factores.

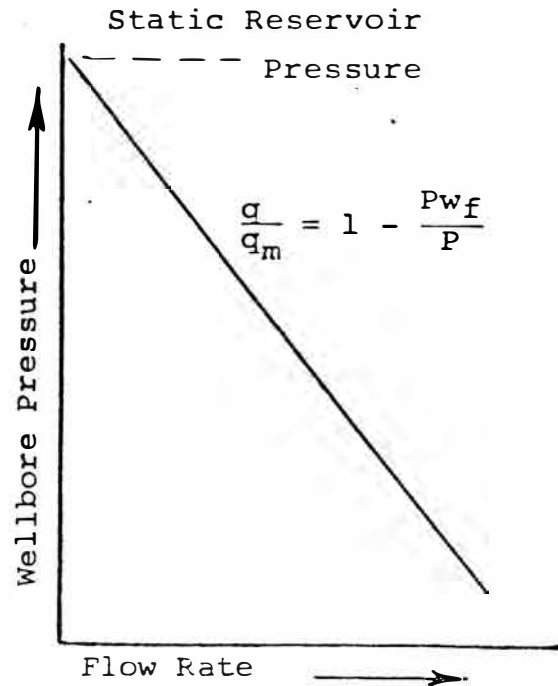
3.3.7.1 La Relación de rendimiento de entrada de flujo

La relación de rendimiento de entrada de flujo de un pozo específico describe la resistencia al flujo del reservorio en la luz del pozo para diferentes regímenes de flujo.

La relación de rendimiento de flujo a veces se supone que es la función de una línea recta como lo indica la figura 8. Sin embargo, excepto para reservorios con mecanismo de impulsión por agua produciendo con una presión fluente de fondo mayor que la presión de saturación, el régimen de flujo usualmente disminuye significativamente como una relación en línea recta a una caída de presión en el fondo del pozo mayor.

Para un pozo específico la relación de rendimiento durante el flujo frecuentemente disminuye con la producción acumulada -

FIGURA N° 8



del reservorio. Para reservorios con mecanismo de impulsión de gas disuelto o capa de gas, esta disminución puede ser rápida. La ocurrencia de daño en la formación o "estimulación" también afecta a la relación de rendimiento durante el flujo.

El índice de productividad (BPD/psi de reducción de presión), un término popular usado para describir la eficiencia de flujo del pozo, representa solamente un punto en la curva de performance de flujo. Por eso, el índice de productividad generalmente disminuye con:

- a) Altas caídas de presión en la pared del pozo.
- b) Retirada acumulada de los fluidos del reservorio.
- c) Grandes grados de daño en la formación.

Asumiendo producción de aceite y agua libre, el índice de productividad puede ser estimado de los parámetros del reservorio como sigue:

$$PI = \frac{0.6 K_{oh}}{MoBo}$$

donde: K_o = permeabilidad relativa al petróleo, darcys
 h = altura de la zona, pies
 M_o = viscosidad del petróleo, cps
 B_o = factor de volumen de formación del petróleo

Vogel empíricamente determinó que la curva de la figura 9 describía la relación de rendimiento de entrada de flujo de la mayoría de los pozos más correctamente que la relación de la línea recta. Vogel lo desarrolló a través de un estudio en computadora, considerando un amplio rango de parámetros aplicable a reservorios con mecanismo de impulsión por gas disuelto. Teniendo un pozo en prueba, midiéndose la presión estática del reservorio y un régimen de flujo, con su correspondiente presión de fondo fluente, la figura 9 predice el régimen de flujo a cualquier otra presión de fondo fluente. Futuros IPR pueden ser estimados desplazando la curva hacia abajo en forma proporcional a la disminución de la presión estática del reservorio.

Estrictamente, el trabajo de Vogel es aplicado a reservorios con mecanismo de impulsión por gas disuelto; sin embargo, para propósitos prácticos puede ser usado para cualquier tipo de reservorios.

EJEMPLO N° 1: Se tiene la siguiente información del reservorio:

Presión estática del reservorio (\bar{p}) = 2500 psi

De la prueba de producción se obtuvo la siguiente información: 400 BPD y $P_{wf} = 2000$ psi

¿Cuál será el régimen de producción cuando P_{wf} sea igual a 1600 psi?

SOLUCION

Para aplicar la figura N° 9, hacemos en el eje de las ordenadas $1.00 = 2500$ psi (\bar{p}). Luego dividimos la escala desde 0 psi hasta 2500 psi.

Luego entro con $P_{wf} = 2000$ psi, cortamos la curva y leo verticalmente $q/q_m = 0.33$. Igualmente hago para $P_{wf} = 1600$ psi y leo $q/q_m = 0.55$.

Finalmente:

$$\text{Régimen de flujo } \frac{0.55}{0.33} \times 400$$

$$\therefore \left[\text{REGIMEN DE PRODUCCION} = 667 \text{ BPD} \right]$$

En el estudio computarizado, Vogel no consideró el daño en la formación. Standing amplió la utilidad del trabajo de Vogel presentando la figura N° 10, envolviendo la eficiencia de la formación (F.E.). Así, si F.E. es conocido de las pruebas de restauración de presión (o puede ser estimado), el efecto del daño de la formación o la eliminación del daño de la formación puede ser estimado.

Eficiencia de la formación (F.E.) = 0.7

a) ¿Cuál será la producción del pozo si $P_{wf} = 1600$ psi?

$$\text{Razón} = \frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{1600}{2500} = 0.64$$

luego entrando a la figura 10 con 0.64 e interceptando con la curva F.E. = 0.7, bajo al eje de las abscisas y leo: Razón = 0.40

$$\text{Razón} = \frac{2000}{2500} = 0.80$$

luego entrando a la figura 13 con 0.80 e interceptando con la curva F.E. = 0.7, leo: Razón = 0.232

Finalmente:

$$\text{Régimen de flujo} = \frac{0.40}{0.232} \times 400 = \boxed{690 \text{ BPD}}$$

b) ¿Cuál sería la producción del pozo no dañado si $P_{wf} = 1600$ psi?

$$\text{Razón} = \frac{1600}{2500} = 0.64$$

luego como anteriormente se hizo, se entra con 0.64 y F.E. = 1.0, se lee: Razón = 0.542

Finalmente:

$$\text{Régimen de flujo} = \frac{0.542}{0.232} \times 400 = \boxed{935 \text{ BPD}}$$

3.3.7.2 Caída de presión en la tubería de producción

La pérdida de presión en un flujo vertical de dos o tres fases es difícil de calcular puesto que la densidad promedio y la velocidad del flujo generalmente son desconocidas debido a una falla de gas o un deslizamiento de líquido.

Una fórmula de flujo vertical simplificada es así:

$$\Delta P = \frac{\Delta D}{144} (\bar{P} - T_w)$$

donde: T_w = término de pérdida por fricción $\left\{ \frac{lb}{pie^2} \times pie \right\}$

\bar{P} = Densidad de los fluidos (lb/pie³)

ΔD = incremento en la longitud de la tubería (pies)

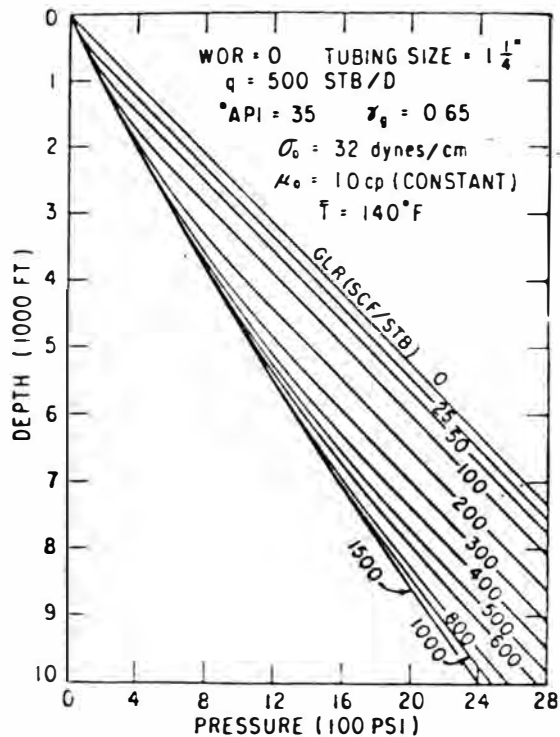
ΔP = caída de presión (psi)

Poettman y Carpenter, y luego Gilbert, desarrollaron correlaciones empíricas que pueden utilizarse para aproximar el flujo vertical de múltiples fases. Desde este trabajo original se han desarrollado muchas correlaciones de flujo vertical adicionales dirigidas a mejorar la precisión de los cálculos de pérdida de presión.

La figura 11 muestra curvas transversas de -presión vertical, típicas de las correlaciones de Hagedorn y Brown. El uso de las curvas para obtener la baja de presión de flujo en donde se conoce la presión de superficie se describe a continuación:

FIGURA N° 11

CURVAS TÍPICAS DE GRADIENTE DE PRESION VERTICAL



- a) Escoja la curva correcta que se adecúe a la situación, ejemplo: régimen de flujo, WOR, tamaño de la tubería, etc.
- b) Baje la línea vertical de la relación gas-líquido intersectante de la presión de superficie para determinar la "Pseudo-profundidad".
- c) A esta pseudo profundidad del pozo para determinar la "profundidad de la presión".
- d) Muévase horizontalmente desde la "profundidad de presión" a la relación gas-líquido correcta y lea la presión en el fondo del pozo.
- e) Réstele la presión de superficie de la presión del fondo del pozo para determinar la baja de presión en la tubería.

Con gas en la corriente de flujo el efecto de la creciente presión de superficie es para aumentar la pérdida de presión en la tubería. Por lo tanto, la contrapresión contra la formación aumenta debido a (1) la mayor pérdida de presión en la tubería y (2) la mayor presión de superficie.

Las curvas similares a las de la figura 11 son útiles para la mayoría de los trabajos de ingeniería en donde se necesitan cálculos de caídas de presión aproximados. Las soluciones de los computadores de las diferentes correlaciones permiten correlaciones permiten más detalles del efecto de las variables cambiantes.

Brill, Doerr, Hagedorn y Brown estudiaron el efecto de ciertas variables en flujos verticales de múltiples fases, y presentaron las siguientes relaciones. Estas están incluidos en este trabajo para ofrecer una "idea" de su importancia relativa.

3.3.7.2.1 Efecto del tamaño de la tubería

3.3.7.2.2 Efecto del tamaño de la tubería sobre el gradiente inverso

Se muestra en la figura 13. Con una tubería de diámetro pequeño produciendo con altos GLR (en pozos de levantamiento de gas) es común este efecto del gradiente al inverso. A medida que disminuye la presión sobre la mezcla que fluye hacia arriba de la tubería, cerca de la superficie, disminuye el gradiente de presión debido a la densidad. Sin embargo, con la presión reducida, aumenta la velocidad del flujo, y el gradiente de presión causado por la pérdida de fricción aumenta a una velocidad mayor que la disminución del gradiente de densidad. El resultado es un aumento de pérdida de presión cerca de la superficie.

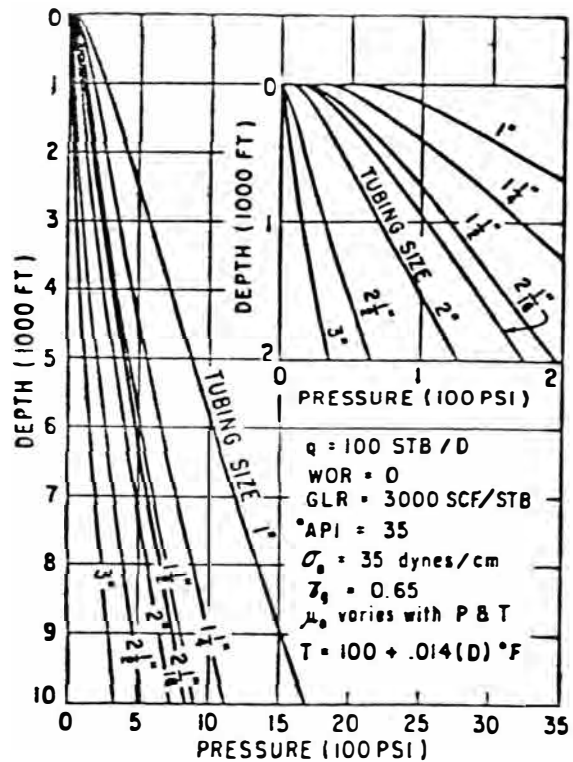


FIGURA N° 13

EFFECTO DEL TAMANO DE LA TUBERIA SOBRE EL GRADIENTE INVERSO

3.3.7.2.3 Efecto del GLR

A medida que el GLR aumenta, la densidad del fluido producido disminuye. Esto trae como consecuencia una disminución de la presión fluente al fondo del pozo hacia un valor cualquiera. La figura 14 muestra el efecto del GLR sobre la presión fluente de fondo requerida, para un régimen de flujo de 200 STB/D a través de una tubería de 1 1/4" ID en un pozo de 10,000' de profundidad.

3.3.7.2.4 Efecto de la densidad del líquido

A medida que la densidad del líquido disminuye, la presión fluente en el fondo del pozo requerida disminuye. La figura 15A compara el efecto del API del crudo con el agua fresca y el agua salada. A medida que aumenta la gravedad API, disminuye la presión fluente en el pozo. Debe notarse que a medida que la gravedad API aumenta, disminuye la cantidad de gas en solución a un nivel de presión dado. Esto aumenta el factor de mantenimiento del líquido, sin embargo, que a su vez aumenta la densidad y tiende a contrarrestar el GLR hacia un valor mayor. La figura 15B nos muestra el efecto del WOR o cambio de la densidad, debido al cambio del porcentaje de agua sobre la presión fluente requerida.

3.3.7.2.5 Efecto de la viscosidad del líquido

La figura 16 demuestra que a medida que la viscosidad del líquido aumenta, aumentará la presión fluente al fondo del pozo. En la figura 11 vemos el efecto de la viscosidad del líquido, para una tubería de 1 1/4" ID y un régimen de flujo de 200 STB/D. Se supone que la viscosidad del gas libre es de 0.02 cp, mientras que la viscosidad del líquido varía con la temperatura y el gas en solución.

3.3.7.2.6 Efecto de la tensión superficial del líquido

La figura 17 nos muestra que si aumentamos la presión fluente en el pozo, traerá consigo un aumento en la tensión superficial. En la figura 17 vemos el efecto de la tensión superficial del líquido para una tubería de 1 1/4" ID produciendo 200 STB/D 35° A PI del petróleo. Una mayor tensión superficial resulta en un mayor mantenimiento del líquido, mayor densidad, y por lo tanto, altas presiones fluentes en el pozo.

3.3.7.2.7 Efecto de la energía cinética

La figura 18 nos muestra que el efecto de la energía cinética sobre la presión fluente en el pozo puede volverse importante para diámetros pequeños de tubería con alto GLR y bajos niveles de presión. Frecuentemente este efecto se desprecia.

3.3.7.3 Caída de presión a través de las restricciones de la tubería y el cabezal

En situaciones de altos regímenes de flujo, puede ser importante una caída de presión a través de las restricciones de la tubería y el cabezal. La figura 19 muestra una situación típica produciendo 3600 BOPD de un pozo de 7700 pies a través de 3 1/2 pulgadas de tubería. Las restricciones de la tubería incluyen una puerta lateral corrediza (sliding side door) y un tipo de válvula de seguridad de bola (ball-type safety valve).

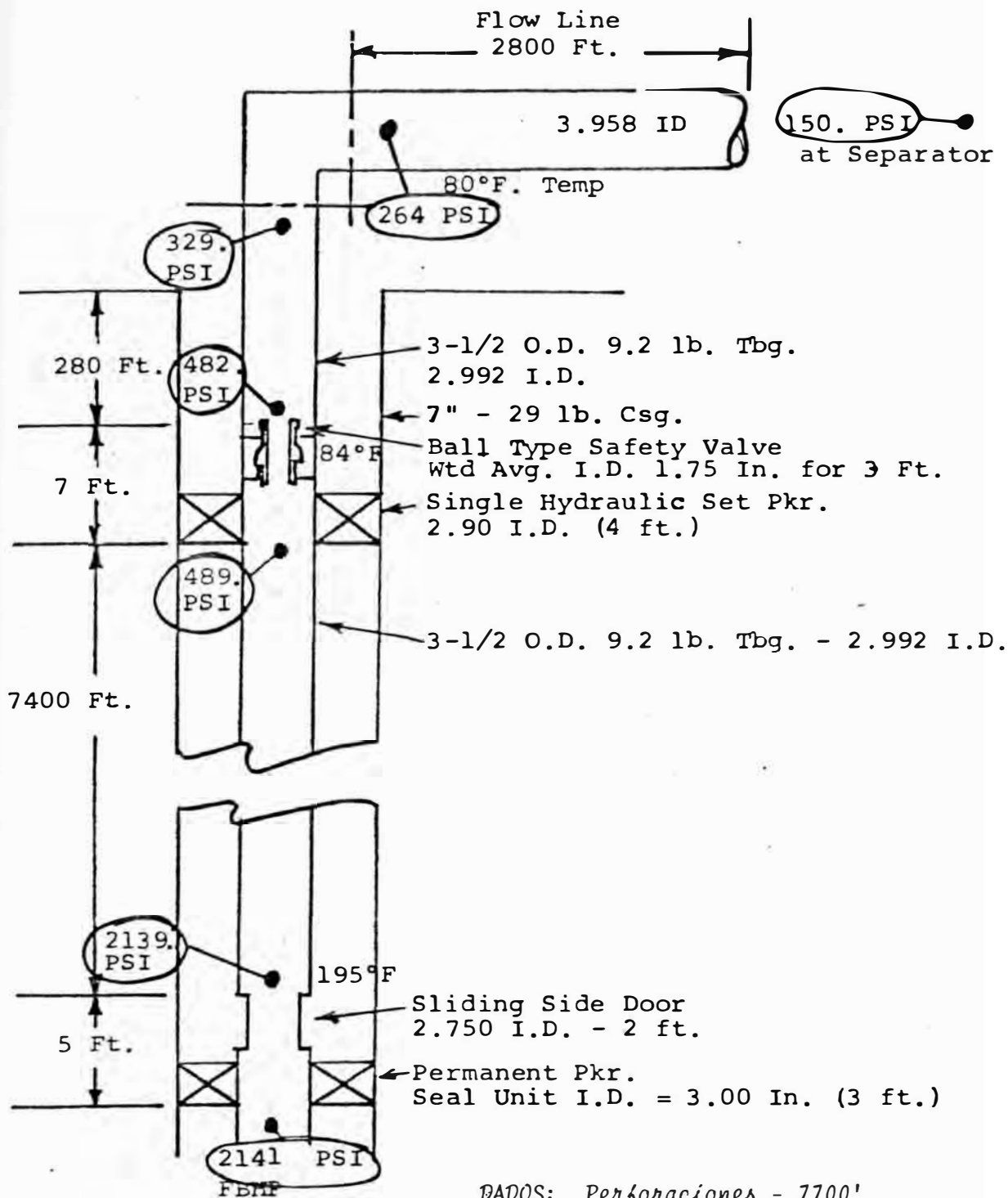


FIGURA N° 19.- EJEMPLO TIPICO DE
CAIDAS DE PRESION CON ALTOS
REGIMENES DE FLUJO

DADOS: Perforaciones - 7700'
 Rég. de flujo - 3600 BOPD
 GOR - 800:1
 WOR - 0
 Oil Sp. Gr. - 0.86(33°API)
 Sp. Gr. del gas - 0.7
 Temp. de Sup. - 80°F
 Grad. de Temp. - 15°/1000'

3.3.7.3.1 Efecto del tamaño del estrangulador de subsuelo

Los estranguladores de subsuelo son instalados a diferentes profundidades dentro de la tubería de producción. La profundidad de instalación depende principalmente de la función de servicio que el estrangulador realiza. La figura 20 nos muestra el efecto de la caída de presión para 5 diferentes tamaños de estranguladores a diferentes regímenes de flujo en tubería de 2" de diámetro. Los estranguladores son instalados a 10,000' en el ejemplo "A" y a 2500' en el ejemplo "B". Note que la caída de presión es consecuentemente mayor en la instalación menos profunda, a pesar que la BHP fluyente está fijada a 5000' en ambos casos.

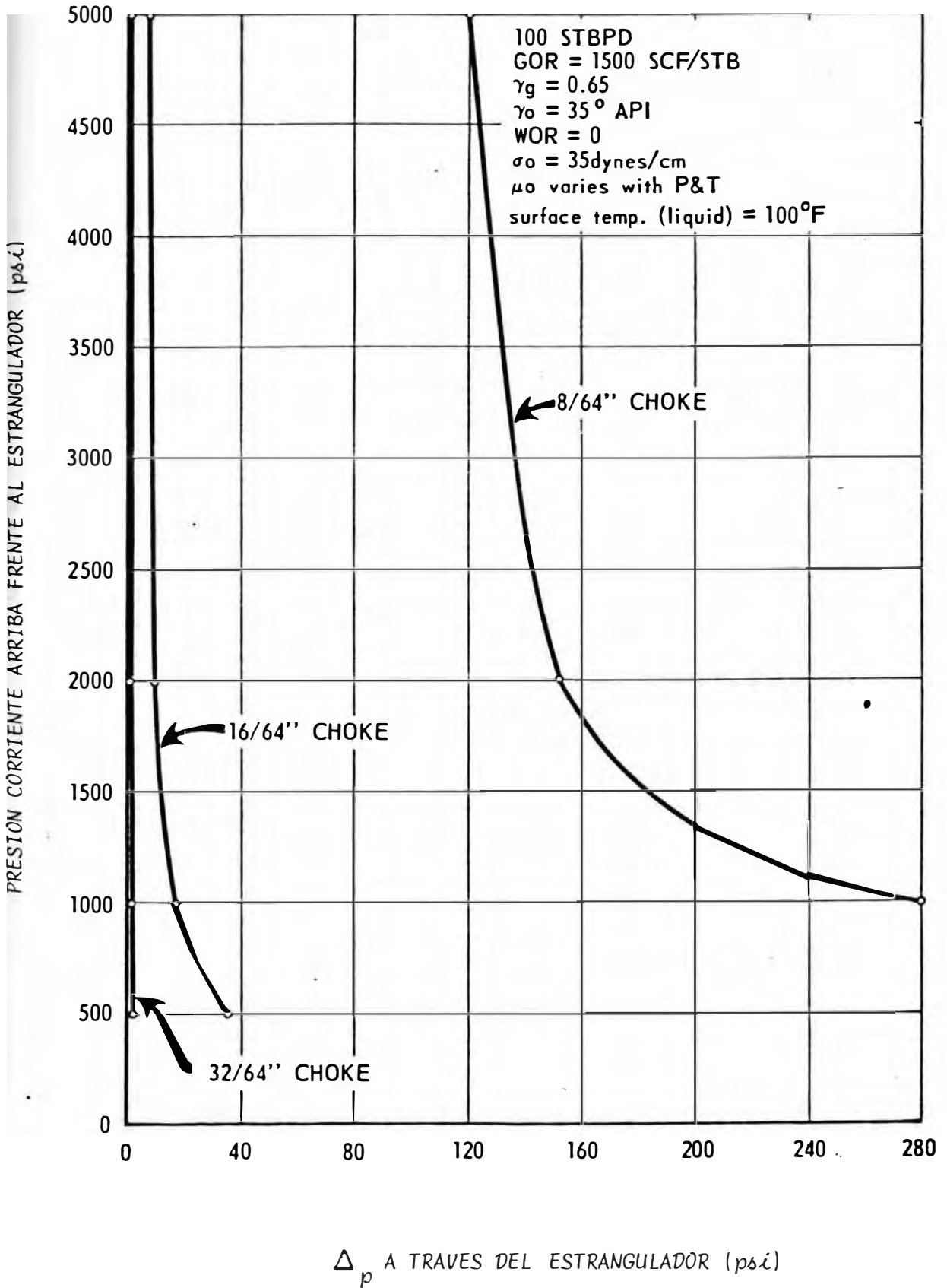
3.3.7.3.2 Efecto del tamaño del estrangulador de superficie

El siguiente punto importante de caída de presión dentro de nuestro sistema de producción es el estrangulador de superficie. En la figura 21 se ha ploteado la caída de presión como una función corriente arriba de presión frente al estrangulador para 3 diferentes tamaños de estrangulador de superficie. Note que la caída de presión disminuye a medida que la presión corriente arriba aumenta, para un régimen de flujo constante. En la figura 22, la presión corriente arriba es constante a 5000 psi, y el régimen de flujo es variable. Este ploteo ilustra el efecto del tamaño del estrangulador con la caída de presión y el máximo régimen de flujo.

3.3.7.4 Caída de presión en la línea de flujo de superficie

La siguiente zona de mayor pérdida de presión dentro del sistema de producción es en la línea de flujo de superficie. El problema de flujo horizontal de 2 fases es tan compleja como el flujo vertical de 2 fases. Se han presentado una serie de correlaciones basadas en datos empíricos. Tal vez la mejor descrita por K. Brown.

FIGURA N° 21



La figura 23 muestra el efecto del tamaño de la línea de flujo y la longitud bajo una requerida gradiente de presión fluente para un pozo que produce 1000 STB/día de agua.

3.3.7.5 Efecto de la presión del separador

El punto final de caída de presión en nuestro sistema ocurre en el separador. La presión del separador está puesta a un valor constante. Bajo estas condiciones, pequeños cambios en la contrapresión del separador puede producir efectos significativos en el régimen de flujo.

3.3.7.6 Sumatoria de efectos combinados

La figura 24 presenta paso a paso el efecto de la sumatoria de las caídas de presión para 2 diferentes sistemas de equipo. Los parámetros del reservorio son idénticos en ambos casos. La BHP fluente es constante a 5000 psi. Las curvas (1) hasta la (5) representan los mismos valores en ambos ejemplos. La curva (1) ilustra el efecto del tamaño de la tubería y el estrangulador de subsuelo. La curva (3) es el ploteo del efecto combinado del tamaño de la tubería, tamaño del estrangulador de subsuelo y del de superficie. El efecto del tamaño de la línea de flujo es añadido en la curva (4). La curva (5) combina todos los efectos previamente descritos más el efecto de la presión del separador.

La figura 25 ilustra el efecto en el régimen de flujo y la BHP fluente requerida de ajustes pequeños al equipo del sistema. Aquí todas las condiciones son idénticas a las especificadas por la figura 18(a), con 2 excepciones. El efecto del tamaño del estrangulador de superficie y subsuelo han sido disminuidos a 1/4 de pulgada. Es evidente que estas pequeñas alteraciones han tenido un efecto grande en la capacidad productiva del sistema.

3.3.7.7 Ejemplo Práctico

Un pozo de 6000 pies de profundidad, está produciendo una presión en la cabeza de 100 psi.

Presión inicial del reservorio = 2500 psi

Petróleo de 35° API

GOR = 600 SCF/STB

Temperatura fluente promedio = 140° F

Gravedad específica del gas = 0.65

El índice de productividad ha sido determinado que es 1.0 BPD/psi

Se pide:

a) Máximo régimen de producción para 1 1/2", 2", 2 1/2" y 3" de diámetro de tubería.

b) Máximo régimen de producción para 1 1/2", 2", 2 1/2" y 3" de diámetro de tubería, si la presión del reservorio declina a 2000 psi

SOLUCION

Para resolver este problema, usaremos las curvas de gradientes de CAMCO para determinar las gradientes fluentes de presión.

1- Usando la adecuada curva de CAMCO, determinar la pérdida de presión en la tubería, a diferentes regímenes de flujo para cada diámetro de tubería. Notar que la presión en la cabeza es 100 psi.

2- Plotear régimen de flujo contra pérdida de presión en la tubería, usando $PI = 1.0$ BPD/psi, caída de presión y presión de reservorio = 2500 psi.

Ejemplo: si la pérdida de presión en la tubería es 900 psi, la máxima caída de presión en el reservorio sería = 1500 psi (2500 - 100 - 900), y el régimen de flujo sería = 1500 BOPD.

3- Repetir el paso 2 para una presión estática de 2000 psi.

4- Leer las respuestas del ploteo que se muestra como figura N° 26.

