

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**Recuperación, Rehabilitación y Cambio  
de Cabezales de Pozos Petrolíferos  
en el Noroeste Peruano**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO DE PETROLEO**

**Elias Fortunato Carrera Alvarado**

*Promoción 82 - 2*

**Lima - Perú - 1991**

## SUMARIO

El presente trabajo de tesis de grado titulado "Recuperación de Cabezales en Pozos Petrolíferos en el Noroeste Peruano" consiste en recuperar cabezales de alta presión (3000 y 5000 psi) a aquellos pozos a los cuales se les ha aperturado todas sus zonas de interés y en su reemplazo, instalar cabezales de baja presión (500, 1000, 1500, 2000 psi).

El objetivo principal es utilizar estos cabezales en pozos nuevos a perforarse originando así un significativo ahorro económico para la empresa Petróleos del Perú S.A.

Para tal fin se ha desarrollado procedimientos de recuperación en pozos abandonados, pozos en actividad productiva y, en casos excepcionales, en pozos nuevos por razones de problemas operativos. Estos procedimientos varían según el tipo de cabezal instalado en cada pozo.

El beneficio obtenido de la recuperación de cabezales, según estadísticas desde el año 1986 hasta el año 1990 es de US\$ 618,843.00 (191 cabezales recuperados). Ver tabla N.5 y Anexo "C". Esto indica que puede servir de base para efectuar mejoras similares en otros campos petroleros de nuestro país.



2. INSTALACION PARA BALEO Y FRACTURAMIENTO	21
3. INSTALACION PARA EVALUACION	21
4. INSTALACION PARA BOMBEO MECANICO	21
<b>CAPITULO III: PROCEDIMIENTO DE RECUPERACION DE CABEZALES</b>	22
1. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZAL BRIDADO DE TRES CUERPOS	22
2. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZAL BRIDADO DE DOS CUERPOS	25
3. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE	27
<b>CAPITULO IV: EVALUACION ECONOMICA</b>	29
1. CABEZAL BRIDADO DE TRES CUERPOS	30
2. CABEZAL BRIDADO DE DOS CUERPOS	34
3. CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE	36
<b>CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	39
A. CONCLUSIONES	39
B. RECOMENDACIONES	39
<b>ANEXOS</b>	41
ANEXO A: FIGURAS	43
ANEXO B: TABLAS	66
ANEXO C: ESTADISTICAS	74
ANEXO D: FORMULAS	95
ANEXO E: GLOSARIO DE CABEZALES	99
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	103

## ANTECEDENTES

La técnica o procedimiento aplicado años atrás para recuperar cabezales fue mediante corte de forros con cuchilla mecánica, previamente levantando el cabezal del pozo (estiramiento o elongación de los forros de superficie y de producción) empleando gatas hidráulicas.

Las técnicas o procedimientos aplicados actualmente, constan de 24,17 y 15 pasos para cabezales bridados de tres cuerpos, bridados de dos cuerpos y roscados independientes respectivamente, se efectúan mediante corte de forros con soplete, siendo el efecto sobre los forros lo inverso a la técnica anterior, es decir, los forros tienden a regresar a su estado original ya que cuando se cementó el pozo, dichos forros quedaron en tensión al momento que se sentaron las uñas debido al peso propio de la sarta de la tubería de revestimiento.

Las ventajas de este método moderno con respecto al anterior son:

- La recuperación se efectúa en menor tiempo, los cortes se hacen con soplete, mientras que en el antiguo procedimiento hay que "gatear" y luego cortar los forros con cuchilla mecánica, lo cual demandaba mucho más tiempo.

Una mayor seguridad para el personal que labora en estas recuperaciones, por ser el primer método riesgoso cuando se corta los forros con cuchilla mecánica ya que se puede producir una caída brusca del

cabezal, cosa que no ocurre en el segundo método donde el cortador no está en contacto directo con el cabezal.

## INTRODUCCION

Desde la década del setenta se tiene conocimiento de la recuperación de cabezales de pozos en los Campos Petroleros del Noroeste Peruano, propiedad de Petr6leos del Per6 S.A.. Debido a la escasez de estos materiales se vio Petroper6 en la imperiosa necesidad de recuperarlos, ya sea en pozos abandonados, pozos depletados, pozos de swab, etc. En ese entonces se recuperaba cabezales roscados independiente y muy rara vez bridados de tres cuerpos; el m6todo empleado era el de corte de forros con cuchilla mec6nica.

En estos 6ltimos anos (A partir del ano 1986) el Departamento de Servicio de Pozos Petroper6 S.A ha continuado con la recuperaci6n con m6s frecuencia, teniendo en cuenta su gran rentabilidad y por haber evitado grandes perdidas econ6micas por producci6n diferida en pozos nuevos. Es por ello que ya existe programas de recuperaci6n anuales en dicho Departamento.

Actualmente, debido a la gran crisis econ6mica que atraviesa nuestro pa6s del cual no escapa Petr6leos del Per6, el stock en sus almacenes es cero, lo cual se puede paliar con lo dicho lineas arriba.

Los procedimientos de recuperaci6n