<u>Diámetro de tubería</u>	<u>Máximo régimen de flujo - BOPD</u>	
	<u>R_p 2500 psi</u>	<u>R_p = 2000 psi</u>
1/2"	1000	625
2"	1330	915
2 1/2"	1565	1140
3"	1760	1295

3.4 Estimulación y consideraciones futuras de retrabajos

3.4.1 Plan inicial

Considerar los requerimientos presentes y futuros de cada pozo que se complete. La figura 27 presenta dos cercanías a estimulación simultánea de zonas múltiples. La técnica de baleo limitado, aplicada en el pozo de la izquierda, se presta a tratamientos de fracturamiento a regímenes altos, usando selladores de bola para separar e tapas. El baleo "en manta" (blanket) enfocado a los pozos de la derecha, sería más aplicable para un pozo, en el cual ninguna estimulación por fracturamiento es esperado.

3.4.2 ¿Qué pozos debemos estimular?

1. Los buenos pozos son generalmente los mejores candidatos para estimulación.
2. Pozos en áreas sin límite de producción, son los principales candidatos para estimulación.
3. Pozos en los que se conoce que existe daño en la formación, son buenos candidatos para un trabajo de estimulación.
4. Un pozo el cual ha sido previamente facturado es normalmente no un buen candidato para un nuevo tra

bajo de estimulación.

3.4.3. Selección del método de estimulación

El grado de aumento en la productividad, el cual puede ser estimado de un trabajo de estimulación, cambiará grandemente para diferentes métodos de estimulación. Por ejemplo, un tratamiento de acidificación de la matriz produciría un aumento en la productividad de 1.2 a 1.5 para un pozo que no tiene daño en la formación antes del tratamiento. En el caso de un tratamiento de fracturamiento con ácido, sin embargo, la productividad de un pozo no dañado aumentará por un factor de 2.0 a 3.0.

3.4.4 Buenas prácticas

- 1- Balear en agua salada o con un diferencial de presión en el fondo del pozo. No balear en lodo donde no es requerido debido a consideraciones de la presión de formación contra el peso del lodo.
- 2- El agua salada sirve como un excelente fluido de retrabajo, completación y empaque.
- 3- Considerar las proximidades de gas o agua a los perforados, en las decisiones de trabajos de acidificación y fracturamiento.
- 4- Usar la técnica de hesitación en forzamientos, cuando no consideren perforados con cemento.

CAPITULO N° 4

4.1 Empaques

Los empaques de producción se clasifican de acuerdo con dos tipos: recuperables y permanentes. Las recientes innovaciones en empaques incluyen "empaques de cemento" y receptáculo del diámetro interno del empaque. Muchas veces se colocan empaques sin necesidad, - con lo que aumenta la inversión inicial y la posibilidad de un mayor costo futuro para retirarlas. El uso de empaques debe limitarse a las siguientes situaciones:

- a) Protección del revestimiento contra la presión (incluyendo tanto presiones de pozo y de estimulación) y contra los flúidos corrosivos.
- b) Aislamiento de fugas en el revestimiento, baleo forzado o intervalos múltiples de producción.
- c) Eliminación de la producción ineficiente por "efecto de cabeceo" u "oleaje".
- d) Algunas instalaciones de levantamiento artificial.
- e) Cuando sean necesarias junto con válvulas de seguridad de subsuelo.
- f) Para mantener los flúidos de "matar" el pozo o flúidos de tratamiento en el espacio anular del revestimiento.

4.2 Consideraciones generales en la selección de empaques

Debe seleccionarse el empaque con un costo total mínimo que cumpla con su objetivo, considerando las condiciones de pozo presentes y futuras. El precio inicial no debe ser solamente el único criterio. El costo total del empaque está directamente relacionado con el régimen de recuperabilidad y falla. La recuperabilidad mejora considerablemente al utilizar petróleo o agua salada en vez de lodo como flúido de empaque.

Se puede minimizar la frecuencia de las fallas de empa-

que, utilizando el empaque apropiado para la condición de pozo y anticipando las condiciones futuras al colocar el empaque. El empaque permanente es el más confiable de todos y cuando está colocado en forma apropiada, es excelente para presiones diferenciales altas, impuestas durante la estimulación, cementación forzada y cuando las presiones del yacimiento varían significativamente entre las zonas de completación múltiple. Los empaques recuperables de tipo de tensión y de sentado por peso, funcionan satisfactoriamente cuando la fuerza sobre el empaque es en una dirección únicamente y no es excesiva.

4.2.1 Precio de Compra

Los tipos de empaques más económicos son las de tipo de tensión y de sentado por peso. Sin embargo, la inclusión de retenedor hidráulico con un empaque de sentado por peso aumenta al costo de 20% a 100%. Los empaques sentados hidráulicamente en sarta múltiple, generalmente son las más costosas y requieren muchos accesorios.

4.2.2 Mecánica de empaque

El resultado final de la mayoría de mecanismos de sentado de los empaques es: (1) pasar un cono detrás de una cuña ahusada para forzar la cuña en la pared del revestimiento e impedir el movimiento del empaque, y (2) comprimir el elemento de empaque para causar el sello. Aunque el resultado final es relativamente sencillo, los medios para lograrlo y la subsiguiente recuperación del empaque, varía considerablemente entre los diferentes tipos de empaque.

4.2.3 Elemento de sellado

La capacidad de un sello para mantener la presión diferencial es una función del esfuerzo desarrollado en el sello; es decir, el esfuerzo debe exceder la presión diferencial. En un elemento de sello de empaque, el esfuerzo que puede desarrollarse es una función de la fuerza de sentado del empaque y del soporte proporcionado para limitar el estiramiento por presión.

El elemento de sellado puede ser de una sola pieza o puede estar compuesto de elementos múltiples de diferentes grados de dureza. En un empaque de tres elementos, el elemento superior y el inferior generalmente tienen mayor dureza que la del elemento central. El centro del durómetro inferior sella contra las imperfecciones en la pared del revestimiento mientras que el extremo superior del durómetro ayuda a limitar el estiramiento por presión y establece un sello con presión diferencial y temperaturas altas. Hay varios empaques que vienen con anillos metálicos de soporte para impedir el estiramiento por presión. Cuando hay H_2S o CO_2 se pueden usar sellos de teflón o vitón a temperaturas por encima de $400^\circ F$. Por debajo de $250^\circ F$ se puede utilizar caucho nitrilo para sellos estáticos con soporte metálico.

4.2.4 Fluídos corrosivos del pozo

En pozos donde los fluídos contienen CO_2 o H_2S en presencia de agua, se deberán tener en cuenta los materiales utilizados en la construcción de los empaques.

Corrosión dulce: el CO_2 y el agua causan corrosión de carbonato de hierro, lo cual tienen como resultado picaduras profundas. Para los materiales ferrosos es preferible usar aceros de baja resistencia o hierro fundido para resistir las concentraciones de esfuerzo resultantes de las picaduras. Dependiendo del aspecto económico puede ser necesario proteger las superficies expuestas con inhibidores de corrosión o recubrimientos plásticos.

Corrosión ácida o sulfurosa: incluso pequeñas cantidades de H_2S con humedad pueden producir corrosión de sulfuro de hierro y quebradización por hidrógeno. NACE es específica que todos los materiales usados en condiciones de H_2S sean tratados con calor hasta una dureza máxima

22 Rockwell C para evitar la quebradización. La dureza no tiene efecto alguno sobre la corrosión de sulfuro de hierro y se requieren entonces inhibidores o recubrimientos plásticos para impedirlos. Para partes críticas donde se requiere una alta resistencia, K - Monel es resistente tanto a la quebradización como la corrosión de sulfuro de hierro.

Corrosión bimetalica o galvánica: esta resulta del contacto de metales disímiles. Generalmente no es problema, dado que el acero es el miembro sacrificial o ánodo, y el daño resultante es despreciable debido al área masiva del acero comparado con el inoxidable más noble o K - Monel.

4.2.5 Recuperabilidad

La recuperabilidad es una combinación de varios factores, algunos relacionados con el diseño del empaque y otros con el uso del empaque. Los empaques recuperables se liberan jalando derecho o por rotación. En pozos desviados, la torsión por lo general desarrolla más fuerza de liberación pozo abajo que iracción, aunque algunas veces es necesario para manipular la tubería y transmitir la torsión al fondo.

El elemento de sellado del empaque impide que se acumule basura alrededor de las cuñas. Generalmente se abre una desviación o by-pass antes de liberar el sello para permitir que la circulación retire la arena o material extraño.

Se necesita una gran fuerza de sentado para producir un sello confiable bajo presiones diferenciales altas, pero debe reconocerse que el estiramiento por presión del sello puede contribuir al problema de recuperación. El recorrido del martillo entre las posiciones de liberación y levantamiento es de gran ayuda para retirar el empaque. Otro factor importante en la recuperación es el método de re-

tener los segmentos de cuña. El área de desviación también es importante. Cuando se minimiza la holgura externa para mejorar el sellado, el área de desviación interna debe ser suficiente para impedir el achicamiento del elemento de sellado al extraerlo del pozo.

4.2.6 Características de pesca

Las características de pesca deben tenerse en cuenta en la selección del empaque aunque para retirar un empaque permanente es necesario perforarlo, el procedimiento no es complicado puesto que todos los materiales de empaque son perforables. Por lo contrario, la extracción de empaques recuperables atascados generalmente requiere una gran operación de pesca ya que estos empaques tienen componentes no perforables. Al comparar los empaques se debe tener en cuenta el volumen de metal que hay que retirar y la presencia de botones de retención que puedan actuar como rolineras de las herramientas de molino.

4.2.7 Operaciones con tubería continua

Siempre que sea posible deben utilizarse empaques con un diámetro interno igual al diámetro interno de la tubería para facilitar las operaciones de tubería continua. Las operaciones de tubería continua también se ven obstaculizadas por tubería en espiral; de tal forma que es conveniente colocar el tubo en tensión cuando se anticipan operaciones de tubería continua.

4.2.8 Efectos de los cambios de presión y temperatura

El efecto de los cambios de presión y temperatura dentro y fuera de la tubería sellada en un empaque, depende del tipo de empaque utilizado y de la forma de sentado. Estos cambios pueden ser: Aumentar o disminuir la longitud de la tubería con un empaque, permitiendo el movimiento libre de la tubería dentro del empaque. En un pozo de 10,000 pies, este cambio puede llegar a ser de 15 a 20 pies.

Inducir las fuerzas de tensión o compresión en la tubería y empaque si no se permite el movimiento libre dentro de un em-

paquete que esté firmemente sujeto al revestimiento. Aun en pozos de profundidad moderada, puede haber fuerzas suficientes para causar una deformación.

Desentarrar un empaque que no esté firmemente sujeto al revestimiento. Desellar un empaque de tipo permanente cuando la sección del nipple de sellado no es lo suficientemente larga y la tubería no está sujeta al empaque.

Deben evaluarse varios efectos para determinar exactamente el movimiento del tubo o la situación de esfuerzo. A continuación se describirá brevemente estos efectos.

4.2.8.1 Efecto de la ley de Hooke

Las presiones dentro de la tubería y en el espacio anular por encima del empaque actúan sobre el área diferencial presentada por la tubería y el mandril del empaque para cambiar la longitud de la tubería de acuerdo a la ley de Hooke. Si el movimiento de la tubería está limitado por el empaque, la fuerza del empaque sobre la tubería también afecta la longitud de la tubería de acuerdo con la ley de Hooke:

$$\Delta L = \frac{L F}{E A_s} \dots\dots\dots (1)$$

Con un sello de movimiento libre:

$$F = (A_p - A_i) \Delta P_i - (A_p - A_o) \Delta P_o$$

donde:

ΔL = cambio de la longitud debido a los efectos de la ley de Hooke (pulgadas).

L = longitud de la tubería (pulgadas).

F = fuerza que actúa sobre el fondo de la tubería (libras).

E = módulo de elasticidad (30×10^6 psi para el acero).

A_s = área transversal de la tubería (pulgadas cuadradas).

A_i = área basada en diámetro interno de la tubería (pulg. cuadrad.)

A_o = área basada en el diámetro externo de la tubería (pulg. cuad.)

A_p = área basada en el diámetro del sello del empaque (p. c.).

P_o = presión en el sello del empaque en el espacio anular (psi).

P_i = presión en el sello del empaque en la tubería (psi).

ΔP_i o ΔP_o indican el cambio de presión de las condiciones iniciales de sentado del empaque. Se supone que $P_i = P_o$ cuando el empaque se sienta inicialmente.

4.2.8.2 Pandeo Helocoidal

El pandeo de la tubería por encima del empaque puede acortar la tubería; con un empaque que permita el movimiento libre de la tubería, el pandeo es un resultado del diferencial entre la presión

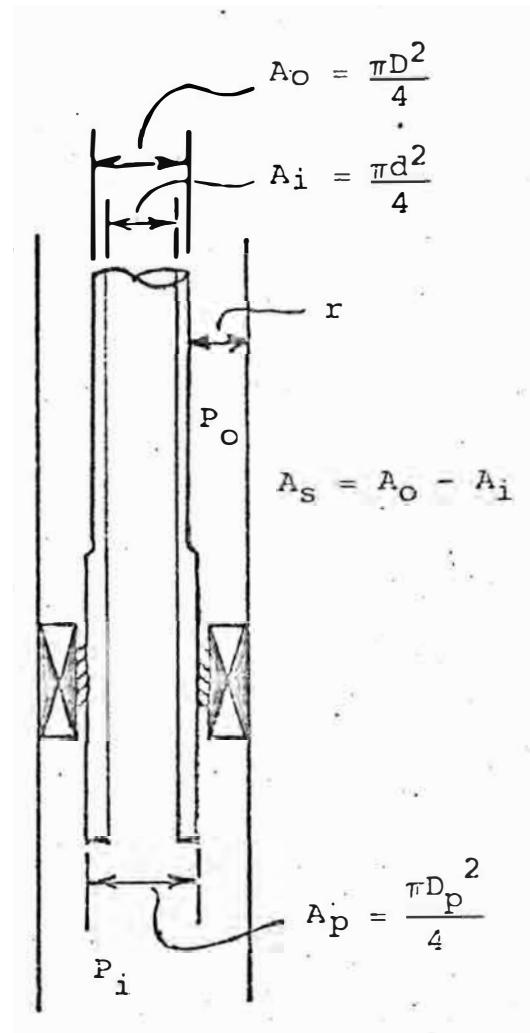


FIGURA N° J

interna y externa de la tubería que actúa sobre el área transversal total del diámetro interno del empaque en el sello de la tubería. Cuando el empaque limita el movimiento del tubo, también debe tenerse en cuenta el peso de la tubería colocado sobre el empaque.

La reducción de longitud debido al pandeo helicoidal con un sello de movimiento libre puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_2 = \frac{\pi^2 A_p^2 (\Delta P_i - \Delta P_o)^2}{8EI (w_s + w_i - w_o)} \dots \dots \dots (2)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$$

Fuerza que causa el pandeo: $F_f = A_p (\Delta P_i - \Delta P_o)$

r = holgura radial entre la tubería y el revestimiento.

w_s = peso de la tubería (lbs/pulg.).

w_i = peso del fluido dentro de la tubería (lbs/pulg.).

w_o = peso del fluido (fuera de la tubería) desplazado por el volumen de masa de la tubería (lbs/pulg.).

D = diámetro externo de la tubería (pulgadas).

d = diámetro interno de la tubería (pulgadas).

El pandeo aumenta por el aumento de presiones dentro de la tubería, en una relación mayor del diámetro de la tubería al revestimiento.

4.2.8.3 Efecto de hinchazón

La presión radial dentro de la tubería tiende a aumentar el diámetro de la tubería y por lo tanto a acortarla. Una presión mayor fuera de la tubería alarga la sarta debido al efecto de "hinchazón inversa".

Este cambio de longitud debido al efecto de hinchazón y al efecto de hinchazón inverso puede calcularse con la siguiente e-

ecuación:

$$\Delta L_3 = \frac{HL^2}{E} \left(\frac{\Delta P_i}{R^2} - \frac{R^2}{1} \frac{\Delta P_o}{R^2} \right) + \frac{2HL}{E} \left(\frac{\Delta P_i}{R^2} - \frac{R^2}{1} \frac{\Delta P_o}{R^2} \right) \dots\dots\dots (3)$$

(efecto de densidad) (efecto de presión superficial)

donde:

μ = relación de Poisson (0.3 para acero).

R = diámetro externo de la tubería entre diámetro interno de la tubería.

ΔP_i = cambio en densidad del fluido dentro de la tubería (lbs/pulg³):

ΔP_o = cambio en la densidad del fluido fuera de la tubería (lbs/pulg³)

ΔP_i = cambio en la presión de superficie dentro de la tubería.

ΔP_o = cambio en la presión de superficie fuera de la tubería.

4.2.8.4 Efecto de temperatura

Un cambio en temperatura debido a la producción de fluidos fríos cambia la longitud de la tubería de la siguiente manera:

$$\Delta L = LC \Delta T \dots\dots\dots (4)$$

donde:

ΔL = cambio en la longitud (pies)

L = longitud de la sarta de tubería (pies)

C = 6.9×10^{-6} , coeficiente de expansión del acero por °F

ΔT = cambio de temperatura (°F)

4.2.8.5 Fuerza de sentado del empaque

La fuerza de compresión o fuerza de tensión al sentar el empaque tiene un efecto directo sobre la situación subsiguiente. La selección adecuada de la fuerza de sentado inicial, debe anticipar las condiciones futuras que resulten de la producción, estimulación u operaciones remediales. Para convertir el cambio de longitud de la tubería debido al encogimiento a la fuerza de compresión, puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$\Delta L = \frac{LF}{EA_s} + \frac{r^2 F^2}{8EI(W_s + W_i - W_o)} \dots \dots \dots (5)$$

"Espiral" permanente: si se induce esfuerzo en la tubería mediante cambios de presión o temperatura, o por movimientos que exceden el esfuerzo de punto cedente del material de la tubería, se producirá una deformación permanente. Se debe chequear el nivel del esfuerzo tanto en la pared interna como en la externa del tubo, utilizando las siguientes ecuaciones. Estos esfuerzos, S_i y S_o no debe exceder el esfuerzo de punto cedente de la tubería.

$$S_i = \sqrt{3 \left[\frac{R^2 (P_i - P_o)}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[\frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a + \frac{\sigma_b}{R} \right]^2} \dots \dots \dots (6)$$

$$S_o = \sqrt{3 \left[\frac{P_i - P_o}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[\frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a - \sigma_b \right]^2} \dots \dots \dots (7)$$

$$\sigma_a = \frac{A_p (P_i - P_o)}{A_s} \dots \dots \dots (8)$$

$$\sigma_b = \frac{Dr (A_p - A_i) P_i - (A_p - A_o) P_o}{4I}$$

$$R = \frac{\text{Diámetro externo de la tubería}}{\text{Diámetro interno de la tubería}}$$

Los otros términos se habían definido anteriormente.

Nota: El signo σ_b en las ecuaciones (6) y (7) deben escogerse para maximizar S_i o S_o .

La tabla II muestra ejemplos de movimiento de la tubería en un empaque de tipo permanente (hueco de 3 1/4 pulg.) sentado a 10,000 pies en un revestimiento de 7". Se insertó tubería de 2 7/8" sin sub localizador (locator sub) y sin sujetarse dentro del empaque; de tal manera que había movimiento libre de la tubería dentro del empaque.

TABLA II

<u>Condiciones</u>	<u>Tipo de Operación</u>			
	<u>Swab</u>	<u>Producción</u>	<u>Frac</u>	<u>Cement. Forzad.</u>
Fluido inicial	10 lbs/gln lodo	10 lbs/gln lodo	9.2 lbs/gln agua salada	30°petróleo
Fluido final:				
Tubería	45°petróleo a 5000'	45°petróleo	9.0 lbs/gln fluido de fr.	15 lbs/gln cemento
Espacio anular	10 lbs/gln lodo	10 lbs/gln lodo	9.2 lbs/gln agua salada	30°petróleo
Presión final:				
Tubería	0	1000 psi	3000 psi	5000 psi
Espacio anular	0 psi	0 psi	1000 psi	1000 psi
Cambio de Temp.	+10°F	+20°F	-50°F	- 20°F
Movimiento de la tubería debido a:				
Ley de Hooke	+31.6"	+5.7"	-19.2"	-67.9"
Pandeo	0	0	- 3.6"	-46.1"
Hinchamiento	+22"	-0.9"	-9.7"	-34.6"
Temperatura	+8.3"	+16.6"	-41.5"	-16.6"
Movimiento Total	+61.9"	+21.4"	-74.0"	-165.2"

Nota: (-) significa reducción, (+) significa alargamiento.

A manera de ejemplo vamos a mostrar el cálculo de movimiento total de tubería debido a una cementación forzada.

Datos:

- Tubería de 2 7/8" OD; 6.5 lbs/ft; 10,000' de longitud sellado en un empaque permitiendo su libre movimiento.
- Diámetro interno del empaque: 3.25"
- Petróleo en el espacio anular de 30°API
- Mezcla de cemento dentro de la tubería de 15 lbs/gln
- Presión final en la tubería en superficie: 5000 psi
- Durante todo el trabajo se mantuvo 1000 psi en el espacio anular.
Cambio promedio de temperatura: -20°F (enfriamiento)
- Revestimiento de 7" OD y 32 lbs/pie.

Solución

a) Efecto de la ley de Hooke

Reemplazando en la ecuación (1) tenemos:

$$\Delta L_1 = \frac{120,000}{(30 \times 10^6)(7.81)} \left[(8.30 - 4.68) 8990 - (8.30 - 6.49) 1000 \right]$$

$$\therefore \Delta L_1 = -67.9'' \text{ (acortamiento)}$$

b) Efecto del pandeo helicoidal

Reemplazando en la ecuación (2) tenemos:

$$\Delta L_2 = \frac{(1.612)(8.302)(8990 - 1000)^2}{(8)(30 \times 10^6)(1.61)[0.542 + 0.304 - 0.206]}$$

$$\Delta L_2 = -46.1'' \text{ (acortamiento)}$$

c) Efecto de hinchamiento

Reemplazando en la ecuación (3) tenemos:

$$\Delta L_3 = - \frac{0.3}{(30 \times 10^6)} \frac{0.0332 - (1.178^2)(0)}{1.178^2 - 1} 120,000 - \frac{2(0.3)}{(30 \times 10^6)} \frac{500 - 1.178^2(1000)}{1.178^2 - 1} 120,000$$

$$\therefore \Delta L_3 = -34.6'' \text{ (acortamiento)}$$

c) Efecto de temperatura

Reemplazando en la ecuación (4) tenemos:

$$\Delta L_4 = (0.0000069) (120,000) (-20)$$

$$\therefore \Delta L_4 = -16.6'' \text{ (acortamiento)}$$

Finalmente sumando $\Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4$ tenemos:

$$\text{Movimiento total} = (-67.9) + (-41.6) + (-34.6) + (-16.6)$$

$$\text{Movimiento total} = -165.2'' = -13.8' \text{ (acortamiento)}$$

Con las condiciones descritas, la disposición de un empaque permanente no es adecuado para fracturamiento o cementación forzada a menos que se coloque una sección de niple de sello extremadamente largo.-

Considerando la operación de cementación forzada a alta presión, si se sujeta la tubería dentro del empaque permanente (con un valor cero de levantamiento o encogimiento de la tubería) las fuerzas sobre la tubería tienen como resultado una tracción ascendente sobre la sección sujetadora del empaque de 55,000 libras. En la superficie la fuerza de tensión en la tubería es de 82,000 libras en comparación con su peso en el aire de 64,000 libras. Bajo estas con-

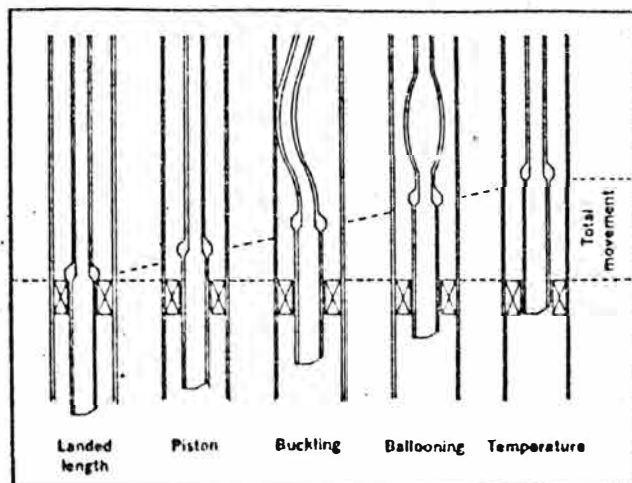
diciones, la tubería se pandea un poco; se requiere entonces un levantamiento (pick up) inicial de 13,000 libras para eliminar el pandeo. Dependiendo del grado de la tubería, puede que la sarta se deforme permanentemente por el procedimiento de sujeción.

Como una alternativa mejor, si se inserta un sub-localizador, puede usar una porción suficiente del peso del tubo sobre el empaque para limitar el movimiento del tubo. El "slack-off" de la tubería de 56,000 libras impide el movimiento de la tubería bajo las condiciones de alta presión en el trabajo de forzamiento. Sin embargo, "slack-off" de la tubería, excesivo, no es deseable debido al pandeo y posible impedimento para utilizar herramientas de tubería continua.

En pozos profundos, las fluctuaciones posibles en las operaciones de producción normales, pueden producir movimientos continuos y leves de los sellos y fallas eventuales. La mejor práctica en esta situación es "slack-off" (encogimiento) el peso suficiente de la tubería para impedir estos movimientos leves de los sellos, pero instalar una sección de deslizamiento de sello suficiente para permitir el movimiento ascendente de la tubería durante los tratamientos de pozo.

Para una estimación rápida, pueden estudiarse los cuadros que aparecen al final de este capítulo, para aproximar la ley de Hooke, y efectos de temperatura y pandeo.

FIGURA N° 2.- Efectos de las diferentes fuerzas en el movimiento de tubería.



4.2.8.6 Desentado del empaque sentado por peso

Para determinar si un empaque sentado por peso se va a desentatar al realizar las inyecciones en la tubería, es suficiente calcular el equilibrio de fuerzas como se muestra en la figura 3. En este ejemplo, el pozo tiene un revestimiento de 5 1/2" y el empaque está sentado con 7000 libras de peso de la tubería a 6000' en una tubería de 2 3/8" de diámetro externo. El espacio anular contiene agua salada. El ácido se desplaza tubería abajo con petróleo crudo. La presión superficial resultante de 1000 psi ejerce una fuerza ascendente de 3800 libras sobre el fondo del empaque, que se desienta.

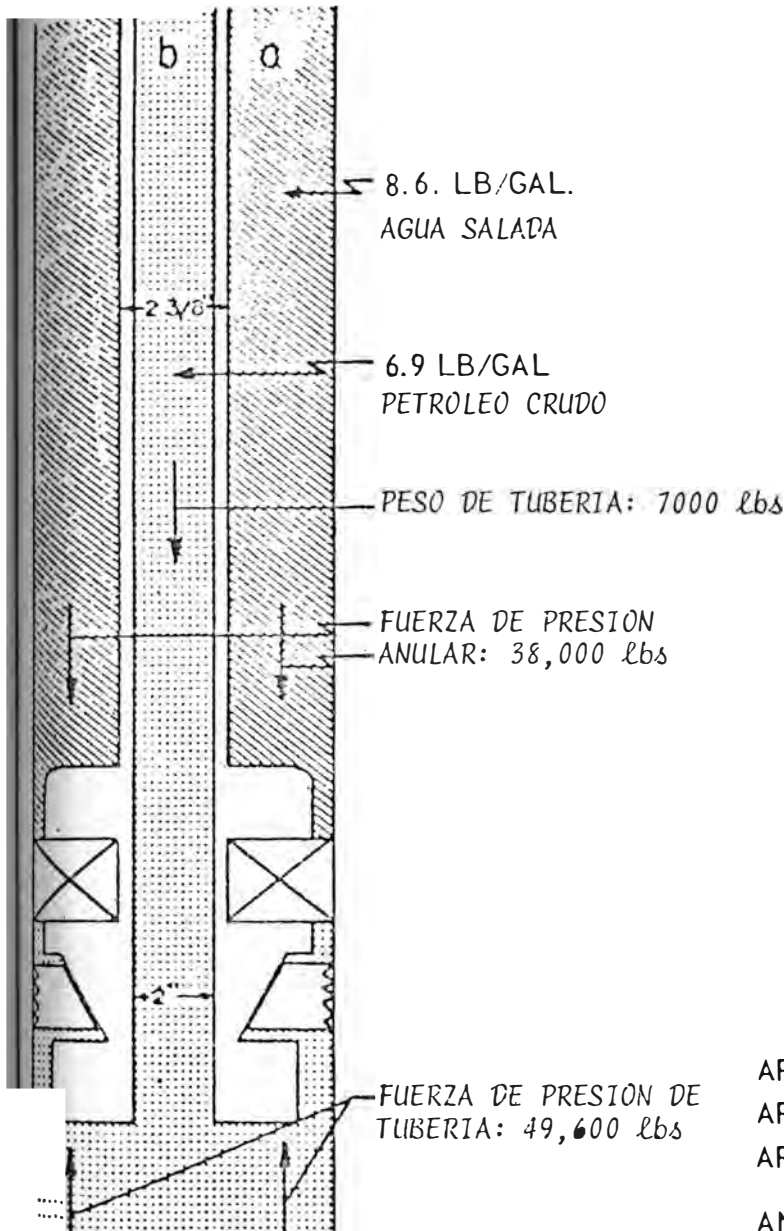
El desentado del empaque debe evitarse: (1) aplicando presión al espacio anular del revestimiento - tubería o (2) utilizando un retenedor hidráulico. La figura 4 muestra dos tipos de retenedores hidráulicos.

4.3 Empaques recuperables

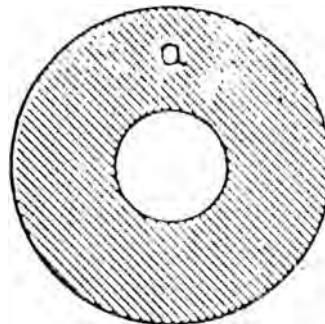
4.3.1 Empaques de sentado por peso

El empaque sentado por peso es económico e ideal para situaciones de baja presión (tales como instalaciones de levantamiento por gas) donde la presión en el espacio anular de la tubería - revestimiento en el empaque siempre excede la presión de la tubería en el empaque. Los empaques sentados por peso no están diseñados para mantener una presión diferencial de abajo. Generalmente se incluye un retenedor hidráulico donde se anticipa la presión diferencial de ambas direcciones. Se recomienda aplicar presión al espacio anular por encima del empaque, además del retenedor, cuando los empaques sentados por peso, están sujetos a una presión diferencial de abajo.

Con excepción de las versiones de perno rompible o de sentado por resorte, los empaques sentados por peso utilizan un conjunto de cuña y cono con las cuñas sujetas a un dispositivo de fricción como resortes de arrastre o bloque de arrastre. El dispositivo de

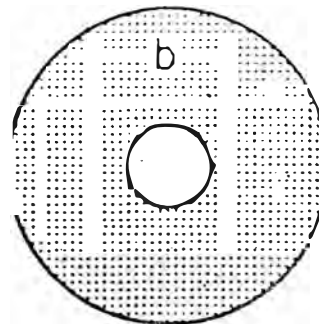


FUERZA DE PRESION ANULAR



$(18.8 - 4.4 \text{ SQ. IN.}) 2700 \text{ PSI} = 38,800 \text{ LBS}$

FUERZA DE PRESION DE TUBERIA



$(18.8 - 3.1 \text{ SQ. IN.}) 3160 \text{ PSI} = 49,600 \text{ LBS}$

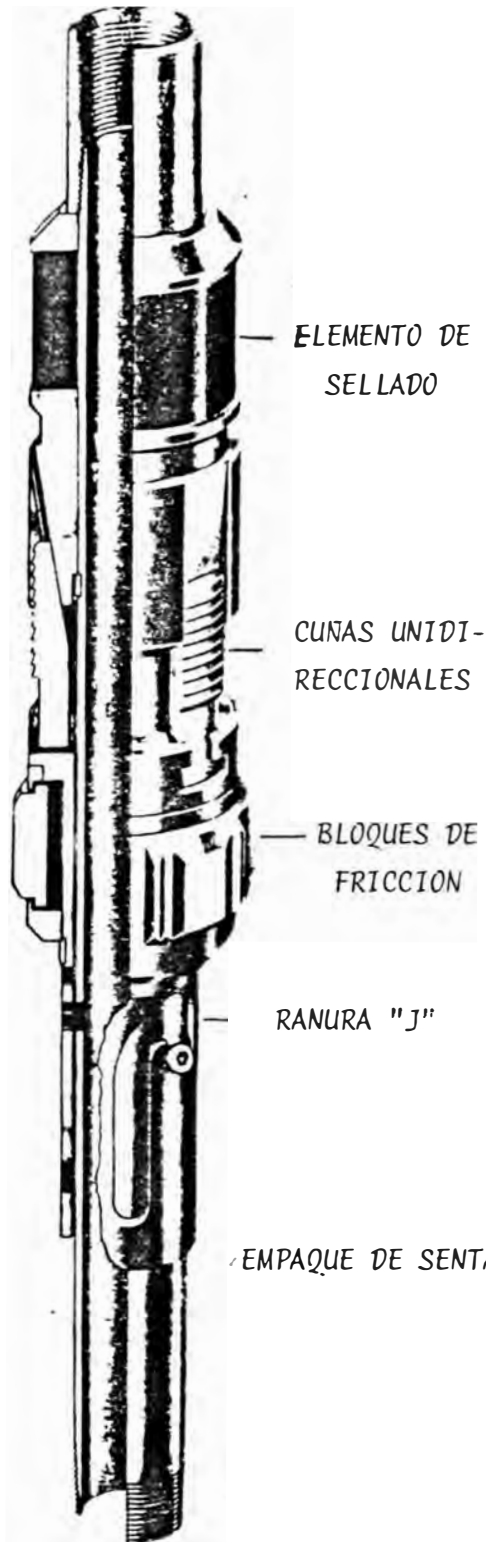
AREA OF 5½ IN. CSG. I.D. = 18.8 SQ. IN.
 AREA OF 2-3/8 IN. TBG. O.D. = 4.4 SQ. IN.
 AREA OF 2-3/8 IN. TBG. I.D. = 3.1 SQ. IN.

ANNULAR BHP = 6000 FT x 0.45 PSI/FT = 2700 PSI
 TUBING BHP = 6000 FT x 0.36 PSI/FT + 1000 PSI
 = 3160 PSI

FUERZAS RESULTANTES SOBRE EL EMPAQUE
 $49,600 \text{ LBS} \uparrow - 38,800 \text{ LBS} \downarrow - 7000 \text{ LBS} \downarrow = 3800 \text{ LBS} \uparrow$

FUERZA DEL EMPAQUE-CALCULO DE EQUILIBRIO

FIGURA N° 3



fricción sujeta el revestimiento y mantiene las cuñas estacionarias con respecto al resto del empaque. Un dispositivo de ranura "J" permite el movimiento vertical de la tubería y hace que el cono se mueva detrás de las cuñas y ancle el empaque en el revestimiento. Luego se aplica el peso de la tubería para expandir el elemento de empaque. La liberación se logra con el "pick up" de la tubería para retirar el peso del elemento del empaque y extraer el cono de detrás de las cuñas. Este mecanismo está ilustrado en la figura 5. Los empaques de perno rompible o de sentado por resorte se emplean principalmente como empaques superiores en completaciones múltiples. Se aplica un peso predeterminado contra un medio de soporte tal como un empaque inferior para romper los pernos o forzar un collar a través de un receso y permitir la expansión del elemento de empaque. La liberación se logra subiendo la tubería o "picking-up" de la tubería.

FIGURA N° 5.- MECANISMO DE RANURA "J" Y BLOQUES DE FRICCIÓN.

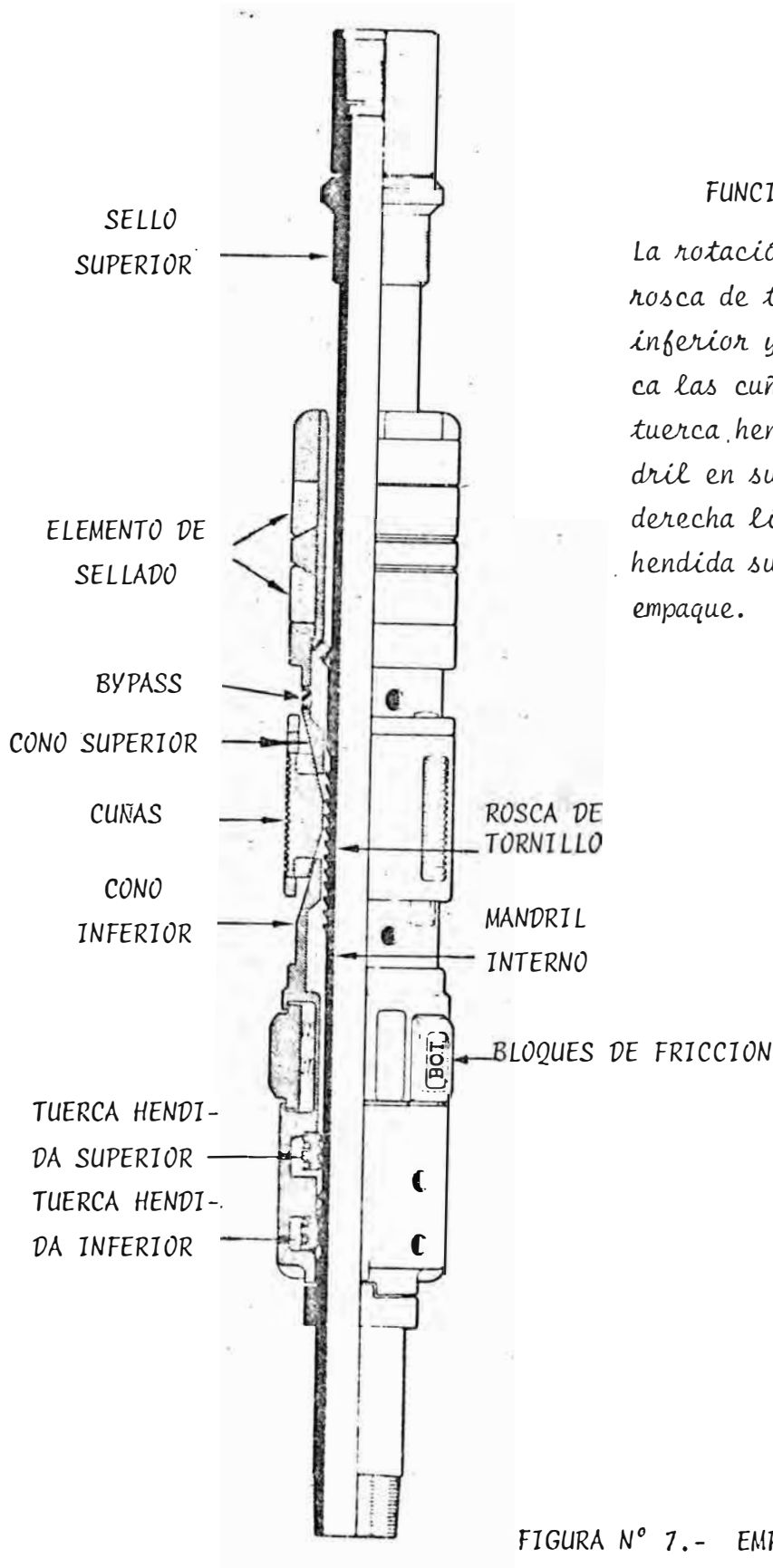
Subir la tubería, 1/4 vuelta hacia la derecha y al bajar la tubería se sienta el empaque. El empaque se libera, con la subida de la tubería.

4.3.2 Empaques de tensión

Los empaques de tensión (ver figura 6) son esencialmente empaques de sentado por peso insertados invertidos y sentados por tensión de tracción sobre la tubería. Después de sentar un empaque de tensión, la presión diferencial de abajo aumenta la fuerza de sentado sobre el empaque y lo mantiene en su lugar automáticamente. Esta característica hace al empaque de tensión especialmente apropiada para pozos de inyección de agua o trabajo de estimulación. Los empaques de tensión se usan con frecuencia en pozos someros en donde el peso de la tubería no es suficiente para sellar un empaque de sentado por peso. Por ser cortos y compactos requieren un espacio mínimo de sentado y poco mantenimiento. La temperatura debe tenerse en cuenta al determinar la fuerza inicial de sentado sobre el empaque. La inyección o producción de fluidos calientes puede hacer que la tubería se alargue y libere el empaque.



FIGURA N° 6



FUNCIONAMIENTO

La rotación hacia la derecha libera la rosca de tornillo de la tuerca hendida inferior y el peso de la tubería coloca las cuñas y comprime el sello. La tuerca hendida superior mantiene el mandril en su lugar. La rotación hacia la derecha libera el mandril de la tuerca hendida superior y permite recuperar el empaque.

FIGURA N° 7.- EMPAQUE DE SENTADO MECANICO

4.3.3 Empaques de sentado mecánico

La rotación de la tubería juega un papel muy importante en el sentado y recuperación de los empaques de sentado mecánico. La rotación de la tubería puede: (1) colocar simultáneamente los sellos y cuñas en un movimiento continuo con una rosca de tornillo y dispositivo de cono que fuerza los conos detrás de las cuñas y comprime los sellos o (2) liberar el mandril interior y permitir que el peso de la tubería coloque los conos detrás de las cuñas y comprimir el elemento de sellado.

La figura 7 muestra un empaque típico de sentado mecánico. Estos empaques generalmente comprenden una cuña no direccional que impide el movimiento en ambas direcciones y por lo tanto, elimina la necesidad de un retenedor hidráulico. Después de haber sentado el empaque, se puede aplicar tensión a la tubería para reducir el pandeo, y así, facilitar el paso de herramientas de tubería continua. La liberación se logra girando el tubo hacia la derecha. La necesidad de liberar el empaque haciendo rotar la tubería es la principal desventaja de los empaques de sentado mecánico; la rosca de tornillo puede dejar de funcionar después de cierto periodo de tiempo, o bien los sólidos que se asientan en la parte superior del empaque hacen imposible la rotación de la tubería. Además el principio de cuña no direccional es menos confiable que la disposición de cuña contrario de un empaque permanente para contener diferenciales altos.

4.3.4 Empaques de sentado hidráulico

Los empaques de sentado hidráulico utilizan la presión del fluido que actúa sobre un conjunto pistón-cilíndrico para colocar el cono detrás de las cuñas. El empaque permanece colocado ya sea por la presión dentro del cilindro o con un cierre mecánico. Este último dispositivo ahora es el enfoque más popular y simplifica la recuperación. La figura 8 y 9 muestra un empaque sencillo de sentado hidráulico y un esquema del mecanismo de sentado y liberación. Los empaques

de sentado hidráulico para sargas múltiples, se sientan y se recuperan esencialmente mediante el mismo proceso.

La mayoría de los empaques de sentado hidráulico se liberan al elevar el peso de la sarga de tubería. Sin embargo, algunos modelos requieren rotación de la tubería. Por razones que se explica bajo el título de empaques de sentado mecánico, debe evitarse este último tipo de empaque. Se requiere también el uso de un retenedor hidráulico porque las cuñas son unidireccionales.

El uso principal de los empaques de sentado hidráulico es en pozos convencionales con sargas múltiples. Las principales ventajas de los empaques de sentado hidráulico son: (1) la tubería puede tenderse, instalarse un árbol de navidad y circular pozo con un líquido liviano o gas antes de colocar el empaque para iniciar la producción sin "suabeo"; (2) todas las sargas pueden tenderse bajo tensión para facilitar el paso de las herramientas de "wire line" y tubería concéntrica, y (3) dado que no se requiere movimiento de la tubería, en la completación múltiple pueden insertarse y tenderse todas las sargas simultáneamente con cuñas múltiples y elevadores antes de sentar los empaques. Esto elimina la dificultad de encuellamiento de la última sarga en el empaque.

A pesar de sus ventajas, el costo de los empaques de sentado hidráulico limita su uso a situaciones en donde no se pueden aplicar otros empaques, por ejemplo en el caso de completaciones múltiples de sarga triple o cuádruple, huecos desviados, o completaciones en el mar.

El principio de empaques de sentado hidráulico se utiliza en el caso de sellos en tubería sin revestimiento. Se ha empleado un empaque con un elemento de caucho o goma inflexible para interceptar el agua del fondo y aislar las zonas de alta relación gas-petróleo. La figura 11 muestra la mecánica de funcionamiento del empaque cuando se utiliza convencionalmente. Al colocar un tapón ciego en la parte inferior del mandril y un "sub" de entrada por encima del empaque, se

permite la producción de fluidos de la parte superior del empaque únicamente. Existen empaques con sellos de diferentes longitudes. Al seleccionar un elemento de sellado largo y sentar el empaque en una porción relativamente calibrada del pozo, se aumentan las oportunidades de obtener una barrera efectiva. Debido a la gran expansión diametral del empaque inflable, también puede utilizarse dentro del revestimiento donde puede ser necesario colocar un empaque por debajo de una obstrucción (ver figura 10).

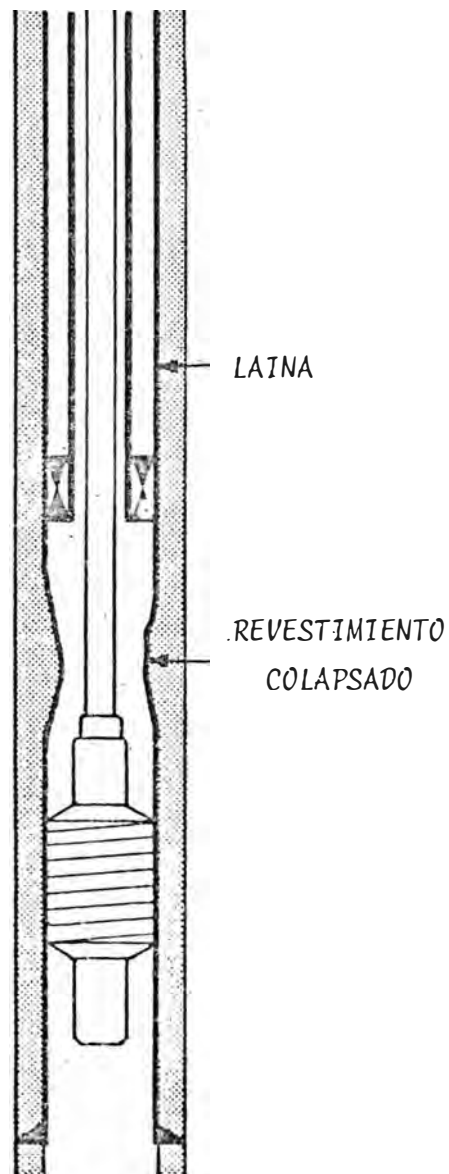


FIGURA N° 10.- Empaque inflable puede ser sentado debajo de revestimientos parcialmente colapsados o restringidos, y debajo de láminas.

4.4 Empaques Permanentes

Los empaques permanentes utilizan cuñas opuestas con un elemento de sellado comprimible entre las cuñas. Normalmente no son recuperables, sin embargo ahora existen empaques de cuñas opuestas que pueden recuperarse. Los empaques permanentes pueden bajarse en tubería o cable conductor eléctrico. El sentado con "wire line" es un punto positivo donde se necesita una localización exacta del empaque. Ya que la tubería puede bajarse separadamente del empaque, el tiempo de viaje es menor y el reemplazo del empaque en los niples de sellado es la única preparación requerida. El anillo de soporte metálico para el elemento de sellado y el principio de cuña opuesta de este tipo de empaque es muy importante en aplicaciones que tengan altas presiones diferenciales.

La figura 12 muestra un empaque permanente y accesorios principales de empaques que comprenden niples de sello con dispositivos de fijación o de anclaje y un tubo de producción. La tubería se sella dentro del empaque mediante un empaque chevron tipo V sujeto a los niples de sello. El movimiento descendente de la tubería está obstaculizado por un sub fijador o de anclaje. El de tipo anclaje permite sujetar la tubería dentro del empaque e impide así la contracción. La rotación hacia la derecha libera el conjunto de anclaje del empaque. Como alternativa, pueden colocarse varios sellos para compensar el movimiento de la tubería con el sub fijador.

La figura 13 ilustra varios accesorios disponibles para convertir el empaque en un tapón de puente temporal para pruebas, cementación forzada y fracturamiento por encima del empaque. El tapón se instala antes de bajar el empaque y mantendrá la presión de ambas direcciones. Posteriormente se extrae con los niples de sello para colocar el empaque en la posición de funcionamiento. Se utilizan también otros tapones para sellar el diámetro interno del empaque una vez que haya sido sentado.

Para sentar el empaque con métodos de "wire line", se de

be sujetar una herramienta de sentado y un localizador de cuplas al empaque y todo el conjunto se baja hasta la profundidad deseada de sentado. Una carga de dinamita detonada electricamente aumenta la presión del gas, la cual se transmite a través de un conjunto de pistón a fuerzas mecánicas que sentarán el empaque. Entonces se rompe el perno de liberación y se recupera de herramienta de sentado. Los nipples de sello para colocarlos en el hueco del empaque, son bajados con la tubería de producción.

Se utiliza una combinación de rotación del tubo hacia la derecha y peso para sentar el empaque sobre la tubería. El conjunto de nipple de sello puede bajarse con el empaque, en este caso para evitar un viaje completo extra.

La objeción primordial a los empaques permanentes es precisamente su naturaleza permanente aunque esto ha sido parcialmente superado con el desarrollo de métodos de retrabajos con tubería continua. Las técnicas de cementación forzada a baja presión, baleo de tubería continua: Las técnicas de cementación forzada a baja presión, baleo de tubería continua, y tubería concéntrica, han eliminado en muchos casos la necesidad de recuperar el empaque. Generalmente es posible, - sentar un empaque permanente por encima de varios intervalos de completación alterna y retaponear sucesivamente sin extraer la sarta de tubería. Si el intervalo de completación deseado se encuentra por encima del empaque, el empaque permanente sirve como un retenedor excelente de cemento para hacer la cementación forzada de la zona por debajo del empaque.

La emisión de un sub fijador o de sujeción permite bajar sellos para lograr la obturación de varios empaques permanentes sentados en la misma luz del pozo. De esta forma, los empaques permanentes son adaptables como empaques de aislamiento o como empaque superior en un doble de sarta sencilla de dos empaques. También existen dispositivos de tubo de flujo paralelos que permiten utilizar los empaques permanentes como empaques superiores en una instalación de sarta doble

paralela. Los empaques permanentes pueden retirarse en cuestión de dos o tres horas de tiempo de perforación utilizando una fresa de fondo plano para empaques o en unas seis horas con una broca para roca. En comparación, la extracción de un empaque recuperable atascado puede requerir de dos a tres días y gastos de herramientas considerables. Existen también herramientas de fresado y recuperación de empaques permanentes mediante el corte de las cuñas superiores y extracción del resto del empaque.

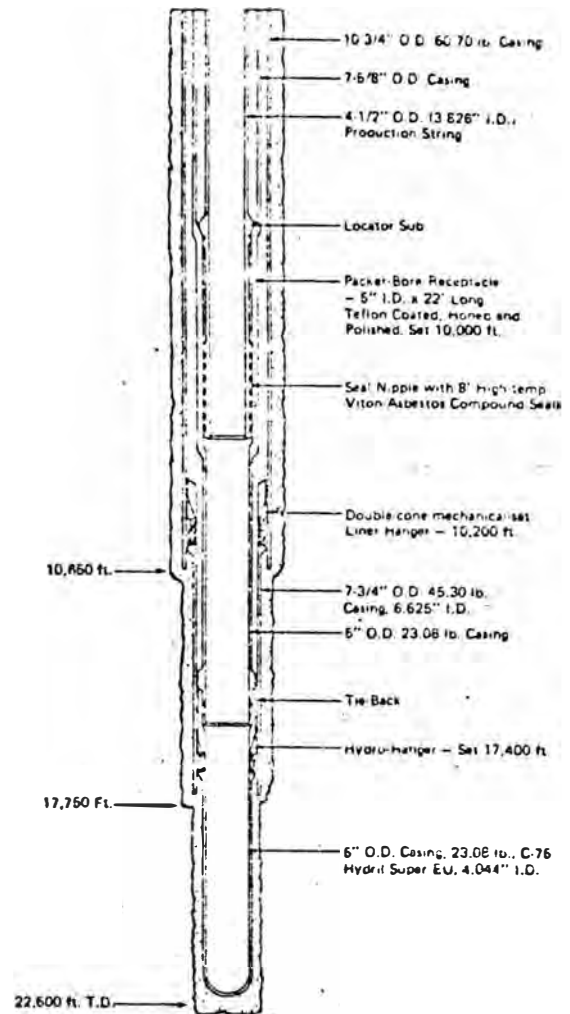
El costo inicial de los empaques permanentes es un poco mayor que el de los empaques de sentado por peso o tensión, pero menor que el de los modelos de sentado hidráulico. Si no se necesita una presión de unos pocos pies, los empaques permanentes son los más económicos en tubería pues se evitan los costos por pie y servicio. Sin embargo, donde se requiere un camión de "wire line" para otros servicios, tales como baleos, el costo de servicio es absorbido por la operación de baleo.

4.5 Receptáculo del diámetro interno del empaque

En pozos profundos de gas u otras situaciones en donde el diámetro del revestimiento o lina es limitado y se desea un diámetro máximo del empaque, se puede aplicar el receptáculo de diámetro interno del empaque (ver figura 14).

La disposición de sellos en la figura 14 permite suficiente movimiento ascendente de la tubería durante tratamientos de estimulación, pero al mismo tiempo permite "slack-off" el peso de la tubería para eliminar los movimientos del sello durante la vida productiva del pozo. Los fluidos producidos no están en contacto con el revestimiento intermedio o la superficie pulida de sellado y la parte superior de la lina no está expuesta a la presión.

FIGURA N° 14.- Completación de un pozo de gas con un diámetro máximo desde la superficie hasta el T.D.



4.6 Empaques de cemento

El término empaques de cemento se ha aceptado para tubería cementada dentro del revestimiento convencional, que básicamente crea un pozo sin tubería de producción. El cemento se hace circular en el espacio anular de la tubería-revestimiento al igual que la cementación de tubería en operaciones a hueco abierto para pozos sin tubería de producción. El empaque de cemento reemplaza al empaque convencional por medio del sellado contra el flujo vertical en el espacio a

nular tubería-revestimiento. La técnica tiene las siguientes ventajas:

- 1- Aislar los baleos forzados con fugas y fallas del revestimiento sin cementación forzada remedial.
- 2- Evitar el sentado de laines durante las operaciones de profundización.
- 3- Minimizar la necesidad de equipo de completación de "wire line" en pozos múltiples.
- 4- Eliminar los trabajos de reparación de comunicaciones debido a fugas de tubería y empaques.

Las figuras 15, 16 y 17 muestran las aplicaciones típicas. En la figura 15, el objetivo del reacondicionamiento era profundizar el pozo unos cientos de pies para hacer la completación para el intervalo profundizado. Los métodos convencionales aconsejarían la bajada y cementación de una laine, reinserción de la tubería en un empaque y cañoneo. Al utilizar el concepto de empaque de cemento, simplemente se cementó la tubería en la luz del pozo y se baleó la formación a través de las dos sartas de revestimiento.

En el segundo ejemplo (figura 16), una fuga en el revestimiento impedía la completación doble rutinaria de sarta sencilla de un pozo revestido convencionalmente. La bajada y cementación de dos sartas de tubería produjo los resultados deseados con un costo mínimo y eliminó la posibilidad de problemas futuros con fugas en el empaque o tubería si se deseaba estimular la completación superior.

La figura 17 ilustra el uso de la idea de empaque de cemento para reparar un empaque con fuga, o recompletar por encima del empaque superior en un pozo de empaque doble. Brevemente el procedimiento es pasar un tapón de "wire line" por la sarta de tubería corta y balear la sarta corta con uno o dos orificios inmediatamente por encima del empaque. El cemento sobrante puede extraerse y el cemento del espacio anular se mantiene en su sitio por presión o equilibrando flúidos

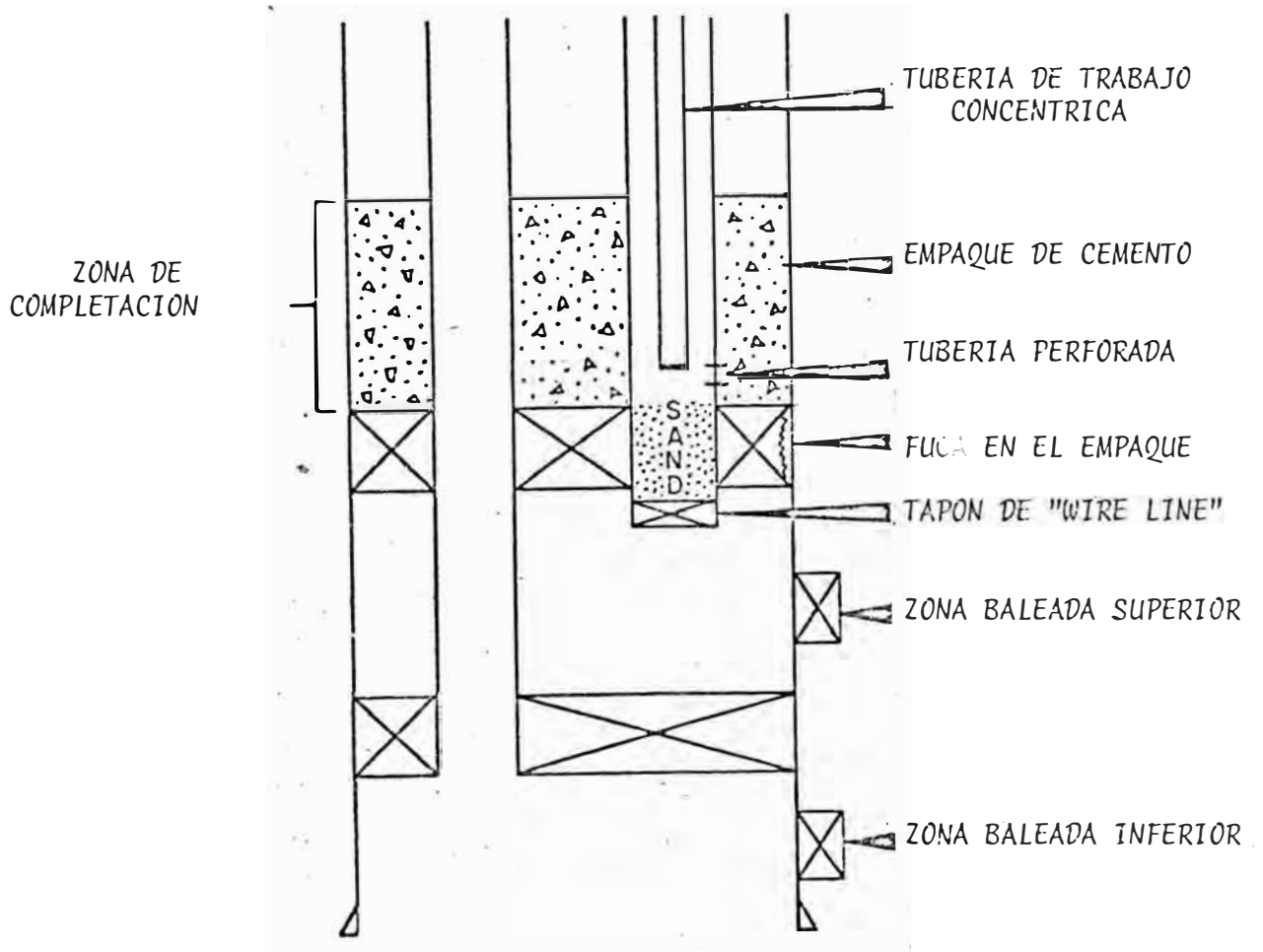


FIGURA N° 17

C A P I T U L O N º 5

5.1 Sistemas de seguridad

El equipo de control de subsuelo comprende (1) válvulas de seguridad que taponan la tubería en algún punto por debajo del cabezal del pozo si se dañan los controles de superficie o se retiran por completo; (2) los estranguladores de fondo de pozo y reguladores que reducen la presión de flujo del cabezal del pozo e impiden el congelamiento de las líneas y controles de superficie tomando una caída de presión del fondo del pozo; y (3) válvulas de retención que impiden el contraflujo de los pozos de inyección. Los elementos esenciales de trabajo de cada uno de estos dispositivos, pueden instalarse o retirarse con "wire line".

Debido a que todas estas herramientas son susceptibles al daño por erosión, deberá hacerse fluir el pozo y limpiarse completamente antes de instalar un dispositivo de control de subsuelo.

5.2 Sistemas de seguridad de superficie

Un sistema de seguridad de superficie es la primera línea de protección contra accidentes menores en las instalaciones de tratamientos de la superficie. El sistema de superficie consiste por lo general de válvulas normalmente cerradas que se abren por una baja presión de gas que actúa sobre el pistón. Si se alivia la presión del gas, la acción de los resortes internos cierra la válvula contra la presión de la línea. El acceso a las válvulas y controles es rápido para facilitar el mantenimiento. El gas de baja presión puede conectarse a una red de sensores para determinar las condiciones anormales.

5.3 Sistemas de control de pozos mediante válvulas de seguridad

Son llamados así a los sistemas de cierre en el fondo del pozo, activado solamente en el caso de un desastre inminente (excepto para pruebas). Básicamente, este sistema consiste de un empaque cerca de la superficie y una válvula maestra (ver figura 1), que complementa el árbol de navidad de superficie y la válvula maestra. La vál

vula en el fondo del pozo, puede controlarse directamente (auto control) o remotamente desde la superficie.

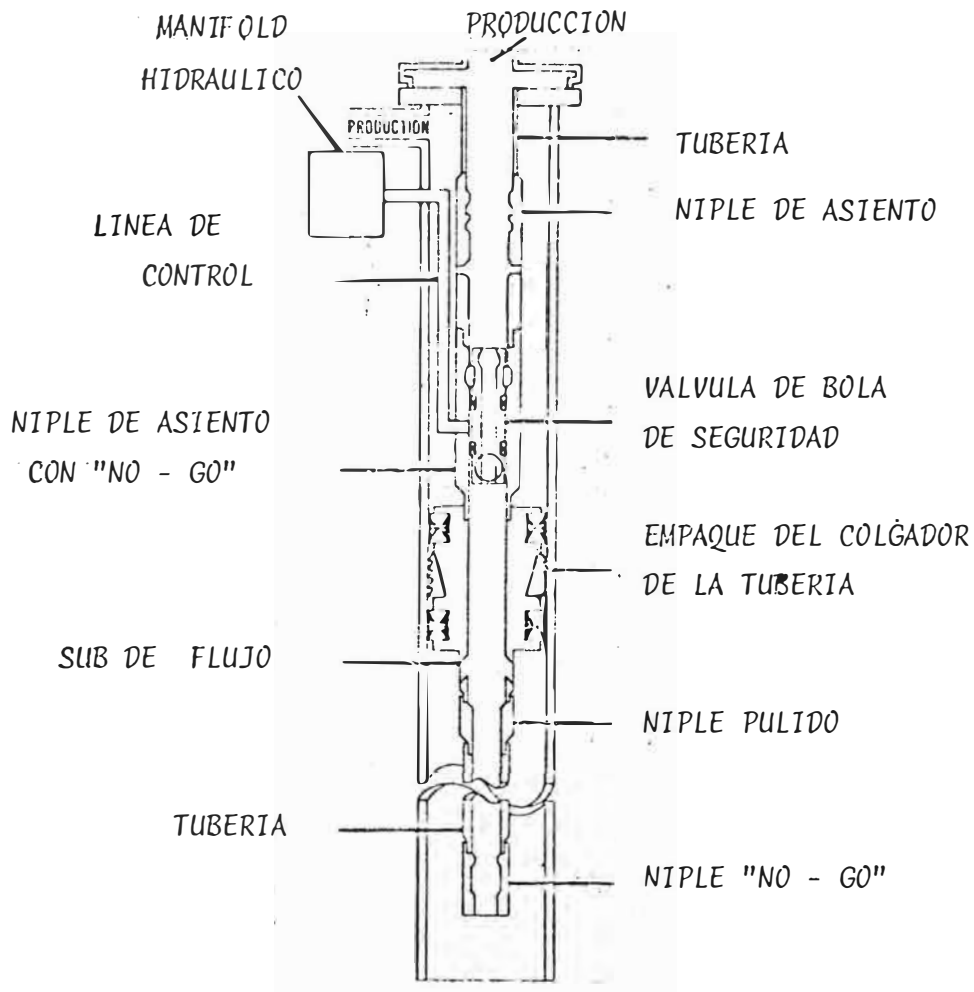


FIGURA N°

5.3.1 Control directo

Las válvulas de control directo o auto control (estranguladores) se cierran cuando las condiciones en la válvula llegan a un nivel predeterminado. Existen dos tipos básicos disponibles; uno activado por presión diferencial a través de la válvula (ver figura 2) y otro activado por presión ambiental en un fuelle precargado. Ambos se

instalan normalmente con wire line en un niple de asiento de la sarta de tubería.

5.3.1.1 Válvulas de presión diferencial

El flujo de los fluidos del pozo a través de un orificio crea una caída de presión relacionada con el régimen de flujo. La válvula se mantiene abierta con una tensión de resorte predeterminada, pero a medida que el régimen de flujo aumenta, la caída de presión a través del orificio, eventualmente se llegará a un punto en donde se cierra la válvula. Existen varios tipos de cierre como se muestra en la figura 3

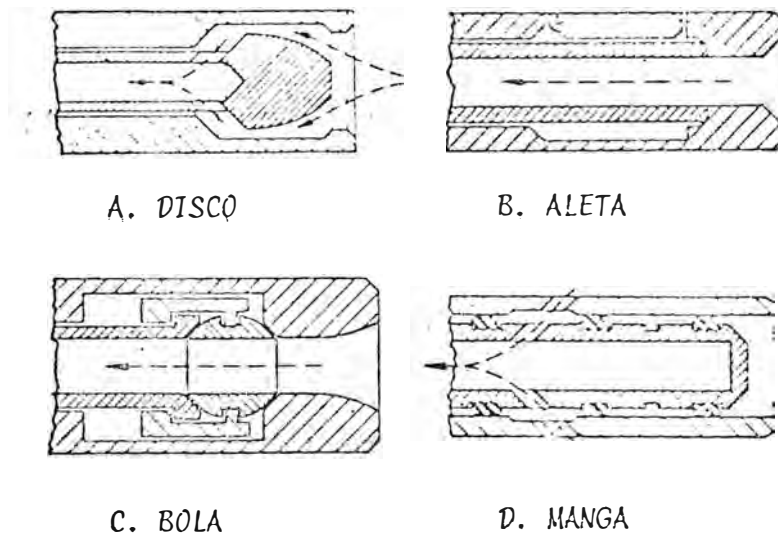


FIGURA N° 3.- TIPOS DE CIERRE

Si la válvula se cierra, puede volverse a abrir aplicando presión a la sarta de tubería o activando el sub igualador insertando una punta igualadora con "wire line". Cuando se iguale la presión a través de la válvula de seguridad, el resorte comprimido hace que la válvula se abra automáticamente.

5.3.1.2 Válvulas de presión de ambiente

El fuelle de la válvula está precargado a una presión menor que la presión en la tubería bajo condiciones normales de flujo

en la válvula. A regímenes de flujo anormalmente altos, la presión de la tubería en la válvula baja hasta un punto que permite al fuelle cargar presión para cerrar la válvula. En la figura 4, se muestra la válvula de ambiente que no requiere estrangulador y por lo tanto se minimiza la caída de presión a través de la válvula.

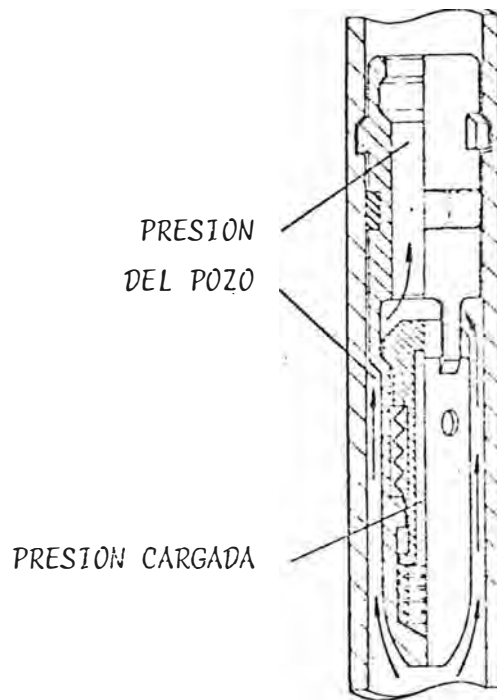


FIGURA N° 4.- VALVULAS DE PRESION DE AMBIENTE

5.3.1.3 Cálculos de cierre

Siempre y cuando se tenga suficiente información sobre las características de flujo de un pozo, se pueden calcular las presiones de cierre para válvulas de control directo con una precisión razonable. Sin embargo, deben hacerse pruebas reales bajo condiciones reales de flujo estabilizado para asegurar un funcionamiento apropiado. Además, el apropiado comportamiento de estas válvulas depende de la exactitud de la información como (1) tamaño de la tubería, (2) profundidad de la válvula, (3) temperatura fluente a la profundidad de la válvula, (4) producción de fluido al régimen de cierre deseado, (5) presión fluente en la cabeza del pozo al régimen de cierre deseado, -

(6) GLR y (7) gravedad específica de los fluidos producidos.

Las válvulas de seguridad de subsuelo de control directo son generalmente colocadas entre 1000' y 3000'. Ellas deben ser sacadas e inspeccionadas por el daño que le podría ocurrir periódicamente.

5.3.1.4 Fallas de cierre

Hay varias condiciones que pueden impedir el cierre de una válvula de control directo, cuando se desee, aunque esté colocada correctamente en el pozo.

1. La capacidad de flujo máximo del pozo puede disminuir hasta menos del valor original.
2. La acumulación de arena o parafina puede restringir el régimen de flujo.
3. Un reventón en la plataforma puede ser consecuencia de una pequeña fuga en el cabezal del pozo; desastrozo quizás, pero que no produce un régimen de flujo suficiente para cerrar la válvula:

Por estas razones, muchos operadores y organismos reguladores, están constantemente re-examinando la aplicación de válvulas de control directo.

5.3.2 Válvulas de seguridad de control remoto

Las válvulas de seguridad de control remoto o de superficie, pueden dividirse en dos grupos: recuperables con "wire line" y recuperables con tubería. Aunque estos tipos varían considerablemente según las áreas de flujo, diámetro máximo, costo de recuperación, etc., su funcionamiento es idéntico. Ambos son controlados igualmente a través de una línea hidráulica, conectando la válvula o niple de asiento a un "manifold" de control a superficie (ver figura 5).

Las válvulas son cargadas con resorte en posición cerrada cuando son bajadas al pozo. Ellas son abiertas, y mantenidas abier

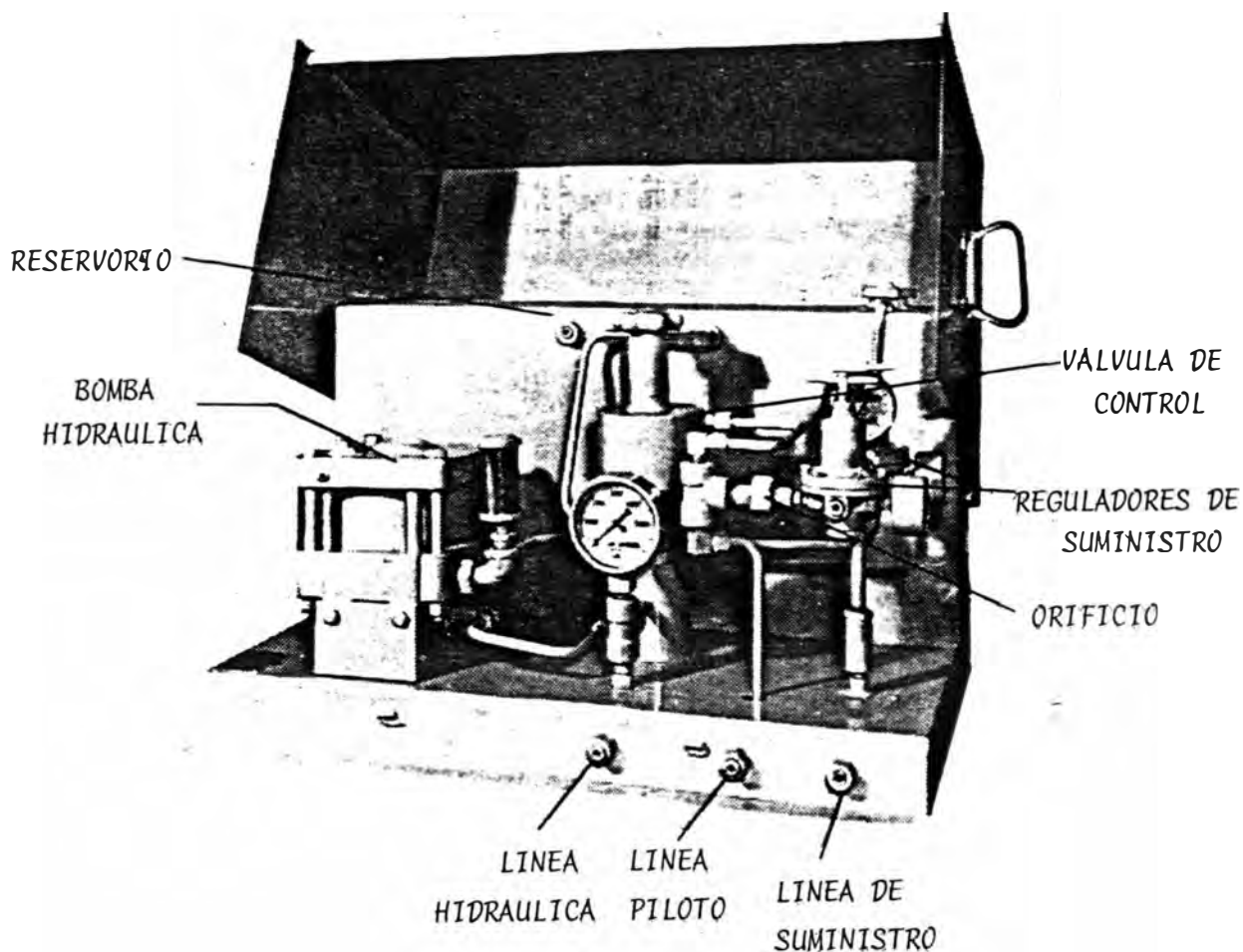


FIGURA N° 5.- MANIFOLD DE CONTROL DE SUPERFICIE PARA VALVULAS DE SEGURIDAD DE SUBSUELO A CONTROL REMOTO.

tas, aplicando y manteniendo una presión hidráulica contra el resorte a través de la línea de control. Si esta presión inducida es desfogada por alguna razón, la válvula se cierra. Pilotos para cambios sensibles de presión y tapones fundibles sensibles a altas temperaturas son instalados con el "manifold" de control en superficie.

5.3.2.1 Válvulas de seguridad de control remoto recuperables con "wire line"

La figura 6 nos muestra un esquema típico de una instalación para válvulas recuperables con "wire line". Un niple de a -

siento especial con una línea de control externa es colocada sobre la sarta de tubería y bajada al pozo. Con el niple en este lugar, la válvula puede ser bajada o sacada con métodos de "wire line".

La línea hidráulica simple conectada es normalmente bajada a profundidades de 1000' o menos. Sin embargo, la capacidad de profundidad del sistema de línea simple puede ser extendido a 4000' - con el uso de adicionales resortes de cierre y huecos de válvula reducidos para combatir el incremento de cabeza hidrostática en la línea de control hidráulica. Si una válvula operada a control remoto es sentada a una profundidad mayor de 4000', un sistema de doble línea hidráulica será requerido (ver figura 7). La segunda línea es usada como una línea de balance de presión hidrostática.

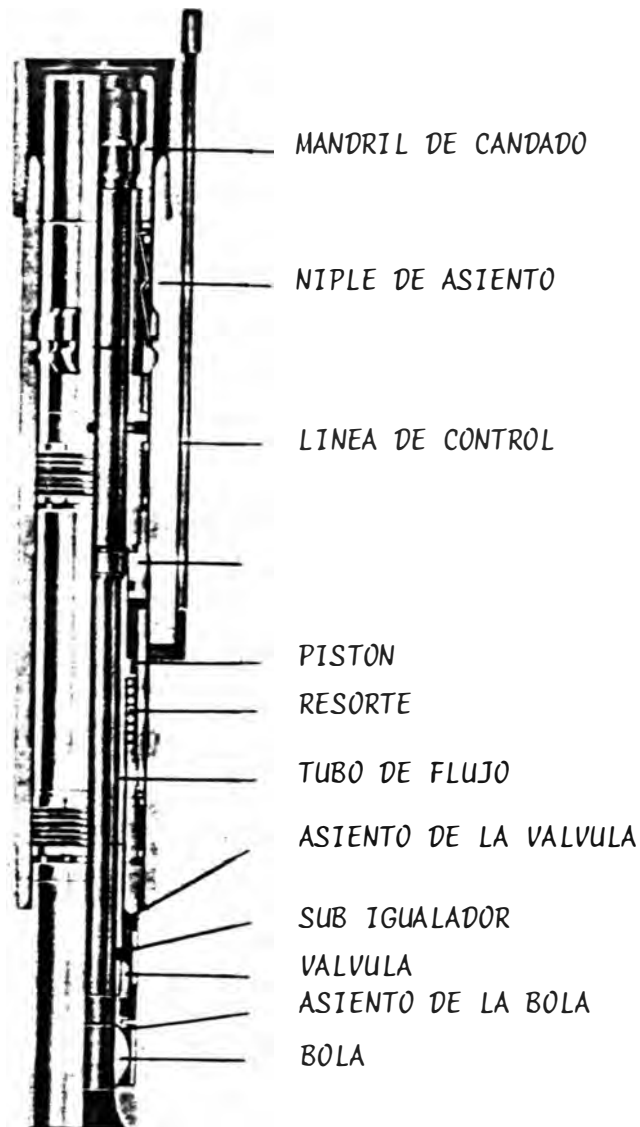


FIGURA N° 8
VALVULA DE SEGURIDAD DE TUBERIA DE SUBSUELO A CONTROL REMOTO RECUPERABLE CON "WIRE LINE"

La figura 8 muestra una típica válvula recuperable con "wire line". La presión hidráulica inducida de la superficie actúa contra un pistón dentro de la válvula, empujándola hacia abajo contra la resistencia del resorte. Esto mueve el tubo de flujo hacia abajo y rota la válvula tipo bola en un movimiento ovalado, a una posición de apertura. Si la presión de superficie es desfogada, el resorte cerrará la válvula.

La principal ventaja de esta válvula es que puede ser fácilmente y económicamente sacada para su inspección, reparación y vuelta al pozo. La principal desventaja es el hueco restringido a través de estos dispositivos. La válvula presenta una restricción al flujo, y puede causar problemas de taponamiento o parafinas.

5.3.2.2 Válvulas de seguridad de control remoto recuperables con tubería

Esta válvula es bajada como una parte integral de la sarta de tubería. La figura 9 muestra un esquema de una instalación típica.

Esta válvula es esencialmente idéntica en operación al del tipo de recuperables con "wire line". La presión aplicada a través de la línea de control actúa contra el pistón, forzando al tubo de flujo hacia abajo, y la válvula rotará a su posición de apertura.

La principal ventaja de este tipo de válvula es que de acuerdo a su diseño, cuando está completamente abierta, permite el paso total del flujo; o sea que no restringe el flujo. Esta válvula no contribuye al taponamiento. La remoción de parafinas puede ser efectuada sin la necesidad de recuperar ningún equipo de la tubería.

La principal desventaja de las válvulas integradas a la tubería en el pasado, fue de que la tubería tenía que ser sacada para reparar la válvula cuando esta fallaba. Esto puede ser una operación extremadamente costosa en muchas áreas. Esta desventaja en la ac

tualidad ha sido parcialmente superada, con el desarrollo de las válvulas recuperables con tubería a control remoto (ver figura 10), las cuales en caso que falle, puede ser convertida en una válvula recuperable por "wire line" a control remoto.

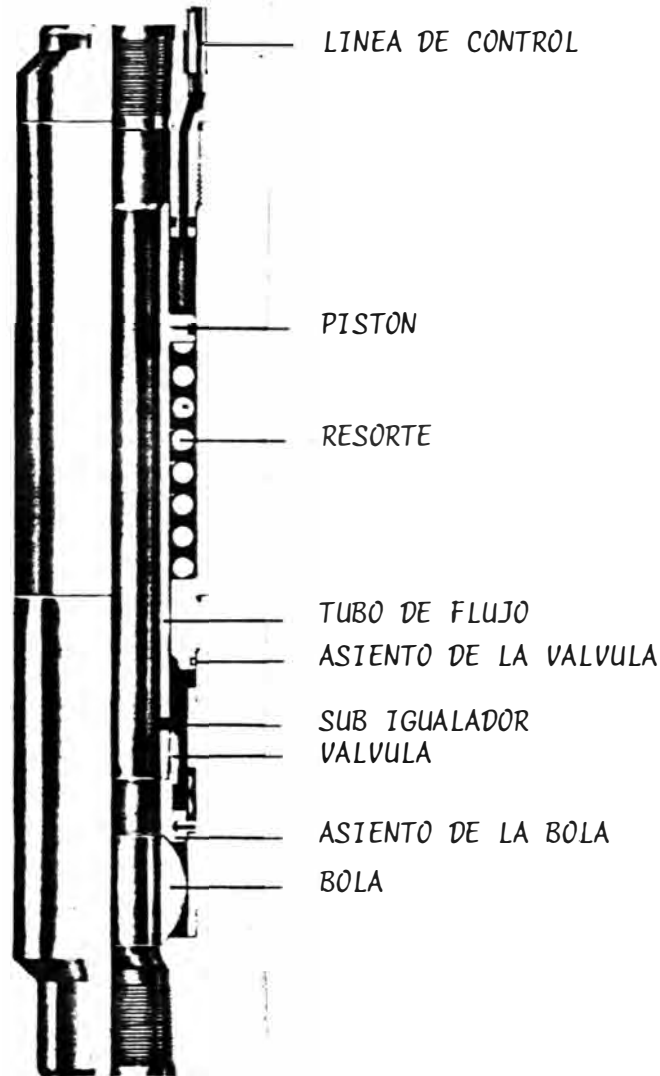


FIGURA N° 10.- VALVULAS DE SEGURIDAD RECUPERABLE CON TUBERIA A CONTROL REMOTO.

La figura 11 nos muestra un esquema de una variedad de esta válvula de "aplicación doble".

5.3.2.3 Consideraciones operacionales

a) Profundidad excesiva de sentado: para mantener el control de superficie, la carga hidrostática del fluido en la línea de control debe tener una fuerza menor de apertura de válvula que la fuerza de cierre del resorte existente en la válvula. Puesto que si la presión de la tubería en la válvula se redujera a cero, la presión de la línea hidrostática de control mantendría la válvula abierta aún sin presión positiva de la línea de control de superficie. Si se requiere colocar la válvula a una profundidad tal que este efecto se vuelve problema, el control de superficie debe asegurarse utilizando fuerza adicional en el resorte, ajustando las áreas del pistón o suministrando una segunda línea "de equilibrio" de un diámetro más pequeño, desde la superficie.

b) Fluidos de control: se pueden utilizar los siguientes fluidos de control.

Agua tratada.- agua que contenga un aceite soluble en agua para lubricación y protección contra corrosión.

Aceite diesel.- se añade un aceite liviano para lubricación.

Aceite de peso liviano.- buena lubricación y características de flujo a menos que la temperatura baje más de 50°F.

Posiblemente no se deberá utilizar gas ya que una falla en la línea de control cerca de la válvula expone la válvula a la carga hidrostática del fluido del espacio anular y no del gas.

c) Condiciones de área: es imposible negar por completo la posibilidad de asentamiento de sólidos en partes de la válvula.

d) Prueba: las pruebas periódicas no sólo determinan si la válvula está funcionando correctamente sino que también ayudan a reducir la "tirantez" y a mantener las superficies de operación libres de depósitos.

5.3.2.4 Sistemas sensores de superficie

El principal problema al montar un sistema sensor es diseñar dicho sistema de tal manera que realmente "vea" la falla en cuestión. El piloto de presión, el sensor más común, debe activar las válvulas de seguridad cuando la presión en algún punto del sistema excede o no llega a los límites preestablecidos. Debe recordarse que una pequeña fuga puede ser "desastrozo" pero no necesariamente reduce la presión de la línea de flujo de los pozos. Frecuentemente, una falla de presión alta o baja puede manejarse con el equipo de cierre de seguridad desde la superficie en vez de con el cierre en el fondo del pozo. Los problemas rutinarios no deben activar el sistema primario en el fondo del pozo.

Los detectores de incendio comprenden tapones fusibles, o detectores de luz ultravioleta. La colocación adecuada es crítica en ambos casos. Obviamente el fuego requiere un cierre del pozo en el fondo del pozo. Los daños por colisión o tormenta se detectan por lo general con líneas de control quebradizas o frágiles. Se garantiza el cierre en el fondo del pozo.

5.3.2.5 Resumen

En resumen, las principales ventajas de las válvulas de seguridad de control remoto sobre las de control directo son:

- 1- Diámetros internos más grandes, los cuales permiten obtener regímenes de flujo más altos.
- 2- Son menos afectados por la producción de arena, y proveen la capacidad de correr herramientas de "wire line" a través de la válvula.
- 3- Insensibles a las presiones y oleajes de fluido.
- 4- Mejor control debido a que la operación de la válvula es independiente de la influencia del pozo en sí.

Sus desventajas son el doble. Una es el costo. La segunda desventaja es que la instalación del equipo es más complicada

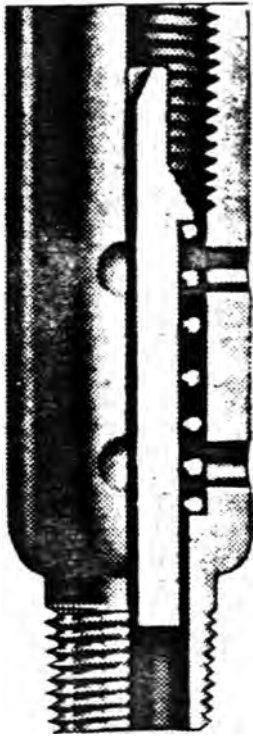
que para un sistema de control directo. Sin embargo, a medida que los poseros y personal de servicio vayan adquiriendo mayor experiencia corriendo este equipo, normalmente la instalación se hará razonablemente eficiente, y no habrá un consumo de tiempo apreciable.

5.4 Reguladores y estranguladores de fondo de pozo

Los reguladores y estranguladores de fondo de pozo se utilizan para evitar el congelamiento de los controles y líneas de superficie debido a la formación de hidratos al mover el punto de reducción de presión y disminución de la temperatura hacia la porción inferior del pozo. Esto permite una temperatura mayor a profundidad para recalentar la corriente de flujo antes de que llegue a la superficie. La menor presión de flujo de la superficie también es ventajosa para reducir la presión continua de superficie en la tubería y árbol de nauidad. Estas herrameintas pueden ser corridas, sentadas y recuperadas por "wire line". Ellos son usados principalmente para restringir el flujo de fluídos en la tubería para evitar el congelamiento de los controles y líneas de superficie debido a la formación de hidratos. Ellos pueden ser adicionalmente usados para prolongar la vida fluyente del pozo, por el mantenimiento del BHP.

5.4.1 Estranguladores de fondo de pozo

Los estranguladores de fondo de pozo son excelentes para usarse en pozos los cuales producen arena libre a un régimen razonablemente constante. La reducción del estrangulador de fondo de pozo se sujetan al extremo inferior de los mandriles diseñados para ser sentados en un nipple de asiento o anclados a la pared de la tubería. Otis ofrecedos tipos de reductores del estrangulador: tipo A y tipo B (ver figura 12). El reductor tipo A está previsto de un resorte para colocar sobre el suelo, el cual se recomienda para pozos de alta presión o productores de fluídos pesados. El reductor está montado dentro de una cámara, y se asienta contra el extremo inferior del mandril. El reductor se mantiene en su asiento mediante el resorte den-



ESTRANGULADOR TIPO "A" CON
ASIENTO SOBRE EL SUELO



ESTRANGULADOR TIPO "B"



ESTRANGULADOR TIPO "B"
CON INSERTOS

FIGURA N° 12

tro de la cámara. El reductor tipo B tiene un orificio positivo y ajusta el tamaño de cualquier estrangulador al diámetro interno del mandril. Este reductor también viene con insertos de carburo para situaciones donde existan fluidos altamente abrasivos.

Un estrangulador de fondo de pozo es susceptible a la erosión y sensible a los regímenes; sin embargo, si el pozo produce - sin arena a regímenes relativamente constantes, este conjunto positivo de estrangulador es superior al regulador de fondo de pozo debido a su economía, simplicidad y mantenimiento mínimo.

Los datos que se requieren para calcular los tamaños adecuados de estrangulador de fondo de pozo son los siguientes: (1) tamaño de la tubería, (2) profundidad de sentado de la válvula, (3) pre

sión de cierre de superficie, (4) régimen de producción deseado, (5) presión fluente y temperatura a la profundidad de la válvula, (6) gravedad o peso específico de los fluidos producidos, (7) caída de presión deseada a través del estrangulador.

Los estranguladores de fondo de pozo deben sentarse en la posición inferior del pozo. Al aumentar la profundidad de sentado se reduce la longitud de la tubería expuesta a una presión de flujo total y permite un tiempo adicional y temperatura para calentar los fluidos antes de que lleguen a la superficie.

De considerarse la inclusión de acoplamientos de flujo (flow coupling) en la sarta de tubería, por encima y por debajo de los nipples de asiento suministrados para alojar los estranguladores de fondo de pozo. La experiencia de campo ha demostrado que las restricciones de flujo debidas a la tubería, son suficientes para causar una erosión seria en el tubo. En la mayoría de los casos se ha visto que la longitud de tres pies es satisfactoria.

5.4.2 Reguladores de fondo de pozo

La figura 13 muestra un regulador de fondo de pozo. Este dispositivo consiste de una válvula y asiento de válvula provisto de resorte. Se carga una tensión de resorte predeterminada contra la válvula, dependiendo de la cantidad de presión diferencial que debe transportarse a través del regulador. Cuando se llega al diferencial predeterminado, el asiento de la válvula está diseñado para moverse hacia arriba y hacia al costado, y permitir que el pozo fluya. Se incluye un "sub igualizador" entre el conjunto del mandril obturador y el regulador para facilitar que se iguale la presión por encima y por debajo de la herramienta de recuperación.

Este dispositivo difiere del estrangulador de fondo de pozo, en que mantiene un diferencial de presión constante a través de la válvula, independiente del régimen de flujo; a medida que disminuye o aumenta la presión por encima del regulador, esta tiende a abrir

se o cerrarse, respectivamente. La producción del pozo se ajusta en la superficie con un estrangulador convencional. Teóricamente, un regulador también reducirá la presión de cierre en superficie. Sin embargo, el mecanismo de sellado no es lo suficientemente confiable o duradero para este efecto, especialmente después que el regulador ha sido instalado por largos periodos de tiempo.

Los reguladores se pueden instalar en tubería de todo tamaño, ya sea en un niple de asiento, mandril tipo cuña, o mandril de obturador de collar. Los reguladores sencillos pueden tomar hasta una presión diferencial de 1500 psi. Si se desea una reducción mayor en la presión de superficie, se pueden colocar dos reguladores en tandem o varios reguladores separados a diferentes profundidades de la sarta de tubería.

Los datos que se requieren para calcular los tamaños adecuados de regulador de fondo de pozo son los siguientes: (1) tamaño de tubería, (2) profundidad de sentado de la válvula, (3) presión de cierre de superficie, (4) régimen de producción deseado, (5) presión de flujo y temperatura a la profundidad de la válvula, (6) gravedad o peso específico de los fluidos producidos, (7) caída de presión deseada a través del regulador.

Los reguladores de fondo de pozo deben colocarse en la porción inferior de la zona a producción. Al aumentar la profundidad de colocación, se reduce la longitud de la tubería expuesta a una presión de flujo total y permite un tiempo adicional y temperatura para calentar los fluidos antes de que lleguen a la superficie.

De considerarse la inclusión de acoplamientos de flujo en la sarta de tubería, por encima y por debajo de los nipples de asiento suministrados para alojar los reguladores de fondo de pozo. La experiencia de campo ha demostrado que las restricciones de flujo debidas a la tubería, son suficientes para causar una erosión seria en el tubo. En la mayoría de los casos se ha visto que la longitud de tres pies es satisfactoria.

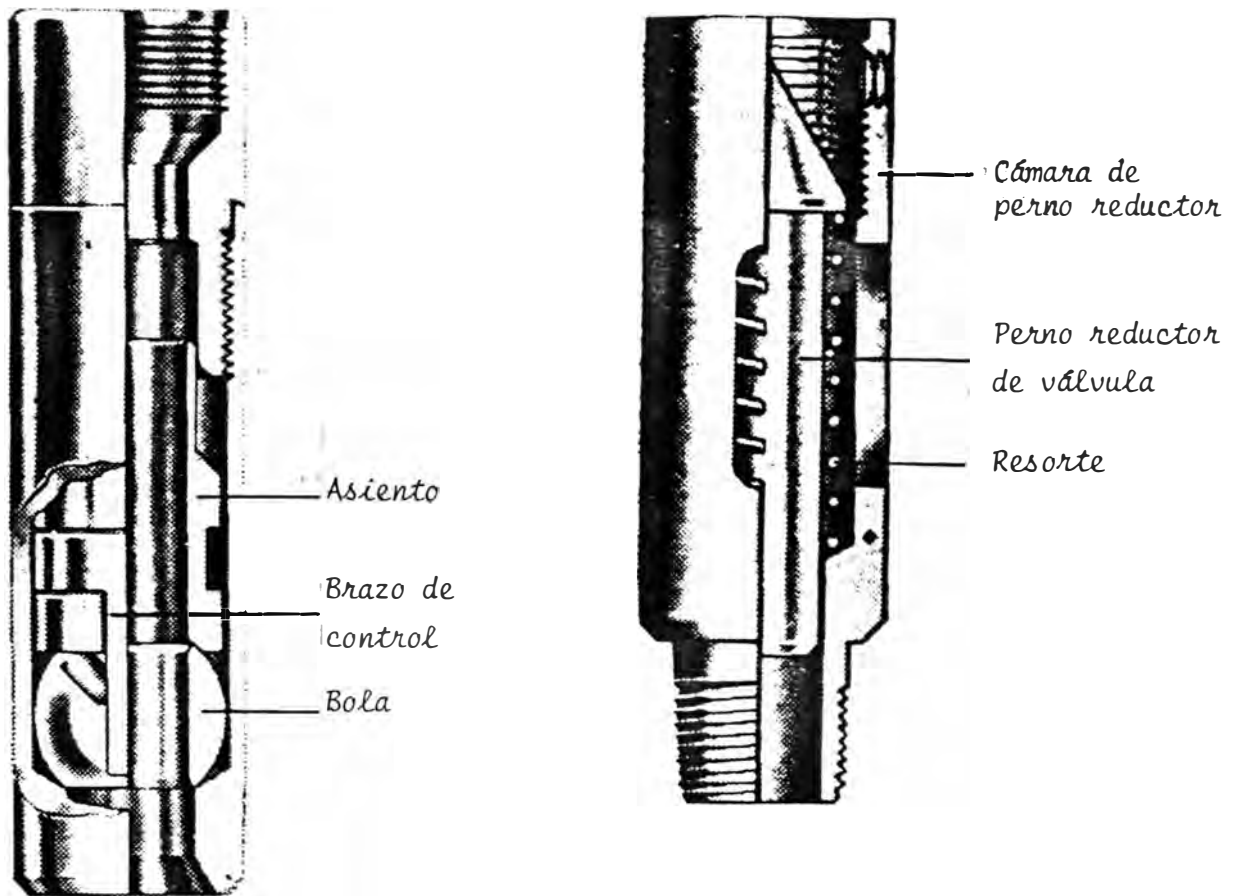
5.5 Válvulas de seguridad de inyección de subsuelo

Las válvulas de seguridad de inyección de subsuelo son simplemente válvulas de retención instaladas en la sarta de tubería en pozos de inyección. Su función es prevenir el regreso del flujo en el caso que falle el equipo de superficie.

Dos variedades de válvulas de retención de inyección se muestran en la figura 14: (a) válvula de tipo bola y (b) válvula de tipo asiento y vástago.

(a) La válvula de retención de inyección tipo bola, está diseñada ya sea para enroscarse con la tubería y bajarse al pozo, o para ser colocado en un niple de asiento con "wire line". También existen topes especiales de collar para esta válvula que pueden ser bajadas y colocarse en cualquier punto de la tubería. Esta válvula es del tipo bola y asiento, y está diseñada de tal forma que la presión estática o de inyección mantendrá la bola en la posición de abierta para permitir el paso de los fluidos en dirección corriente arriba. Si se invierte la presión, la bola de la válvula rota hasta la posición de cerrada hasta que se iguale la presión diferencial a través de ella al comenzar la inyección.

(b) La válvula de retención de inyección tipo vástago y asiento, está diseñada para ser bajada, sentada, y recuperada con "wire line". Es una simple válvula cargada con un resorte. Consiste simplemente de una válvula provista de un resorte y un mecanismo de asiento. Las presiones de inyección hacen abrir la válvula para permitir el paso de los fluidos. Si la inyección cesa o se invierte por algún motivo, la tensión del resorte y la presión de flujo actúa para cerrar la válvula. Esta válvula también puede ser sentada en un niple de asiento o en un tope de collar en cualquier lugar de la tubería.



(a) VALVULA DE RETENCION DE INYECCION TIPO BOLA

(b) VALVULA DE RETENCION DE INYECCION TIPO VASTAGO Y ASIEN TO

FIGURA N° 14

5.6 Accesorios para la tubería de producción

El equipo de completación que conviene usar como parte permanente de la completación de un pozo, generalmente incluirá sistemas tubulares que son espaciados fuera de la sarta de tubería. Una gran variedad de sistemas tubulares a ser considerado al momento de la completación puede depender de la completación misma, trabajos de reparación a ser hechos posteriormente y a la vida productiva del pozo.

Una breve presentación de los materiales tubulares se muestra

en la figura 15, tales como los nipples de anclaje, nipples "NO-GO", nipples válvula de seguridad, camisas corrediza, mandriles con bolsillo al lado, acoplamientos de flujo, juntas protectoras y junta de desplazamiento, serían para entender completamente la colocación y uso del equipo. Estos son los más usados, pero en la industria se dispone de un sin número de estos.

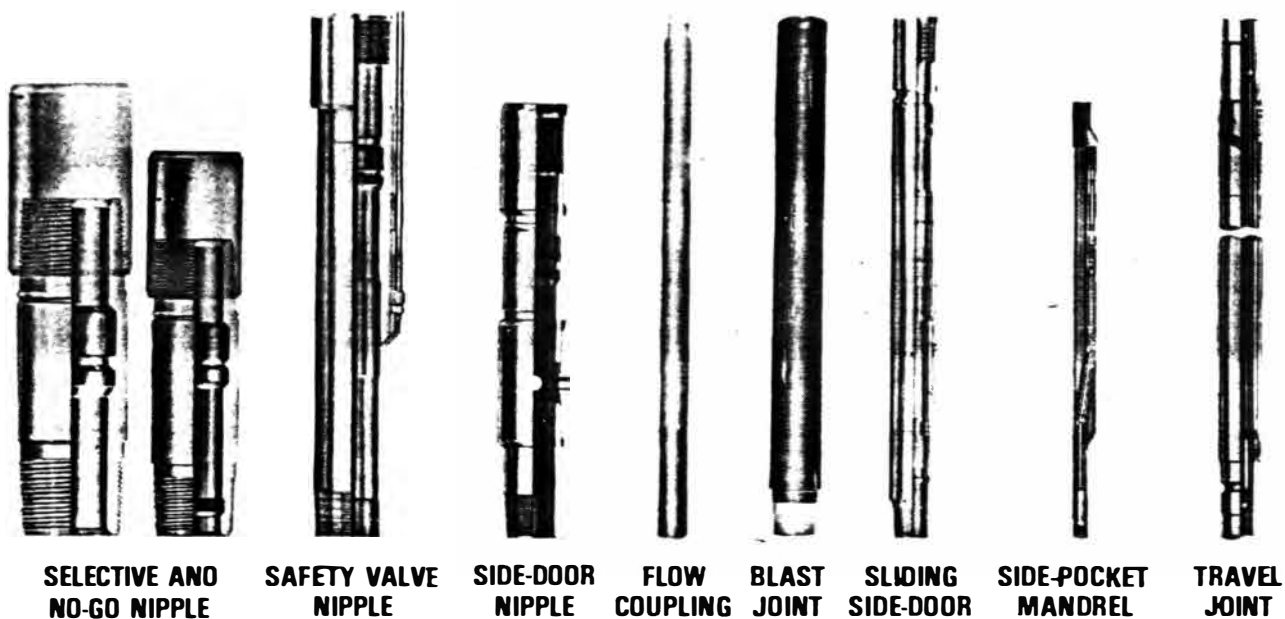


FIGURA N° 15

5.6.1 Nipples de anclaje (Landing Nipples)

Los nipples de anclaje, usados universalmente hoy en día, varían mucho en su diseño y construcción, para proporcionar el mejor receptáculo posible, que sea fácil localizar, obturar y sellar los con

troles de subsuelo que son instalados y recuperados por métodos de "wire line".

Cada nipple de anclaje tiene una herramienta obturante y una área interna pulida para que al empacar el mandril obturante, este pueda sellar perfectamente. Esto significa que la herramienta obturante de control de flujo, o sea el mandril obturante, debe ajustarse al nipple. Una vez colocada en la sarta de tubería, el nipple de anclaje dará una verdadera obturación en la cara interna del nipple.

Las herramientas obturantes "Hook wall" han sido diseñadas para obturar las herramientas de control de flujo en la sarta de tubería. Sin embargo, debido a sus limitaciones, debido a los rangos diferenciales de presión de los mandriles obturantes, la condición de la tubería cuando este obturante sea sentado, y la limitación de ser capaz de aplicar una diferencial de presión desde el fondo hacia arriba solamente hace el uso de estas herramientas obturantes "hook wall" menos deseables que el uso de los nipples de anclaje. Los nipples de anclaje disponibles para tubería estandar y tubería de pared gruesa, generalmente caerán en la categoría de nipples selectivos, nipples "NO-GO", y nipples para válvulas de seguridad controlados desde superficie o del subsuelo.

5.6.1.1 Nipples selectivos (Selective Nipples)

Son llamados nipples selectivos porque muchos de estos nipples de la misma dimensión, pueden ser corridos en la sarta de tubería en un número tal que sea compatible con los diámetros internos de la tubería. Utilizando el espaciamiento apropiado de los nipples selectivos, el operador tiene la opción de usar cualquiera de los nipples para sentar tapones, reguladores de fondo de pozo, válvulas de seguridad de tubería, etc. Los nipples sentados relativamente a poca profundidad debajo del nivel de la parafina, puede ser usado para taponar el pozo y entre otras cosas poder mover el equipo de perforación, reparar las válvulas del cabezal del pozo o sentar válvulas de seguridad de -

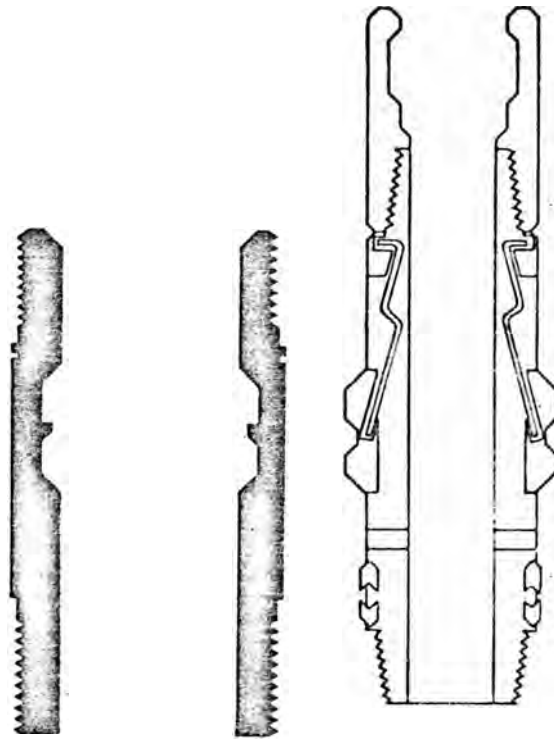


FIGURA N° 16.- NIPLE DE ANCLAJE SELECTIVO DE FONDO

de tubería. El niple de anclaje selectivo, como se muestra en la figura 16, no tiene que ser colocado en serie en la sarta de tubería, ya que la selección del niple es debido al "runing tool". El "runing tool" ubica el niple, pone en posición el mandril de candado para colocarlo en el seguro del contorno o perfil del niple, y sienta el mandril. El mandril de candado nostrado al lado del niple, sentará en cualquiera de estos niples selectivos tan grandes como su tamaño permanezca constante.

5.6.1.2 Niples de anclaje "NO-GO" (NO-GO Landing nipples)

Un niple de anclaje "NO-GO", ilustrado en la figura 17, es normalmente el niple que se pone más al fondo en la tubería, de

Debido a que el perfil o contorno de los nipples selectivos varían con cada fabricante de materiales tubulares, la selección de los nipples "NO-GO" para una completación debe ser compatible con el nipple selectivo en perfil y en diámetro interno.

El mandril de candado (lock mandrel) que obturará y sellará en el nipple es también mostrado en la figura 17. Es muy semejante al "selective lock" discutido previamente. El "lock mandrel" es colocado en el nipple, a la altura del hombro del "NO-GO", sobre el sub igualizador (equalizing sub). Una vez sentado en el nipple, el hombro del "NO-GO" evita movimientos descendentes y el "locking key" evita movimientos ascendentes cuando un diferencial de presión existe a través del "lock".

Los nipples "NO-GO" son usados algunas veces para taponar la tubería (ver figura 18), para sentar empaques durante la etapa de completación, para hacer pruebas de presión al entubado, y para sentar válvulas estacionarias (standing valves) en pozos para usar levantamiento artificial. También son usados para taponar una zona inferior, cuando un pozo fue completado con una sarta simple, pero que tiene varias zonas aisladas para producción.

5.6.2 Herramientas de circulación

Las herramientas de circulación pueden ser de dos tipos: de camisa deslizante, o de mandril con bolsillo al lado. El propósito de usar estas herramientas, es la de tener una comunicación controlable entre la tubería y el espacio anular, encima del empaque.

5.6.2.1 Camisa deslizante (Sliding sleeve)

La camisa deslizante (ver figura 19) es una válvula de camisa de fondo, que se usa para establecer comunicación, cuando se desee, entre la tubería y el espacio anular. Esta camisa deslizante tiene un perfil o contorno de nipple en la parte superior, el cual permite que se sienta un tapon en este nipple. La parte interna de esta

subsuelo, como muestra la figura 24. La longitud del acoplamiento de flujo superior es generalmente desde 3 a 23 pies. Esta longitud dependerá de la abrasividad de los fluidos y el régimen de producción. La longitud del acoplamiento de flujo inferior debe ser tal que cubra el controlador de flujo de subsuelo debajo del nipple.

5.6.4 Juntas protectoras (blast joints)

Son llamados así porque son unos tubos de protección - que se corren en la completación, y se colocan exactamente frente a los

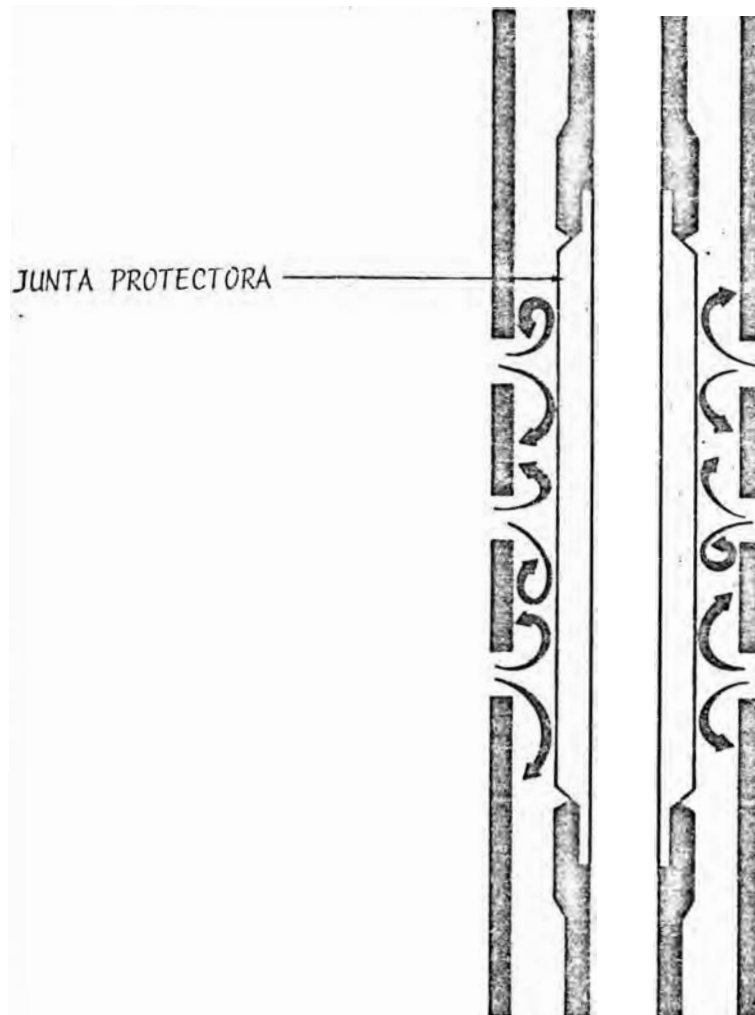


FIGURA N° 25.- JUNTA PROTECTORA

intervalos baleados. Son de pared más gruesa que la del entubado. Las juntas protectoras ofrecen resistencia (ver figura 25) a la acción de jet del flujo, desde la formación a la tubería, donde un efecto abrasivo es esperado. Esto evitará que se perfora el entubado.

5.6.5 Juntas de desplazamiento (travel joints)

Las juntas de desplazamiento (ver figura 26), son usados cuando ocurra una contracción del entubado debido a un tratamiento en el pozo, o expansión de la tubería debido a altos regímenes de

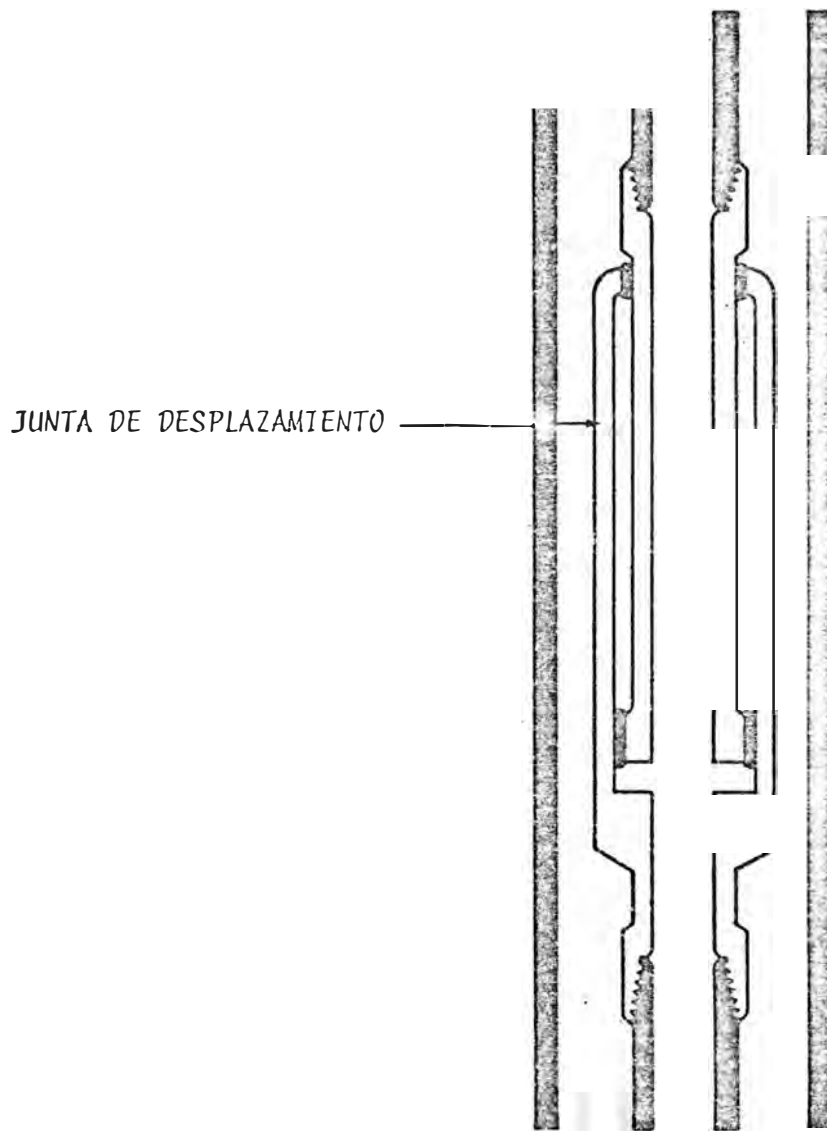


FIGURA N° 26.- JUNTAS DE DESPLAZAMIENTO

flujo. Sin estas juntas de desplazamiento en la completación, estas condiciones ocasionarían esfuerzos extremos sobre el empaque. Las juntas de desplazamiento son colocadas encima del empaque, cuando un movimiento de la tubería es esperado. La mayor parte de ellas son tubos sellados, por la capacidad de rotación entre ellos.

CAPITULO N°6

La selección, diseño e instalación adecuada de la sarta de tubería es una parte crítica del trabajo de completación. La tubería deberá tener el tamaño adecuado de tal forma que las operaciones de producción se puedan llevar a cabo eficientemente; deberá estar diseñado contra fallas por fuerza de tensión, presiones internas y externas y acciones corrosivas; y deberá instalarse en condiciones no dañadas y a pruebas de presión.

Se han desarrollado varios grados de acero y tipos de conexiones de tubería para satisfacer los requisitos de mayores profundidades y nuevas técnicas de completación. Las "especificaciones para revestimiento, tubería y tubería de perforación", API standar 5A y el "Boletín sobre las propiedades de rendimiento del revestimiento y tubería" API Boletín 5C 2, contienen las especificaciones detalladas para los artículos tubulares de pozos de petróleo.

6.1 Grados de acero

Los grados de acero API standar para tubería son los siguientes:

J-55; C-75; C-95; N-80; P-105

Los grados C-75 y C-95 se utilizan para servicio con sulfuro de hidrógeno (H_2S) donde se requiere una resistencia mayor de J-55. El acero grado C se trata con calor para eliminar la estructura de cristal martensítico y producir una dureza no mayor de 22 Rockwell C. Los números en las designaciones de grados indican la resistencia mínima al punto cedente en 1000 psi. El grado de la nueva tubería puede identificarse con bandas de color, así: J-55 verde; K-55 dos verdes; C-75 azul; N-80 roja; C-95 marrón; P-105 blanca.

6.2 Conexiones de tubería

6.2.1 Conexiones de acoplamiento API standar

Existen dos conexiones de tubería de acoplamiento API standar disponible:

La conexión de tubería API no reforzada (NU): es una conexión de forma de 10 hilos cuya junta tiene menor resistencia que el cuerpo del tubo.

La conexión de tubería API reforzamiento externo (EUE): es una conexión de forma de 8 hilos cuya junta tiene una resistencia mayor a la del cuerpo del tubo. Para servicio y muy alta presión la conexión API EUE se encuentra disponible en los siguientes tamaños: 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2" con roscado largo (EUE largo T & C) cuyo roscado efectivo es 50% más largo que el standar.

6.2.2 Acoplamientos de holgura extra

Donde se necesita holgura extra, los acoplamientos API pueden rebajarse un poco sin pérdida de resistencia de la junta. Los collares de holgura especial generalmente van marcados con un aro negro en el centro de la banda de color que indica el grado del acero. Se ha desarrollado roscados de tipo acoplamiento con holgura extra para tubería no reforzada que (a diferencia de la conexión API NU) tienen 100% de resistencia de junta. Ejemplos de estos son la conexión de National Tube Butress y la de Armco Seal Lock. En la siguiente tabla se muestran los diámetros standares y rebajados de varias conexiones tipo acoplamiento:

<u>Enroscado</u>	<u>DIAMETRO EXTERNO DEL ACOPLAMIENTO</u>	
	<u>Standard</u>	<u>Holgura especial</u>
<u>(2 3/8")</u>		
API NU - 10 hilos	2.875	2.642
API EUE - 8 hilos	3.063	2.910
National Tube Butress -trapezoidal.	2.875	2.700
Armco Seal Lock	2.875	2.700
<u>(2 7/8")</u>		
API NU - 10 hilos	3.500	3.167
API NU - 8 hilos	3.688	3.460
National tube Butress	3.500	3.220
Armco Seal Lock	3.500	3.220

6.2.3 Conexiones de junta integral

Existen varios enroscados de junta integral disponibles de varios fabricantes que proporcionan una holgura extra. Estos aparecen en las tablas de tubería al final de esta sección. Algunos pueden rebajarse para tener una mayor holgura. Estas juntas generalmente tienen un precio mayor y por lo tanto se justifican únicamente en condiciones especiales. Recientemente se adoptó una conexión de junta integral API (forma de 10 hilos) para tubería de diámetro pequeño (1", 1 1/4", 1 1/2" y 1 1/16").

6.2.4 Sellos de conexión

Con el fin de formar un sello con cualquier conexión se debe cumplir con ciertos requisitos de enroscado. La mayoría de las conexiones utilizan un sello metal-a-metal lo que implica que las superficies de contacto macho y hembra deben juntarse bajo un esfuerzo suficiente para establecer una presión de apoyo mayor a la presión diferencial a través de la conexión. Este principio está ilustrado en la figura 1.

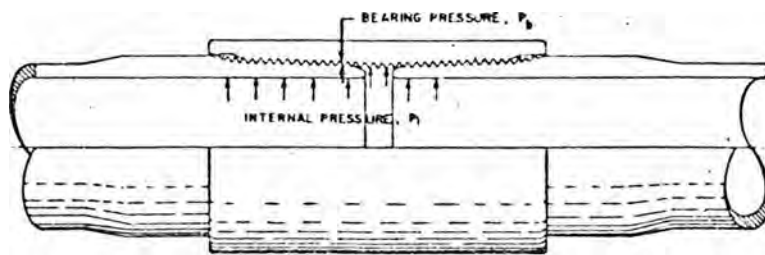
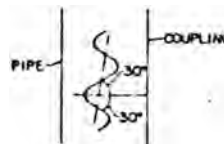
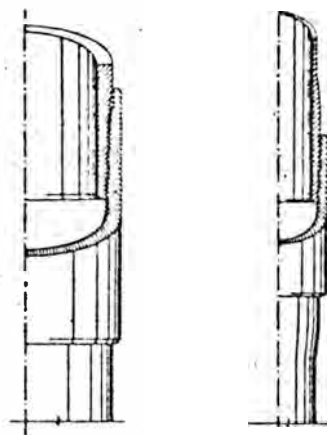


FIGURA N° 1.- La presión de apoyo (bearing pressure) debe exceder la presión interna (internal pressure) para formar el sello de presión.

La conexión de rosca API forma varios sellos metal-a-metal entre las porciones combinadas de las superficies macho y hembra. El pequeño vacío (0.003" de holgura) entre la cresta y la raíz de los hilos de contacto debe llenarse con compuestos sólidos de roscados con el fin de transmitir una presión de apoyo adecuada de una superficie

enroscada a la otra.

ROSCA TIPO SELLO AHUSADO



FORMA DE HILO REDONDO DE REVESTIMIENTO Y TUBERIA

TUBERIA API NU 10 HILOS REDONDOS TUBERIA API EUE 8 HILOS REDONDOS

FIGURA N° 2.- CONEXIONES DE ROSCAS API

Las conexiones Butress y 8-Acme son similares a las conexiones de forma de rosca API pues se debe establecer la presión de apoyo entre las superficies de rosca en contacto, y los vacíos deberán llenarse con compuestos sólidos de roscados para transmitir las cargas de apoyo a través de los espacios vacíos. La conexión Butress tiene rosca cuadrada. Es la que más soporta a la tensión. Es más fuerte - que el de hilos redondos. En pozos de inyección de vapor donde se va a trabajar con altas tensiones, es mejor el butress.

Las llamadas conexiones metal-a-metal (Hydril y Extremeline) tienen superficies largas y lisas de sellado metal-a-metal. Los roscados tienen una holgura relativamente grande y no actúan como sellos.

El Armco Seal Lock tiene tanto un enroscado de sellado como una superficie de metal lisa de sellado. Los anillos de teflón elásticos se utilizan en varias conexiones para que actúen como sello adicional y proporcionen protección contra la corrosión.

Enroscado de la conexión de rosca API

Los esfuerzos inducidos en la conexión durante el enros

cado y servicio subsiguiente determinan el éxito de la conexión como elemento de sellado.

Condiciones normales: La práctica tradicional de campo, frecuentemente indica que las conexiones de rosca ahusado API deben enroscarse en base a lo siguiente:

1- Reglas empíricas de la posición del enroscado:

"La última marca de la herramienta en el macho debe estar "enterrada" por el collar".

"Dos vueltas después de estar apretado a mano (50 pies - lb)".

2- Recomendaciones de torsión del enroscado, "mínimo óptimo o máximo".

Con una buena limpieza de las roscas y prácticas adecuadas de lubricación, estas técnicas son satisfactorias para las situaciones "normales".

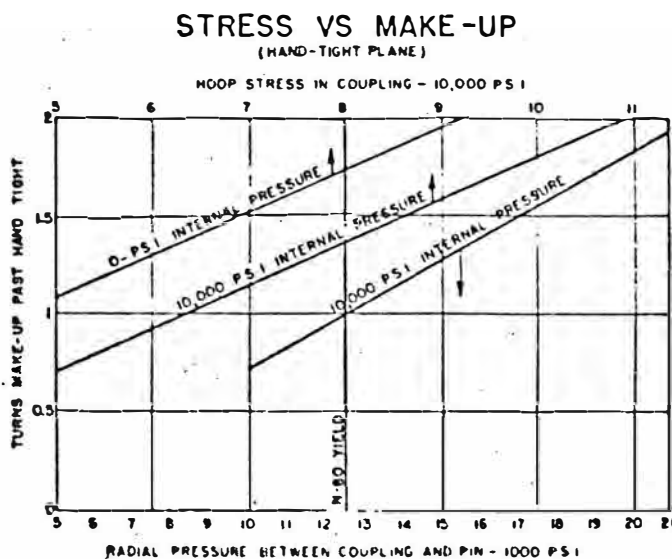
Situaciones críticas: Para obtener una máxima resistencia a las fugas con la conexión de rosca ahusada API, el extremo macho de la conexión deberá enroscarse hasta el punto cedente. El problema de enroscado, por lo tanto, es atornillar la conexión lo suficiente para obtener el sello adecuado sin dañar para siempre la conexión. La figura 4 muestra la relación entre "enroscado" (vueltas después de apretarlo con la mano), esfuerzo tangencial en el acoplamiento y presión radial entre el macho y el acoplamiento.

ESFUERZO

VS.

ENROSCADO

FIGURA N° 4.- Esfuerzos en la conexión de bidos al enroscado y presión interna.



Donde se requiere un sello máximo, la torsión de enroscado no es una buena indicación del esfuerzo en la conexión, porque depende de la fricción entre las superficies de contacto. La fricción, para roscas limpias es una función de las características suavizantes

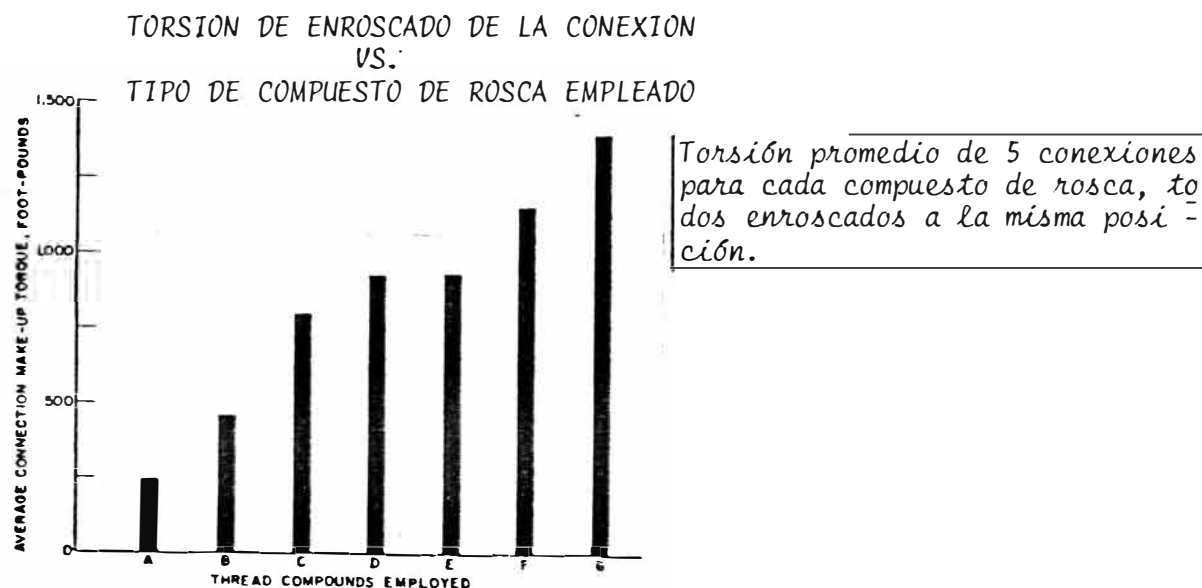


FIGURA N° 5.- Efecto de compuesto de rosca en la torsión de enroscado de la conexión.

del lubricante de rosca. Esto aparece en la figura 5. Asimismo, las vueltas o posición del enroscado no son una indicación confiable del esfuerzo del extremo macho debido a la tolerancia del tamaño al torne ar las roscas.

Mediante un extenso programa de prueba de laboratorio, un operador desarrolló la técnica de torsión-vuelta para enroscado de tubería que establece los criterios mínimos para la torsión y posición de enroscado que deben lograrse con el fin de garantizar un sello, bajo condiciones de alta presión. Para una conexión específica y lubricante de rosca, el programa de prueba establece los valores para los

siguientes parámetros:

Torque:

Torque de referencia -punto de contacto íntimo --comienzo del conteo de las vueltas.

Torque mínimo -torque más bajo (lbs-pie) necesaria para el sello.

Vueltas:

Vueltas largas -debe llegarse al menos a este número antes de llegar al torque mínimo - o sino la conexión se califica "mala".

Vueltas mínimas -vueltas requeridas con el torque mínimo al menos, para un buen sello.

Vueltas máximas -este valor no debe excederse antes de llegar al torque mínimo o la conexión se califica "mala".

Existe equipo especial de tenazas hidrapulicas para la medición del torque y conteo de vueltas, registro de mediciones y señalamiento de conexiones buenas o malas. Para situaciones críticas - petróleo o gas a alta presión- o condiciones hostiles de ambiente -se justifica considerar los resultados de campo del método torque - vueltas.

6.3 Diseño de sartas de producción

1- Las exigencias de flujo de fluidos para un pozo económicamente factible deben conocerse y usarse como parte integral del programa total de perforación y completación. El diseño de las sartas de tubería es esencialmente el mismo que el del revestimiento. Las sartas combinadas se están volviendo cada vez más comunes en pozos profundos, aunque las sartas uniformes son deseables (pero más costosas) debido a la dificultad de mantener las sartas de tubería en el orden apropiado de peso y grado. El diseño de una sarta de producción re-

quiere mayor planificación que las necesarias para justificar los criterios de diseño en la tensión, presión interna y colapso. Primero, debe determinarse el contorno adecuado para hacer posible la producción. Después, se atiende al criterio de máxima producción especialmente en aquellos períodos donde los máximos permitidos gobiernan el régimen de producción. El diseño en una producción restringida, constituye una necesidad económica en dicha circunstancia. Después de conocer la superficie de flujo deseada, se pueden aplicar varios tamaños de sargas con sus respectivos pesos a las exigencias de resistencia en el programa de completación de un pozo.

2- Las sargas de tubería reforzada (upset) de peso uniforme llegan a un límite seguro de tensión en el aire así:

(a)

Profundidad límite de tensión en el aire para tubería (upset) reforzada (pies)

<u>Grado</u>	<u>Factor de Seguridad</u>		
	<u>1.50</u>	<u>1.60</u>	<u>1.75</u>
J-55	10,200'	9,600'	8,000'
C-75	13,900'	13,000'	11,900'
N-80	14,800'	13,900'	12,700'
P-105	19,500'	18,300'	16,700'

- (a) Basado en la resistencia mínima a punto cedente por el área de la sección sobre la raíz del último hilo perfecto o cuerpo de la tubería, el que sea menor.
- (b) Los valores que aparecen se aplican a los acoplamientos de holgura normal o especial.

3- Un factor de diseño de tensión de 1.60 es común para sargas de tubería uniforme. El factor de diseño de colapso no debe ser menor de 1.00 basado en el diferencial de presión que pueda aplicarse en realidad. Por ejemplo, una columna anular llena de fluido y una sarga vacía de tubería. La tubería no debe estar sujeta a sopor-

tar presiones mayores a su capacidad de presión dividido por 1.1, a menos que haya sido probada con anticipación a una presión mayor.

4- Generalmente, un empaque se coloca en el fondo del entubado para aislar la sección anular entre el entubado y el intervalo de revestimiento productivo. La sección aislada evita que, tanto la presión como los fluidos, interaccionen en la sarta de producción. Este procedimiento obliga al entubado a resistir la presión, corrosión y erosión en el pozo. Como se sabe, el revestimiento de producción se cementa en el sitio y cualquier daño al mismo requiere procedimientos de reparación costosos y algunas veces sin éxito. El mismo daño a la sarta puede repararse practicando un reacondicionamiento más económico que perforar y completar un pozo de reemplazo.

Ejemplo 1: En este ejemplo, el problema asume las condiciones siguientes:

Profundidad del entubado: 16,000'

Fluido de completación: 12 lbs/gln

Tamaño de tubería de producción deseada: 3 1/2"

Presión de superficie: 8000 psi (suponiendo una estimulación. .

Factor de diseño de tensión: 1.6

Factor de diseño de colapso: 1.125

Factor de diseño de presión interna: 1.3

Se pide:

Diseñar el entubado considerando que el grado del acero debe ser resistente a la fractura por esfuerzo del sulfuro.

SOLUCION

Para la solución del problema se usará la siguiente nomenclatura:

A_s = sección transversal del tubo (pulg.²)

- DF_c = factor de diseño del colapso
- DF_i = factor de diseño de resistencia interna
- DP = columna de densidad referencial (psi)
- GP_g = relación de la presión del gas
- HL = carga de enganche anticipado (lbs)
- L_p = profundidad del empaque (pies)
- L_t = profundidad del entubado (pies)
- P = presión de resistencia interna mínima (psi)
- P_b = presión del fondo del pozo (psi)
- P_c = requisito de colapso (psi)
- P_y = cedimiento a la tensión del cuerpo del tubo (psi)
- W_t = peso nominal del tubo (lbs/pie)
- Y_p = resistencia mínima cedente del tubo (psi)
- α = densidad del fluido en la sección anular (lbs/gln)
- ρ_t = densidad del fluido en el entubado (lbs/gln)

Diseñando desde el fondo a la superficie, la presión de colapso a 16,000' y 9000 psi, demanda entubado de 3 1/2", 10.3 lbs/pie, L-80 con el siguiente factor de diseño de colapso:

$$DF_c = 12120/9970 = 1.22$$

El correspondiente factor de diseño de resistencia interna es:

$$DF_i = 11560/8000 = 1.45$$

El entubado de 3 1/2" y 10.3 lbs/pie se trae de nuevo a la superficie cuando el factor de diseño de tensión permita una longitud de:

$$\begin{aligned} L_{t1} &= P_v / DF_t (W_{t1}) \\ &= 233000 / 1.6 \times 10.3 \\ &= 14,000 \text{ pies} \end{aligned}$$

Una carga más pesada, o un grado mayor debe usarse desde 2000 pies en dirección hacia la superficie. Usando aceros API, la re

sistencia no puede aumentarse porque se trabaja en un ambiente cargado de sulfuro, pero el peso debe aumentarse para que la tubería tenga más resistencia a la tracción. Pruebe el tipo de 3 1/2", 12.95 lbs/pie (los grados de aceros apropiados para usar en ambientes cargados de H₂S están disponibles en resistencias mayores al tipo L-80).

$$DF_i = 15,000/8000 = 1.88$$

$$L_{t2} = (P_{y2}/DF_t W_{t2}) - (L_{t1} W_{t1}/W_{t2}) \\ = (295,000/1.6 \times 12.95) - (14,000 \times 10.3/12.95)$$

$$L_{t2} = 3100 \text{ pies}$$

Así, las 12 libras llenan perfectamente los parámetros de diseño entre la superficie y los 2000 pies (ver tabla 2)

La sobrecarga para esta puede determinarse calculándola para cada sección.

Para las 12 lbs/pie:

$$OP_2 = P_{y2} - (L_{t1} W_{t1} + L_{t2} W_{t2}) \\ = 295,000 - (14,000 \times 10.3 + 2000 \times 12.95)$$

$$OP_2 = 125,000 \text{ lbs}$$

Para las 10 lbs/pie:

$$OP_1 = P_{y1} - (L_{t1} W_{t1}) \\ = 233,000 - (14,000 \times 10.3)$$

$$OP_1 = 89,000 \text{ lbs}$$

O sea que la sobrecarga para la sarta viene a ser 89,000 lbs, el menor valor de los dos cálculos.

Diseños combinados: Esta sarta de entubado tiene algunas modificaciones en los extremos. La sección superior de la sarta tiene un DI más pequeño que el de la sección inferior. Esto hace más di

fácil el trabajo con algunos equipos de cable (wire line), pero permite reducir la sección de flujo donde se necesita con más frecuencia: cerca de la superficie.

Un diseño de entubado diferente puede usarse para obtener un contorno más grande y cumplir todavía con las demandas del diseño desde el fondo hacia arriba hasta la longitud máxima de la sección superior.

Para la sección inferior, se usará entubado de 2 7/8", 6.5 lbs/pie; L-80.

Así:

$$DF_i = 10570/8000 = 1.32$$

y a 16,000 pies:

$$DF_c = 11170/9970 = 1.12$$

Contrariamente al primer método de traer la sección inferior de la sarta hacia la superficie del pozo, tanto como sea posible, la sección superior (3 1/2", 10.3 lb/pie, L-80) se extenderá tan lejos como el factor de diseño lo permita.

Matemáticamente:

$$(W_{t2} \times L_{t2}) + W_{t1} \times (L - L_{t2}) = P/DF_t$$

$$(10.3 \times L_{t2}) + 6.5 \times (16,000 - L_{t2}) = 233,000/1.6$$

$$3.8 \times L_{t2} = 145,600 - 104,000$$

$$L_{t2} = 11,000 \text{ pies (ver tabla 2)}$$

La sobrecarga para esta sarta se puede calcular ahora:

$$OP_2 = P_{y2} - (L_{t1} W_{t1} + L_{t2} W_{t2})$$

$$= 233,000 - (5000 \times 6.5 + 11,000 \times 10.3)$$

$$OP_2 = 87,000 \text{ libras}$$

Para el tipo de 6.5 lb/pie se tiene:

$$OP_1 = 145,000 - 32,5000$$

$$OP_1 = 112,000 \text{ libras}$$

Esto representa una sobrecarga de casi 87,000 libras. Lo cual es aproximadamente la sobrecarga para el primer diseño.

Ambos diseños tienen sobrecargas similares y cada uno cumple con los requisitos mínimos de diseño. Sin embargo, el segundo diseño tiene una carga total de 25,000 libras menos que el primer diseño, reduciendo la carga de enganche.

El costo de 3 1/2"; 12.95 lb/pie, L-80 es cerca de U.S \$17.75. El costo de 3 1/2", 10.3 lb/pie, L-80 es cerca de U.S \$13.40 lb/pie. Así, el costo total de la sarta es de U.S \$223,000.

En el segundo diseño, con el costo de 2 7/8", 6.5 lb/pie, L-80 (entubado) de U.S \$9.30 origina un costo cerca de U.S \$194,000.

Esto representa un ahorro de 29,000 dólares en una sarta que cumple con los requisitos del factor de diseño y que posee igual sobrecarga además de permitir un paso sin restricciones a las herramientas de cable (wire line).

El potencial de extracción de la segunda sarta produce su efecto en la productividad del pozo. Esta segunda sarta sacrifica superficie de flujo en el fondo a 5000 pies para obtener un aumento en la superficie de flujo en el tope a 2000 pies. La influencia de esta segunda sarta en la productividad del pozo podría depender de las características del mismo, de la presión de flujo de la superficie y del tipo del fluido producido.

Resultados del problema:

Tabla 2

<u>Primer Diseño:</u>						
Profundidad (pies)	Tamaño (pulg.)	Peso (lb/pie)	Grado	DF_t	DF_i	DF_c
0' - 2000'	3 1/2"	12.95	L-80	1.73	1.88	8.12
2000' - 16,000'	3 1/2"	10.3	L-80	1.62	1.45	1.22
<u>Segunda Alternativa:</u>						
Profundidad (pies)	Tamaño (pulg.)	Peso (lb/pie)	Grado	DF_t	DF_i	DF_c
0' - 11,000'	3 1/2"	10.3	L-80	1.60	1.45	1.63
11,000' - 16,000'	2 7/8"	6.5	L-80	4.46	1.32	1.12

6.4 Tubería de alta resistencia

La tubería de alta resistencia generalmente se considera como aquella de grados con una resistencia al punto cedente por encima de 80,000 psi, es decir; C-75, N-80, C-95 y P-105. Las C-75 y N-80 se incluyen porque su resistencia al punto cedente generalmente es mayor de 80,000 psi. La tubería de alta resistencia, especialmente P-105, presenta varios problemas debido a su menor ductilidad y mayor sensibilidad a mellas o rajaduras fuertes.

6.4.1 Propiedades físicas del acero

6.4.1.1 Resistencia a la tensión y punto cedente

La prueba de tensión proporciona la información de diseño básico sobre la resistencia de los materiales. Esta prueba somete una muestra estándar a una carga que aumenta paulatinamente. Con cargas relativamente bajas (el límite elástico) el estiramiento es directamente proporcional a la carga aplicada y no ocurre deformación permanente. A medida que aumenta la carga, se llega a un punto en donde ocurre estiramiento aunque no haya aumento en la carga. Este es el punto cedente. La carga a este punto, dividida por el área transver-

sal de la muestra es la resistencia al punto cedente. Maypres aumentos en la carga ocasionan deformación permanente (límite plástico) y finalmente la muestra se rompe. La carga en el punto de ruptura determina la resistencia a la tensión o resistencia final.

El valor numérico de la resistencia a la tensión debe utilizarse con cuidado, puesto que está determinado bajo condiciones muy restrictivas de carga uniaxial y puede que no se relacione muy estrechamente con las condiciones complejas del esfuerzo y ambiente encontrados en el caso.

6.4.1.2 Ductibilidad

La ductibilidad es la capacidad del material a deformarse plásticamente sin fracturarse. Los materiales de alta ductibilidad permiten una gran deformación dentro del límite plástico antes de romperse. La ductibilidad se mide por el porcentaje de estiramiento de una muestra estándar y los estándares API especifican el estiramiento para cada grado de tubería.

6.4.1.3 Tenacidad y resistencia al impacto

La falla en los materiales generalmente se clasifica como fractura dúctil o fractura quebradiza. Una fractura dúctil ocurre con la deformación plástica antes y durante la propagación de la raja dura. Una fractura quebradiza ocurre con poco estiramiento y a un régimen rápido. La tenacidad se refiere a la capacidad del material a resistir una falla quebradiza. La tenacidad o resistencia al impacto se mide con la prueba de impacto Charpy en la cual un péndulo oscilante golpea y fractura una muestra ranurada.

6.4.1.4 Especificaciones API sobre propiedades físicas

Las especificaciones API sobre propiedades físicas para tubería cubren únicamente las propiedades básicas de los materiales y aparecen en la siguiente tabla. Las especificaciones acerca del límite máximo de resistencia al punto cedente y estiramiento mínimo son

factores importantes para garantizar satisfactoriamente el control en la fabricación de tubería.

ESPECIFICACIONES API SOBRE PROPIEDADES FISICAS PARA TUBERIA

Grado	Resistencia al punto cedente (psi)		Resistencia mínima a la tensión (psi)	Estiramiento mínimo (% en 2")		Dureza Típica R _c
	Mínimo	Máximo		Tira ^(a)	Sección Total ^(a)	
H-40	40,000	---	60,000	27	32	--
J-55	55,000	80,000	75,000	20	25	14
K-55	55,000	60,000	95,000			
C-75	75,000	90,000	95,000	16	18	22
C-95	95,000	110,000	105,000	16	18	22
N-80	80,000	110,000	100,000	16	18	24
L-80	80,000	95,000	95,000			23
P-105	105,000	135,000	120,000	15	17	35
P-110	110,000	140,000				

$$(a) \text{ Basado en } e = 625\,000 \frac{A^{0.2}}{M^{0.9}}$$

donde: e = estiramiento mínimo en dos pulgadas
 A = área transversal (pulg²)
 M = resistencia a la tensión (psi)

6.4.2 Sensibilidades en tubería de alta resistencia

6.4.2.1 Sensibilidad de corte

Las fallas en las tuberías de alta resistencia generalmente se deben a: (1) defectos de fabricación, (2) daño durante el transporte, manejo y colocación, o (3) quebradización por hidrógeno.

Cualquier corte agudo o rajadura en la superficie de un material es un punto de concentración de esfuerzo que tiende a extender la grieta progresivamente a mayor profundidad en el material en

forma similar a una cuña. Los materiales de baja resistencia son suaves y dúctiles y ceden plásticamente para aliviar la concentración del esfuerzo. Los materiales de alta resistencia no ceden para aliviar la concentración de esfuerzo y por lo tanto se fatigan o fallan rápidamente cuando se ven sujetos a esfuerzos cíclicos.

6.4.2.1 Quebradización por hidrógeno

En presencia de humedad sólo se necesitan trazas de H_2S para causar quebradización por hidrógeno. El proceso de quebradización (algunas veces llamado craqueo por corrosión de sulfuro) no se extiende plenamente pero aparentemente resulta de la penetración de átomos de hidrógeno en la estructura del enrejado del acero de alta resistencia. El átomo de hidrógeno es más pequeño que la estructura de enrejado y puede migrar al acero de manera similar a una arena muy fina que pasa a través del empaque de grava. Cuando se encuentran dos átomos de hidrógeno dentro del enrejado de acero, se combinan para formar una molécula de hidrógeno con el consiguiente aumento de tamaño. El esfuerzo creado por este aumento de tamaño puede partir los granos de una estructura de acero de baja ductibilidad. Los aceros de alta ductibilidad y baja resistencia ceden para aliviar el esfuerzo sin fallar; de esta manera, son más adecuados para usarlos en un ambiente de sulfuro de hidrógeno.

Se acepta generalmente que la quebradización o craqueo por corrosión no ocurre por debajo de una dureza de 22 Rockwell C. La figura 6 muestra la correlación entre la dureza, esfuerzo aplicado (% de esfuerzo al punto cedente) y tiempo de falla.

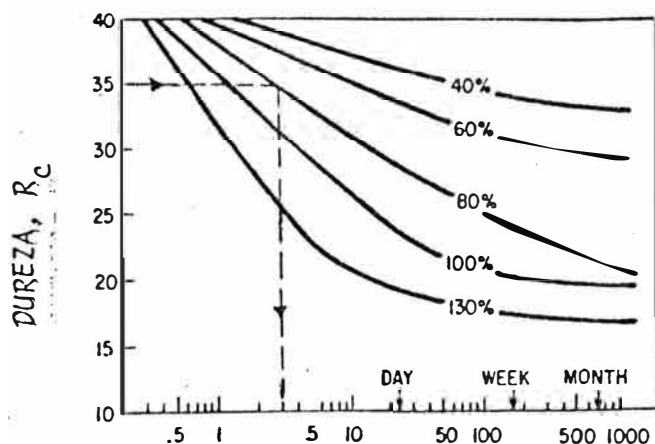


FIGURA N° 6.- Aproxima la correlación entre el tiempo de falla por dureza y esfuerzo aplicado para acero al carbono en una solución al NaCl al 5% que contiene 3000 ppm H₂S (tomado de corrosión, 22 (8) Agosto 1966)

TIEMPO DE FALLA, HORAS

Ejemplo: Supongamos que se desea hacer una acidificación con tubería de grado P-105. De la tabla obtengo que esta tubería tiene una dureza típica de: $R_c = 35$

Entro al gráfico de la figura con $R_c = 35$ e intercepto con curva de 80% y bajo perpendicularmente leyendo 3 horas.

En 3 horas la tubería de grado P-105 va a fallar (se parte) por ataque de hidrógeno o agrietamiento por H₂S.

Con tubería de grado L-80 se soluciona el problema.

La tubería P-105 con una dureza de aproximadamente 35 R_c puede fallar debido a quebradización en unos pocos días, si se carga hasta 50% de su esfuerzo al punto cedente en presencia de H₂S y agua. La experiencia reciente demuestra que el problema de quebradización se disminuye a temperaturas por encima de 150°F.

La quebradización de tubería de alta resistencia ha sido notada como resultado de ácidos utilizados en operaciones de limpieza en las fábricas, operaciones de acidificación de la formación inhibidas de manera inadecuada, o sulfuros formados por degradación de

fluidos de empaque debido a efectos térmicos, bacteriales o electroquímicos.

6.5 Inspección de tubería

6.5.1 Métodos

6.5.1.1 Inspección Visual

La inspección visual de cualquier sarta de tubería independientemente de su grado, debe ser obligatoria antes de bajar la tubería al pozo. Los defectos que pueden reconocerse mediante inspección visual comprenden: (1) defectos de fábrica tales como costuras, tarugos, picaduras o grietas; (2) roscas torneadas deficientemente; o (3) daños en el transporte o manejo en el cuerpo del tubo, acoplamientos y enroscado. El personal alerta puede impedir la instalación de una tubería debilitada por cuñas excesivas o daños por tenazas.

6.5.1.2 Las pruebas de presión hidrostática

Las pruebas de presión hidrostática de la tubería y conexiones a medida que se tiende la sarta en el pozo se consideran como buena práctica. El procedimiento general es hacer la prueba de la conexión únicamente, salvo que haya una indicación definida de un escape dentro del cuerpo del tubo. Las presiones de prueba son por lo general 80% de la presión de punto cedente interna basadas en 100% de espesor de pared y valores mínimos de resistencia al punto cedente. Una prueba de presión exitosa no es prueba positiva de la falta de defectos de fábrica puesto que estos pueden presentarse sólo después de varios ciclos de presión o cambios de temperatura.

Cuando se usa el método de torsión-vuelta, probablemente no son necesarias las pruebas hidrostáticas.

6.5.1.3 Método de inspección con bobina exploradora electromagnética

Incluyen dos tipos que identifican los defectos de la

siguiente manera: (1) Picaduras por corrosión y defectos trnasversa - les: Sonoscopio de la compañía Tuboscope; Scanograpf (analizador de gráficos) de Plastic Applicator.

(2) Picaduras por corrosión, defectos transversales y defectos longitudinales: Amalog de Tuboscope Company; Scanalog (ana lizador de registros) de Plastic Applicator.

Debido a que las bobinas conductoras deben estar en contacto con el tubo, estas inspecciones electromagnéticas son dudosas en la porción reforzada de la tubería o en áreas roscadas.

6.5.1.4 Método de inspección de partículas magnéticas

Las métodos de inspección de partículas magnéticas. inducen un campo magnético transversal en la tubería y las partículas magnéticas esparcidas sobre la línea de tubería se alinean para seña- lar los defectos longitudinales. Se han desarrollado métodos especia- les de inspección de partículas magnéticas de final-área para evaluar tanto los defectos longitudinales como los transversales en acoplamien- tos y áreas reforzadas que no pueden ser destacados mediante inspeccio- nes con bobina exploradora electromagnética. Las inspecciones de las partículas magnéticas se consideran menos positivas que las inspeccio- nes con bobina exploradora electromagnética porque: (1) la efectivi- dad depende de la actitud y deficiencia del operador, (2) las condi- ciones ambientales (viento, lluvia y luz), (3) la inspección está li- mitada a la tubería externa, y (4) los defectos transversales no se - pueden detectar (excepto con la técnica de final-área).

6.5.2 Criterios de inspección

A pesar de todas las inspecciones de fábrica, con fre- cuencia se recibe en el campo tubería nueva con serios defectos. Co- mo resultado, un operador importante estableció los siguientes crite- rios de inspección:

(a) Las inspecciones, fuera de las inspecciones visua

les, de la tubería J-55 generalmente no son económicas debido a que - las fallas causadas por defectos de fábrica son poco comunes en estos grados.

(b) La tubería nueva C-75 y de grado mayor, deberá ser inspeccionada con Amalog de Tuboscope (o su equivalente). Los defectos de 5 a 12.5% de espesor de pared deben ser eliminados y deberán rechazarse los tubos con defectos mayores de 12.5%.

(c) Los acoplamientos nuevos C-75 y de grado mayor deberán empacarse separadamente y someterlos a inspección por partículas magnéticas.

(d) Los acoplamientos usados C-75 y de mayor grado deberán inspeccionarse visualmente.

(e) La tubería usada N-80 o de mayor grado deberá ser inspeccionada con Sonoscopio de Tuboscope (o su equivalente) cuando - las condiciones durante el servicio indican picaduras por corrosión, grietas transversales o defectos inducidos por servicio.

6.6 Prácticas de manejo de tubería

La tubería de alta resistencia puede dañarse fácilmente debido a prácticas de transporte o manejo inadecuado, o por el uso poco cuidadoso de cuñas o tenazas. El uso inadecuado de las tenazas y cuñas es probablemente la causa principal de más daños críticos que - todas las otras combinadas. Las prácticas de manejo apropiadas son absolutamente esenciales para materiales de alta resistencia.

Los productos tubulares son gastos considerables en la - perforación y completación de un pozo. Por ello, es imprescindible - proteger dicha inversión y asegurarse que se va a obtener un máximo rendimiento de los mismos. De hecho, aún cuando los tubulares de acero son tratados bruscamente, los mismos no son de ninguna manera indestructibles. Por lo tanto, es necesario llevar un control estricto del movimiento de dicho equipo desde que se obtiene del fabricante has

ta que se usa por la cuadrilla de perforación.

El procedimiento recomendado por el API para el cuidado y usos de revestimiento y entubado (manual RP 5C1), incluye las causas comunes donde se encuentran los problemas del revestimiento y entubado. El 50% de dichas causas están relacionadas con el maltrato en el envío, manejo, y en las operaciones de introducción.

6.6.1 Embarque

En las sartas, reserve suficiente espacio entre cada capa de tubo colocada. Fíjese que las roscas en los extremos no hagan contacto con otras superficies relativamente duras, especialmente en el momento del embarque. Si es necesario realizar muchos movimientos laterales, como el que se presenta en los transportes por barcos, es necesario colocar espaciadores entre los tubos en cada capa de tubería colocada.

Mantenga la tubería fuera del posible contacto con sustancias corrosivas. Esto incluye el agua de mar, sustancias químicas y suciedad. Use protectores para los extremos, para que no se dañe el interior de los tubos, ni las roscas.

La carga de entubado no debe moverse o saltar de su sitio. Los amarres deben soportar las cargas dinámicas y evitar que se desplacen, inclinen y se derrumben.

6.6.2 Manejo

Es una de las tareas más difíciles sin causar daño a entubado o conexiones. Los protectores de rosca deben permanecer en posición mientras dura el proceso de movilización del entubado. Cuando se movilice tubería por medio de cuerdas, se recomienda usar una eslinga conjuntamente con una barra espaciadora. Los ganchos que generalmente se colocan en los extremos del tubo, dañan las roscas. Es preferible colocar los elevadores en los extremos de las roscas para evitar que las mismas sufran deterioros.

Un buen equipo puede evitar daños mayores al entubado durante las maniobras (ver figura 7). Mellas, abolladuras, ovalados y otras deformaciones localizadas, reducen la resistencia al colapso del tubo y aumentan la posibilidad de ataques por corrosión.

La tubería no debe recibir cargas de impacto por rodamientos o caídas desde camión o desde otro sitio. En vez de confiarse a la fricción que normalmente existe entre el tubo y las manos del operador, es preferible usar eslingas de cuerdas para controlar el movimiento del tubo hacia los patines.

Cuando se rodea tubería a lo largo de largueros metálicos, se debe tener mucho cuidado de que las conexiones no hagan contacto con los tubos adyacentes. Esto se presenta fácilmente cuando los tubos no están paralelos. De esta manera, las conexiones pueden dañarse aún con los protectores.

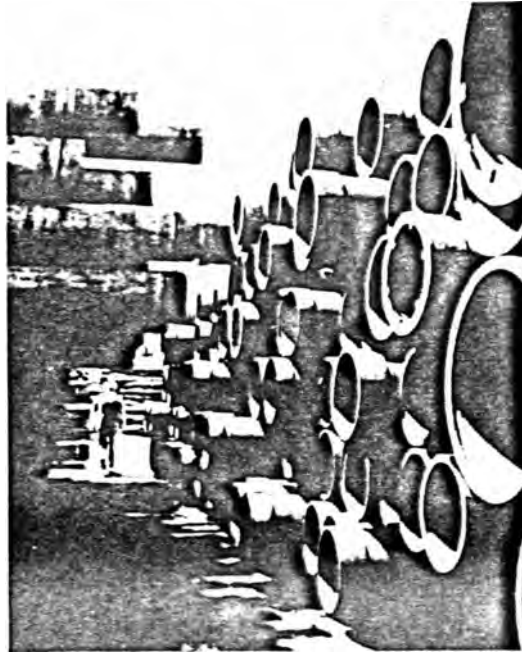
6.6.3 Almacenaje

El apilar y almacenar tubería requiere algunas de las consideraciones que se han citado para el embarque.

Los largueros deben situarse entre cada capa de tubos colocada. Además, los mismos deben alinearse verticalmente (a plomo) y horizontalmente para evitar rodamientos y contactos laterales. El uso adecuado de estos largueros, por cada capa (cada tres), evita que los tubos se doblen o que se compriman los largueros más bajos (ver figura 8).

Los largueros deben bloquearse a cada lado para evitar el rodamiento de tubos. Los estribos deben ser los más adecuados para soportar el peso hasta una altura recomendada de 10 pies de máximo para cualquier entarimado.

También, los tubos deben situarse lejos de sustancias corrosivas; por lo tanto, se recomienda que la primera capa de tubos se coloque a una altura de 18 pulgadas del suelo.



LAS SARTAS alineadas verticalmente (Izquierda) evitan que los tubos se doblen por mala distribución de la carga. Los tubos no se deben apilar por encima de los 10 pies de altura. Con esto se obtiene seguridad y se realizan mejores inspecciones y operaciones más eficientes

FIGURA N° 9

6.7 Equipo para uso con tubería de alta resistencia

6.7.1 Tenazas

El uso de tenazas mecánicas se considera una necesidad para obtener un enroscado adecuado. Existen matrices de tenazas que: (1) que se ajustan al diámetro externo del tubo, (2) tienen áreas de superficie más grandes para hacer contacto con el tubo, y (3) tienen dientes separados por pasadores cruzados para minimizar el deslizamiento y las profundidades de los cortes.

6.7.2 Elevadores y anillos

Los elevadores de tubería son superficies de cojinetes niveladores, son satisfactorios para tender tubería de alta resistencia con acoplamientos API no biselados totalmente roscados. El reco-

ger sartas pesadas de tubería con elevadores de tipo collar cuyos collares están enroscados y apretados a mano puede ocasionar que fallen las roscas parcialmente enganchadas.

Los collares con la superficie inferior biselada, se deben manejar, obviamente con elevadores de tipo de cuña.

Existen cuñas rotatorias ajustadas a mano disponibles y adecuadas para tender tubería de alta resistencia; sin embargo, una mesa rotatoria puede producir un soporte desigual para las cuñas rotativas y por lo tanto causar contacto irregular entre el tubo y las cuñas rotativas lo cual daña el tubo.

6.8 Prácticas para tender la tubería

La clave de enroscado de conexión adecuado y de sartas a prueba de presión es una limpieza adecuada de las roscas para asegurar la eliminación de todo tipo de arena, mugre y lubricante seco de roscas. El siguiente procedimiento describe una técnica comprobada en el campo para la limpieza adecuada de las roscas y prácticas apropiadas para tender la tubería:

- a) Retire los protectores de las roscas.
- b) Limpie todas las roscas con kerosene y un cepillo de alambre; una limpieza satisfactoria comprende la eliminación de todo lubricante, mugre y arena y otros materiales extraños al acero 100% desnudo y lustroso. El uso de kerosene en una pistola pulverizadora de aire comprimido que funciona del sistema de aire del equipo de perforación o servicios de pozos, o de una unidad portátil, también es un método satisfactorio y acelera el trabajo de completación. Si hay vapor disponible, la limpieza a vapor es un método excelente.
- c) Seque las roscas con trapos limpios o aire comprimido.
- d) Vuelva a instalar los protectores de roscas sobre los extremos machos secos.
- e) Aplique compuesto de rosca a las roscas macho en el ex

tremo hembra del tubo y a las roscas hembra en un extremo de cada acoplamiento limpio.

f) Instale y enrosque los acoplamientos de tubería manualmente con alrededor de 300 lb-pie de torsión utilizando unas tenazas especiales de tipo fricción para eliminar la formación de cortes. (El instalar los acoplamientos antes de recoger la tubería minimiza la posibilidad de dejar caer la sarta en el caso en que haya un deslizamiento entre el tubo y los elevadores a medida que se desciende el tubo en el castillo).

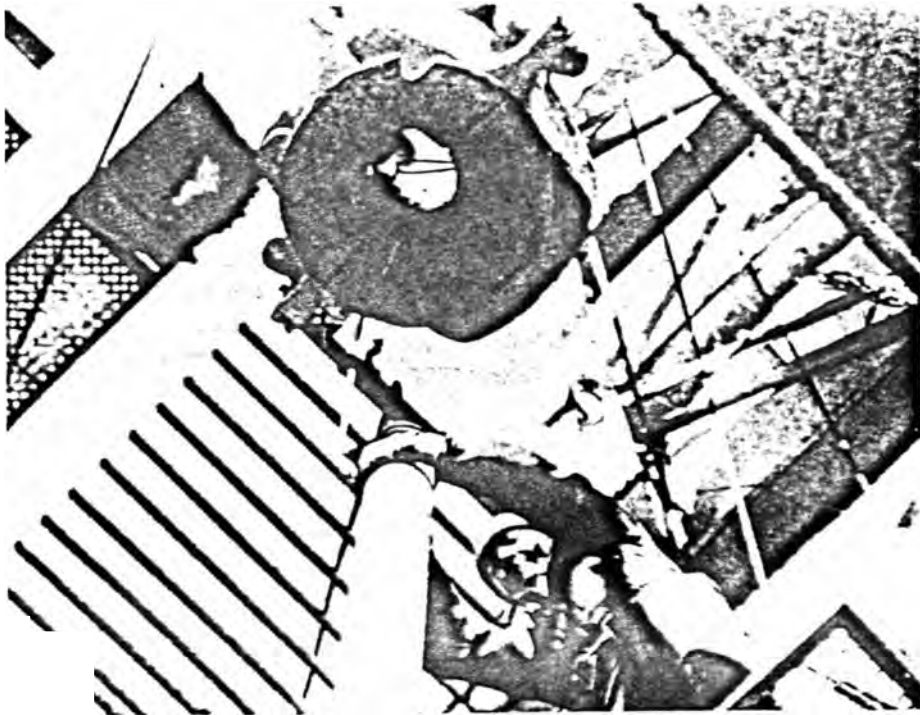
g) Lave toda la mugre de la rampa y pasadera.

h) Ruede un tubo desde la tonga superior hasta los largueros de madera colocados a lo largo de la pasadera. Ruede la tubería lentamente y mantenga control todo el tiempo para impedir que choquen los tubos.

i) Los protectores de rosca de acero deben permanecer en los extremos machos del tubo mientras se recoge el tubo de la pasadera.

j) Mientras se recoge cada tubo de la pasadera con un cable plegable y malacate neumático, use una cuerda de emboque sujeta al extremo macho para permitir que un hombre restrinja el movimiento lateral del tubo y minimice el contacto entre el tubo y la rampa. Al minimizar el contacto entre el tubo y la rampa mediante el emboque, se permite el uso de un balde plástico limpio sobre el extremo hembra como deflector de mugre. También debe usarse una cuerda retenedora en la puerta "V" para sujetar el extremo inferior del tubo a medida que oscile sobre el piso del castillo.

k) Teniendo el extremo hembra del tubo sobre el piso del castillo, retire el balde de plástico y utilice aire seco comprimido o trapos limpios y secos para retirar la arena u otro material extraño de las roscas hembras secas. Aplique una capa espesa de compuesto de rosca para limpiar los extremos hembra de las roscas



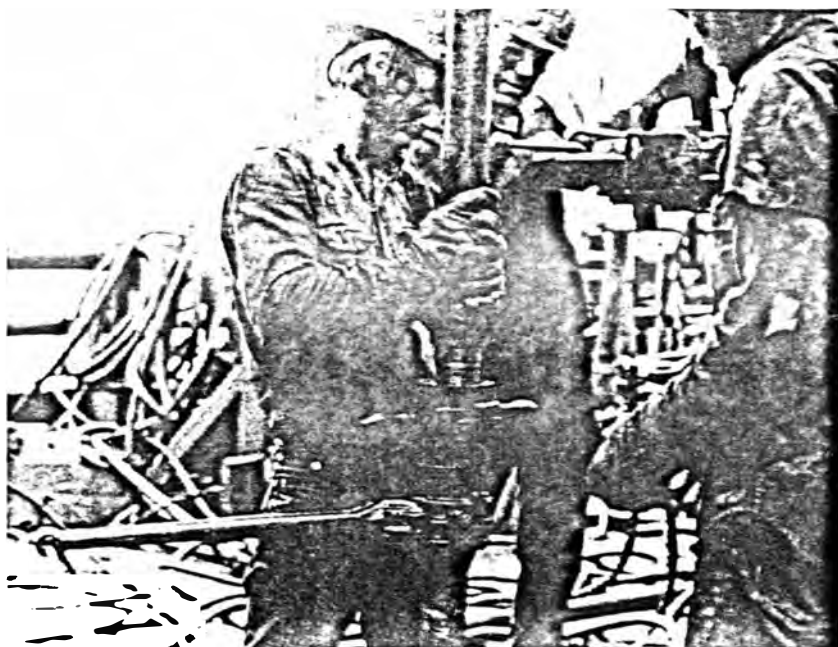
LA AYUDA de un operador en la tarima de enchufado permite realizar un enchufe preciso, al mismo tiempo que se evitan daños a las roscas. Si se enchufa mal, remueva y reinstale

FIGURA N° 10

l) Después de que el montón viajero sube el tubo y lo coloca en posición vertical utilizando un cable plegado, retire el protector de rosca del extremo macho. Algunos tubos nuevos tienen costros de fresado sueltas, adentro, las cuales deben sacarse antes del encuellamiento para minimizar la contaminación de roscas limpias. Utilice aire seco comprimido o trapos limpios y secos para retirar las costros u otros materiales extraños que puedan acumularse en las roscas del extremo macho, mientras se recoge el tubo. Aplique compuesto de rosca para limpiar las roscas del extremo macho y enroscar el tubo.

El enroscado de torsión debe medirse mediante un Martin-Decker de lectura directa o medidor de torsión hidráulico de tenazas mecánicas equivalente. Un manómetro sobre tenazas neumáticas no es satisfactorio porque la torsión ejercida para una presión dada, depende de la

condición del motor de aire o de la cantidad de lubricante utilizado. El indicador de un medidor de torsión hidráulico siempre debe volver a cero, para permitir una medición exacta a torsiones bajas y altas. La medida de torsión exacta requiere que el cable retenedor se conecte al brazo de la tenaza a un ángulo de 90° y en el mismo plano horizontal; que sea necesario la nivelación del sistema de suspensión de la tenaza para permitir un contacto regular de la matriz con el tubo.



LOS PROTECTORES de enchufe sirven como guías y seguro contra los daños en el enchufe tanto al entubado como a las conexiones del revestimiento

FIGURA N° 11

Los valores de torsión de enroscado para la mayoría de conexiones de tubería aparecen en las "Tablas de Tubería" al final de este capítulo. Debe recordarse de que en el caso de conexiones API, los valores de torsión son una guía solamente y que el enroscado adecuado debe mover la superficie de acoplamiento hasta o pasada la "última raja dura" (el plano transversal pasando a través de la última marca sobre el diámetro externo del tubo, hecha por herramientas cortaroscas).

Deben usarse las recomendaciones corrientes de los fabricantes para hacer las demás conexiones. Un método satisfactorio de establecer la torsión correcta es registrar la medida de torsión necesaria para colocar la superficie de acoplamiento como se describió anteriormente sobre los 10 ó 12 primeros tubos y luego utilizar esta lectura de torsión para la sarta restante. Si una longitud específica requiere torsión de enroscado, mucho mayor o menor que otras longitudes del mismo tamaño, peso, grado y tipo de conexión retire el tubo e inspecciónelo visualmente buscando defectos, daños de roscas y material extraño en las roscas y retire el tubo de la sarta si es necesario. No deberán martillarse los acoplamientos para romper o separar los tubos excepto como recurso final. Los acoplamientos martillados deben reemplazarse antes de tender la tubería.

CAPITULO N° 7

7.1 Generalidades

La perforación de pozos de petróleo en el Nor-Oriente Peruano es relativamente sencilla debido a la ausencia de zonas de presiones anormales y la nobleza de las formaciones lutíticas que presentan muy pocos problemas de hinchamientos y derrumbes, sobre todo, si no se ha extendido demasiado el tiempo de perforación por daños del equipo y/o mala limpieza del pozo debido a una preparación inadecuada del lodo de perforación.

La profundidad total de los pozos, normalmente alcanzado con broca de 8 1/2" de diámetro, varía aproximadamente entre 13000 pies en el bloque 1A y 9000 pies en el bloque 1B. En la figura 1 se muestra un diseño típico de forros en la Selva Peruana. La profundidad de los forros de superficie depende si el pozo es vertical o dirigido. En pozos verticales varía entre 700' y 1000'. En pozos dirigidos hasta 300'-500' debajo de la zona de "build up" y oscila entre los 2000' y 4500'.

Los forros intermedios se sientan a + 50' debajo de la arena Pozo debido a los numerosos problemas durante la perforación - del hueco de producción, especialmente la formación de "key seats" y pérdidas de circulación. Así mismo, para facilitar la cementación del tope de la lana, ya que esta formación tiene en muchos campos una gradiente de inyección de fluido y de fractura muy bajas, dificultando - las cementaciones forzadas. Esta arena POZO no es productora de petróleo y su profundidad oscila entre los 7800' y 10,000'. La lana de producción se baja hasta cubrir 250' dentro de los forros intermedios, se prefiere el uso del tipo con coples reducidos (special clearance) reducir la fricción frente a las arenas donde la costra de lodo alcanza espesores de 1/2".

Para el diseño se consideran los factores de seguridad mínimos de 1.125 para el colapso, 1.15 para presión interna y 1.8 para la tensión. Debido a las dificultades de logística y limitaciones de

almacenaje en la Selva es recomendable emplear la menor variedad de tipos de forros. Con dos o tres tipos por diámetro es suficiente para cubrir los diferentes diseños.

7.2 Revestimiento y cementación primaria

7.2.1 Revestimiento

Como ya se ha mencionado anteriormente, los forros de producción son de 7" D.E. Se ha generalizado el uso de lana de 7" D.E, por razones de costo. Normalmente se acompaña la tubería con centralizadores, para obtener un mejor trabajo de cementación primaria. Si la lana es nueva, se remueve el esmalte de fábrica de los tubos - que van a ser colocados adyacentes a la zona de interés con alguna química o rasparlo, con el fin de conseguir oxidación en la superficie de la lana y mejorar la adherencia del cemento.

7.2.2 Cementación primaria de la lana de producción

El obtener una buena cementación primaria es un factor importantísimo para una buena completación. Normalmente la cementación primaria es de una sola etapa, debiendo hacerse previo a la cementación un chequeo volumétrico con la ayuda del registro caliper en vista de los derrumbes que comúnmente existen en algunas de las zonas lutíticas intercaladas con las arenas potencialmente productivas. Se condiciona además el lodo del pozo para una mejor eficiencia de desplazamiento (baja viscosidad plástica y punto de cedencia).

El cemento que normalmente se utiliza para la cementación de la lana es de clase "H". Tiene compatibilidad con una serie de aceleradores y retardadores. Se usa un preflujo en base agua con surfactante. La primera mezcla de cemento es de alta viscosidad y tiene una función de lavado y desplazamiento del lodo principalmente en las cavernas. La mezcla principal es calculada para cubrir 250 ft encima de la formación productiva y normalmente es más pesada que la primera mezcla. Un ejemplo típico es el que se muestra a continuación:

- a) Preflujo: Usar 40 Bbls de agua con 5% KCL y 10 gln/1000 gln Morflo II seguidos de 60 Bbls de mud. flush
- b) Primera mezcla: 300 sacos de cemento clase "H" + 35% Silica Flour + 1% Halad-9 + 5% KCL + 0.25% NFP + 0.15% HR-12
Peso: 15.6 - 15.9 lbs/gln
Rendimiento: 1.5 ft³/Sx de cemento
- c) Segunda mezcla: 380 sacos de cemento clase "H" + 35% Silica Flour + 1.25% CFR-2 + 5% KCL + 0.25% NFP + 0.15% HR-12
Peso: 16.4 lbs/gln
Rendimiento: 1.4 ft³/Sx

Durante la mezcla se verifica a intervalos regulares el peso específico de la lechada, procurando mantener el peso constante, con el objeto de mejorar el desplazamiento de lodo.

El desplazamiento se efectúa con el mayor régimen de flujo posible, con el objeto de crear, de ser factibles, condiciones turbulentas en el flujo anular. Limitaciones del equipo impiden muchas veces obtener el régimen de desplazamiento deseado.

Como ya se mencionó en la parte 7.1, la laina se cuelga frente a la arena Pozo, la cual como ya dijimos anteriormente, es una arena productora de agua. Es una norma genral, efectuar una cementación forzada en el tope de la laina. Posteriormente se efectúa una prueba de sello de agua (WSO test) en el tope de la laina con 2000 pi es de colchón de agua. Si la prueba sale mojada, se repite la cementación forzada y se efectúa una nueva prueba de sello de agua. Estos dos pasos se repiten tantas veces como sea necesario, hasta dejar bien cementado el tope de la laina, o sea, obtener una prueba seca en la prueba de sello de agua. Luego se limpia el interior de la laina hasta el zapato flotador, y se procede a correr un registro de adherencia de cemento (CBL - VDL - Gamma Ray) después de 36 horas de terminada la

cementación. Según los resultados que se obtengan de la corrida de este registro, se procede a efectuar las cementaciones forzadas correspondientes, de tal manera que se obtenga una buena cementación de la lana.

7.3 Baleo de la lana de producción

El baleo de la lana de producción, se realiza normalmente con "hyperjet" de 4 1/2" D.E que produce, si la detonación se realiza sin problemas, un chorro de partículas finas que viajan a una velocidad del orden de 20,000 pies/segundo y producen presiones de 5×10^6 psi con penetraciones de 1/2 pulgada de diámetro y de 10 a 14 pulgadas de profundidad.

La densidad usual de disparos es de cuatro tiros por pie. Cañones para perforar con balas a través de los forros no se ha popularizado por su bajo poder de penetración en las areniscas consolidadas que constituyen la mayor parte de los yacimientos productores.

Si hay varias zonas de interés se prefiere balear y probar una sola a la vez, comenzando desde la del fondo. Una de las razones es que si se balean todas al mismo tiempo y se desea probar la inferior, al bajar las herramientas de prueba, los desperdicios del cañón que no caen al fondo con la rapidéz deseada, se introducen en las mismas impidiendo su operación. Han habido casos de pérdidas de dos días de operación por este motivo, lo cual no se justifica por los altos costos de operación de los equipos de perforación en el Oriente.

7.4 Evaluación de formaciones

El equipo utilizado para realizar las pruebas de formación varía lógicamente de acuerdo a los deseos de la compañía operadora. Una instalación de fondo muy popular consiste de:

- 1- Un sub de reversa
- 2- Una válvula de prueba
- 3- Tres bombas de presión

- 4- Una cámara
- 5- Un sub de descarga (by-pass)
- 6- Un empaque recuperable
- 7- Dos tubos perforados
- 8- Un registrador de temperatura

Al bajar la tubería para realizar la prueba, la válvula de prueba se encuentra cerrada. Las bombas que cuelgan del mandril miden la presión hidrostática del lodo. Dentro de la tubería se coloca un colchón de agua de 1000 a 2000 pies para amortiguar el impacto de la presión de formación al momento en que se abre la válvula. El empaque es fijado unos 30 a 60 pies (si el espacio lo permite) encima del tope de las perforaciones. Los empaques son normalmente accionados mecánicamente por rotación y movimiento de la tubería en la superficie.

Una vez que la operación anterior se ha realizado y se comprueba por la pérdida de peso en el indicador de superficie que el empaque está bien fijo, se procede a abrir la válvula para el flujo inicial (IF). Esto se logra mediante rotación de la tubería. Al abrir se la válvula y penetrar el fluido de formación dentro de la tubería, el aire que se halla en la parte superior es expulsado al exterior. Esto se comprueba al conectar una manguera en el cabezal e introducirla en un recipiente con agua. La fuerza del soplo da una pauta del tipo de flujo. El tiempo de flujo inicial es normalmente 5 a 10 minutos. Una vez que este ha transcurrido se procede a cerrar la válvula de prueba de 30 minutos a 1 hora para el cierre o restauración inicial (ISI).

Al concluir el ISI se abre nuevamente la válvula para el flujo final (FF), rotando nuevamente la tubería. Si el líquido llega a la superficie, se deja fluir a la cantina hasta que desaloje el colchón de agua y se limpie la formación. Durante ese período se hacen chequeos frecuentes del porcentaje de agua y sedimento básico para verificar el proceso de limpieza.

Una vez que el fluido es realmente representativo de la

formación, se desvía el flujo a un separador para su medición. Cuando se juzgue que se han obtenido ya regímenes de flujo estabilizados, se cierra la válvula de prueba, para registrar en las bombas, las presiones de restauración o cierre final (FSI).

Si el líquido no llega a la superficie se evalúa la formación mediante pruebas de swabeo. En algunos casos, estas pruebas ayudan al fluido a alcanzar la superficie si el nivel del líquido se encuentra muy cerca de la misma y si se logra aligerar el peso de la columna.

La válvula de prueba tiene normalmente un estrangulador de fondo de 0.62" D.I.

Al terminar el período de FSI, el cual debe tener un tiempo de duración igual al FF, desde superficie se suelta una barra por dentro de la tubería, la cual rompe unos pines colocados en el sub de reversa, el cual permite la comunicación entre la tubería y el espacio anular entre tubería y los forros. Enseguida se procede a efectuar una circulación reversa para circular al exterior el fluido de formación que ha quedado almacenado en la tubería, bombeando lodo por el espacio anular entre la tubería y los forros, con el propósito de evitar riesgos al sacar la tubería, y poder balancear las columnas hidrostáticas.

En el caso que el pozo no haya fluido a superficie durante el FF, durante la circulación reversa se calcula el volumen de fluido de la formación que ha entrado a la tubería, y se toma unas 10 muestras representativas del fluido recuperado, y así podremos saber si hemos recuperado petróleo y/o agua de formación.

Una vez que se ha completado la circulación reversa, el by-pass es abierto para igualar presiones alrededor del empaque, el empaque es liberado y la tubería sacada a la superficie.

7.5 Ejemplos típicos de instalaciones de producción

De acuerdo a las características del crudo y las producciones esperadas en la Selva es posible usar tuberías de 2 1/2" D.E. o de 3 1/2" D.E. a fin de mantener todo el equipo de subsuelo y herramientas de cable de un solo diámetro facilitando el almacenaje de las mismas.

La tubería de 2 1/2" tiene como límite una producción aproximada de 3000 BPD lo que hace imperioso el uso de 3 1/2" D.E. en la mayoría de los pozos, para ampliar la capacidad de producción.

En el caso de tener formaciones productivas como Chonta y Vivian, algunas veces es más conveniente el uso de sarta dual de producción. Para la selección del sistema de completación dual o simple, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si la formación Chonta (la de más alto GOR) producirá gas para alimentar el sistema de Gas Lift.

Si la formación Chonta (menor potencia) ha sido perforada por producción o por inyección para mantener la presión del reservorio.

Si el petróleo de Chonta tiene alto o bajo GOR.

- Si las producciones de Chonta y Vivian son tan altas que al producir las por una misma sarta se restringe la producción (dumping).

Normalmente, se selecciona un pozo para completación dual cuando la formación Chonta tiene alto GOR y es necesario extraer el gas para alimentar el sistema de inyección de gas lift.

7.5.1 Completación simple con un intervalo productivo

El equipo generalizado se muestra en la figura 2. En este caso se ha completado a la formación Vivian. Su GOR es del orden de 40 SCF/STB. Por esta razón, es conveniente completar el pozo con mandriles de gas lift, ya que cuando se requiera, se puede instalar en estos mandriles, válvulas de gas lift.

Cuando se baja la instalación al pozo, el mismo está lleno de fluido de completación. Al llegar a la profundidad deseada se coloca el árbol de navidad y se desplaza el fluido en su totalidad con petróleo muerto. Una vez que se ha realizado el desplazamiento, se deja caer en el interior de la tubería una bola que generalmente es de bakilita, la cual viaja hasta el retenedor de presión (H.T.P.S.). Al depositarse la bola (2 1/2" D.E.) en el HTPS, se aumenta la presión paulatinamente dentro de la tubería por medio de una bomba, hasta sentar el empaque FHL que es hidráulico. Una vez que esto se ha logrado, con unos 1300 a 1700 psig de presión superficial, se continúa incrementando la presión hasta expulsar la bola del HTPS con alrededor de 3000 psig.

El pozo es luego abierto para que la zona productiva fluya y desaloje, si su presión lo permite, todo el fluido contenido en la tubería. Si el pozo no fluye, se utiliza a "wire line" para colocar válvulas de gas lift en los respectivos mandriles, y luego poder descargar el pozo con gas lift.

El niple No-Go modelo "R", está diseñado para alojar en su interior un tapón recuperable que aisle la zona productiva. El tapón puede ser bajado con "wire line".

Las camisas deslizables están diseñadas para poner en comunicación el espacio anular y el interior de la tubería. Se cierran o abren mediante una herramienta especial de wire line (shifting tool). La camisa que se encuentra encima del empaque se utiliza para matar el pozo previo a un trabajo de reparación de la instalación.

El empaque hidráulico modelo FHL, se utiliza para aislar la zona productiva, y para aumentar la eficiencia del gas lift.

El niple de asiento tipo "F", se coloca a poca profundidad (\pm 200 pies). En él se puede sentar válvulas de seguridad, como por ejemplo el Storm Choke, el cual permite cerrar el pozo, aislando la zona productiva con la superficie. Una aplicación sería que si

estuviéramos en una "isla". o sea queremos perforar otros pozos al lado de este pozo, podremos perforar el otro pozo sin ningún riesgo. Si deseáramos sacar petróleo de este pozo, simplemente abrimos el pozo, generamos una cierta presión diferencial la cual permitirá abrir la válvula y obtener el petróleo que deseamos. Luego cerramos el pozo, y a una cierta presión se cerrará la válvula.

Mediante este tipo de completación, podemos producir el pozo por el espacio anular (casing flow). Esto se logra, abriendo la camisa, sentando un tapón encima de la camisa, y sentando válvulas de gas lift para flujo anular. Para producir así, el pozo no debe producir agua y debe tener alto índice de productividad. Se puede obtener altísimas producciones de petróleo.

7.5.2 Completación simple con dos intervalos productivos

El equipo usado se muestra en la figura 3. Podemos apreciar que es muy similar a la completación para solo un intervalo productivo descrito anteriormente. Esto se utiliza cuando hay dos arenas productivas como Chonta y Vivian, y nos permite producir Vivian o Chonta, o si queremos Vivian y Chonta juntos. Para esto sentamos un empaque FHL encima de Vivian, una camisa encima de este empaque, el cual sirve para poner en comunicación el espacio anular con la tubería. Frente a las perforaciones del Vivian, colocamos unos blast joins, los cuales protegerán la tubería del efecto abrasivo de los fluidos frente a las perforaciones. Igualmente, dependiendo de la calidad del pozo, podemos producirlo con flujo anular (casing flow), como se ha descrito en el caso anterior.

7.5.3 Completación simple con tres intervalos productivos

El equipo usado se muestra en la figura 4. Es muy similar a los casos anteriores. En este caso la formación Vivian permite la separación en dos intervalos. El sistema de impulsión de Vivian es un acuífero por lo que el intervalo superior se ha programado para usarlo en el futuro como inyector de presión al reservorio Chonta que

COMPLETACION SIMPLE CON 2 INTERVALOS

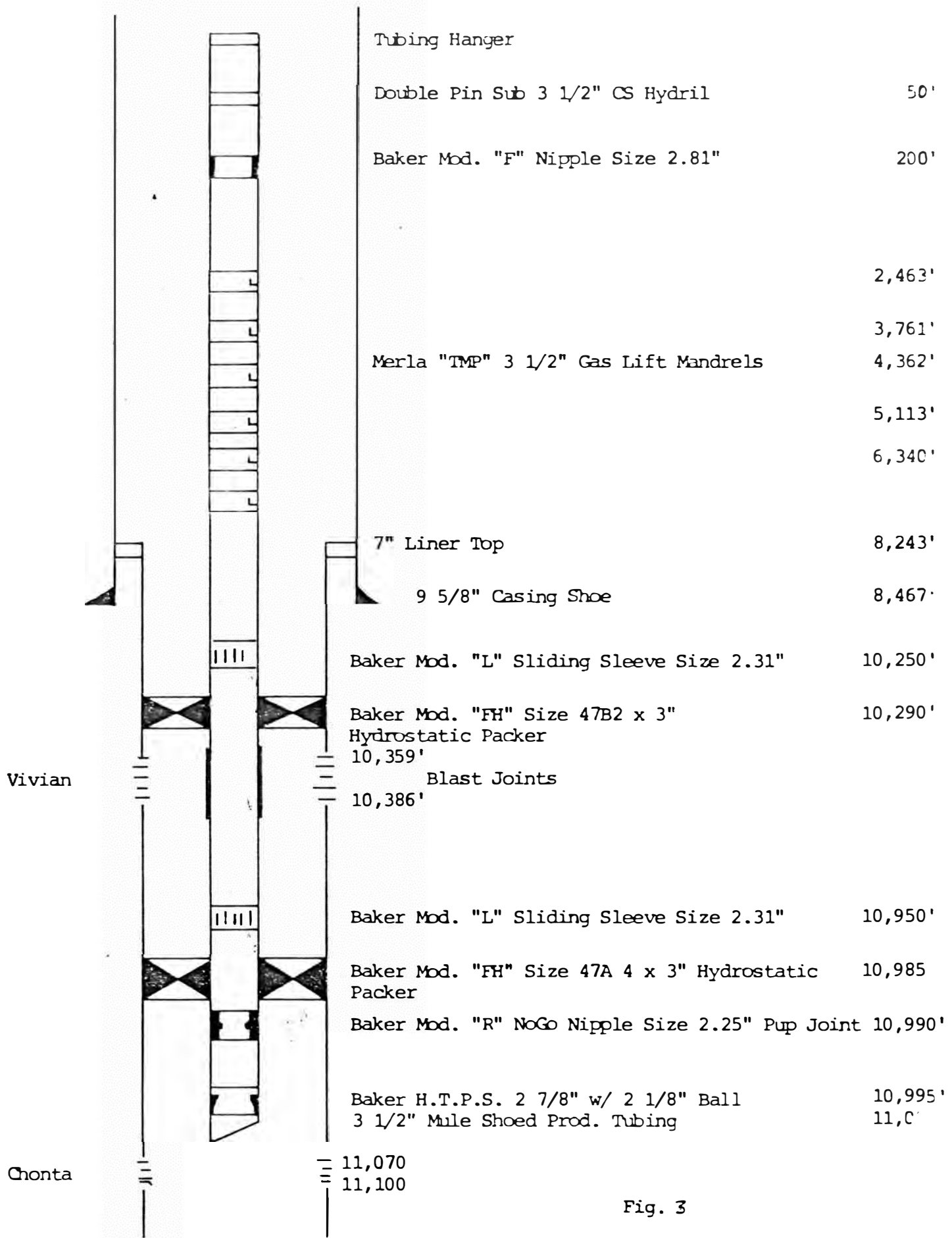


Fig. 3

es por impulsión de gas disuelto en solución.

7.5.4 Completación dual

El equipo usado se muestra en la figura 5. Es requerido cuando se necesita el control separado de las formaciones Vivian y Chonta, para un pozo inyector. Para la selección del sistema de completación dual o simple, se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si la formación Chonta (la de más alto GOR) producirá gas para alimentar el sistema de gas lift.

Si la formación Chonta (menor potencia) ha sido perforada por producción o por inyección para mantener la presión del reservorio.

- Si el petróleo de Chonta tiene alto o bajo GOR.

Si las producciones de Chonta y Vivian son tan altas que al producir las por una misma sarta se restringe la producción.

Normalmente, se selecciona un pozo para completación dual cuando la formación Chonta tiene alto GOR y es necesario extraer el gas para alimentar el sistema de inyección de gas lift.

7.5.5 Completación con tubo perforado

El equipo usado se muestra en la figura 6. Igualmente, es similar a los casos anteriores. La ventaja que tenemos es que si queremos correr un registro de presiones y/o temperatura, podemos colgar la bomba en el niple "No-Go" tipo "R" y dejarla allí todo el tiempo que se requiere. Mientras tanto se puede mover el unidad de "wire line" a otro pozo y luego regresar y pescar la bomba. En conclusión, podemos correr varios registros de presión y/o temperatura con "wire line", con ahorro de tiempo de unidad. Esto es recomendable como en el caso del Nor-Oriente, en el cual por condiciones ambientales y eco

nómicas, es necesario el uso de islas en la cual perforamos varios pozos juntos, espaciados alrededor de 8 pies en superficie entre ellos.

7.5.6 Completación con bomba de varilla

El equipo usado se muestra en la figura 7. El método emplea una sarta de varillas de succión como mecanismo de transmisión de energía.

La energía es suministrada por un motor, que acciona la unidad de bombeo (balancín) que convierte el movimiento rotatorio en movimiento ascendente y descendente, el cual es impartido a la sarta de varillas que a su vez acciona sobre la bomba de subsuelo, levantando el fluido hasta llevarlo a su superficie.

a) Ventajas

Fácil instalación de los equipos, si las condiciones del terreno lo permiten. Permite la producción de petróleos pesados.

b) Desventajas

La capacidad de producción por este método es del orden de los 500 BFPD, la cual para crudos pesados es aceptable, pero no para crudos livianos los cuales tienen un promedio en la Selva de 2000 BFPD.

La profundidad máxima para un rendimiento eficiente es de aproximadamente 5000 pies; en tanto que los pozos de la Selva son de mayor profundidad (ver figura 8).

No es recomendable para pozos dirigidos, pero como en la selva la mayoría de los pozos son del tipo slant, se baja la bomba aproximadamente a 3000 pies, o sea en la parte vertical del pozo.

7.5.7 Completación con bomba hidráulica de subsuelo

El equipo usado se muestra en la figura 9. Este método utiliza petróleo limpio a alta presión como medio de transmisión de energía. Mediante un sistema de bombas triplex que se instalan en la

superficie, se imprime alta presión al fluido motriz, el cual acciona en el fondo del pozo, sobre un motor hidráulico de doble acción, que a su vez mueve la bomba de subsuelo (ver figura 10), levantando el fluido producido, mezclando con el fluido motriz.

En la superficie la mezcla pasa a través de un separador de gas y se deposita en un tanque deshidratador, en donde los sólidos y el agua en suspensión son separados por gravedad. El equipo de superficie se muestra en la figura 11.

Lo más importante de este método es la unidad de subsuelo que consta de tres elementos principales: la bomba que desplaza el aceite de la formación; el motor hidráulico que impulsa la bomba; y la válvula inversora que controla la acción del motor.

a) Ventajas

La máxima capacidad de producción por este método es de aproximadamente 2000 BFPD, que está dentro del rango de, por lo menos el 75% de los pozos de la Selva.

Su operación y mantenimiento no necesita de personal especializado.

b) Desventajas

No puede utilizarse en todos los pozos de Selva, sino en aquellos que tienen producción inferior a la mencionada.

Utiliza equipo de superficie pesado, por lo tanto debe prepararse especialmente el terreno para su instalación.

En la mayoría de los casos, la cantidad de fluido de producción, es igual al aceite motriz requerido y puesto que ambos se mezclan al salir a la superficie, los problemas de tratamiento del fluido para recirculación como aceite motriz inciden en mayores costos, cuando se utiliza en aquellos campos que tienen mecanismo productivo de impulsión por agua.

Principales problemas

- Excesiva velocidad de las bombas de subsuelo.
- Procedimientos incorrectos para bajar o subir la bomba.
- Calidad deficiente del aceite motriz.

Deposiciones de parafina en las tuberías de aceite motriz y en la de retorno.

- Falta de control en las reparaciones de bombas de subsuelo.

Soluciones

- Inyección permanente y controlada de inhibidores de parafina y rompedores de emulsión, estableciéndose regímenes óptimos de inyección.

Controles de calidad del aceite motriz.

- Entrenamiento del personal operativo en la interpretación de los parámetros de presión de operación y volumen de inyección que son los únicos indicadores de la condición mecánica del conjunto bomba-pozo aparte de la producción misma.

7.5.8 Completación con bomba eléctrica

Este método de levantamiento artificial es usado casi exclusivamente para producir pozos con grandes volúmenes de líquido. El rango de capacidad de las bombas centrífugas sumergibles es amplio, y va desde 200 hasta 50,000 BPD.

En este sistema, el medio de transmisión de potencia es la energía eléctrica (ver figura 12). La corriente tomada de la red de distribución o de generadores individuales en algunos casos es conducida mediante un cable hacia el fondo del pozo hasta el motor que acciona la bomba centrífuga. El elemento más importante es la bomba centrífuga sumergible que está conectada por su eje, a través de una zona protectora, con el motor. Al imprimir corriente eléctrica al motor, este pone en funcionamiento la bomba, la cual consta de una serie de

etapas, cada una de las cuales está conformada por un impulsor y un difusor. La fuerza centrífuga levanta los impulsores y estos, a su vez, levantan el fluido que es enviado por los difusores hasta la etapa superior. El conjunto de etapas llevarán el fluido hasta la superficie.

Ventajas

La capacidad de producción por este método, cubre con suficiencia la capacidad productora de nuestros pozos de Selva.

Para operar eficientemente, necesita gran nivel de fluido, que es la característica principal de los pozos de Selva.

Las estadísticas indican que los costos unitarios de operación son más bajos que por otros métodos.

El equipo no necesita de un mantenimiento constante.

Desventajas

La inversión para implementar el método es alta.

El mantenimiento y reparación de equipo necesita de personal especializado.

Económicamente, la utilización de este método justifica para producir altos volúmenes de fluido más alto porcentaje de agua.

En el caso de mal funcionamiento del equipo abajo, para reparar es necesario un equipo de servicios de pozos.

Equipo Básico

Básicamente el sistema de producción artificial tipo eléctrico, se compone de los siguientes elementos:

A) Equipo de superficie

generadores de corriente eléctrica

transformador

panel de control

Equipo de subsuelo

cable eléctrico

bomba

separador de gas

- protector
- motor

C) Elementos auxiliares

cable plano

- abrasadoras
- válvula de retención
- válvula de purga
- carretel del cable, etc.

Selección del equipo de subsuelo

Los datos necesarios para la selección son los siguientes:

Diámetro de los tubos y forros (pulgadas)

Profundidad de las perforaciones (pies)

Q (BPD); WOR (Bbl/Bbl); GOR (SCF/Bbl); P_{ws} ; P_{wf} .

Gradiente de presión (psi/pie); gravedad específica del fluido

- Presión en la cabeza del pozo.

BIBLIOGRAFIA

1. Althouse, W. S., Jr. and Fisher, H. H.: "The Selection of a Multiple Completion Hook up", *Jour. of Pet. Tech.*, December, 1958.
2. Bleakley, W. B.: "What it takes to Make a Good Well Completion", *Oil and Gas Journal*, June 11, 1962.
3. Brown, K. E.: "Gas Lift Theory and Practice", Prentice - Hall, Inc., N. J. (1967), 169-176.
4. Corkey Mc Closkey: "Down-Hole Tools", Cap. 8 Modern Completion Practices School - Halliburton Energy Institute.
5. Elkins, L. F., A. M. Skov and H. F. Liming: "A Practical Approach to Finding and Correcting Perforation Inadequacies", Preprint of paper 2998 presented at 45th Annual Fall Meeting of SPE (Oct. 4-7, 1970) in Houston, Texas.
6. Hammerlindl, D. J.: "Movement Forces and Stresses Associated with - Combination Tubing Strings Sealed in Packers", SPE - 5143, Oct. 1974.
7. Hilliard, Harold: "How Corrosive Environments Affect Drill Stem", *Petroleum Engineer*, P. 84 (Sept. 1968).
8. Huber, T.A., Allen, T. O., and Abendroth, G. F.: "Well Completion - Practices", API, Los Angeles, 1950.
9. Huber and Tausch: "Permanent - Type Completions", AIME Trans., Volume 198, 1953.
10. John F. Greenip: "Como Seleccionar el entubado para la terminación de un pozo", Tercera Parte. *Petróleo Internacional* Setiembre 1979.
11. John F. Greenip: "Cuidado en el manejo de tubería", Conclusión. *Petróleo Internacional* Noviembre 1979.

12. Krause, Jr., W. E. and Sizer, P. S.: "Selective Criteria for Subsurface Safety Equipment for Offshore Completion", SPE # 2669 Denver 1969.
13. Leutwyler, Kurt: "Completion Design for Corrosive Environment", Petroleum Engineer, February 1970.
14. Lubinski, A., Althouse, W. S. and Logan, J. L.: "Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers", Trans., AIME, (1962) 225, 655.
15. Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production", Mc Graw-Hill Book Co., Inc., N. Y. (1949), 210-214.
16. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas drive wells", JPT, January 1968.
17. Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive", Jour. of Pet. Tech., November 1970.
18. Weiner, P. D.; Sewell, F. D., Jr.: "New Technology for Improved Tubular Connection Performance", SPE 1601, 1966 Fall Meeting, Dallas, Texas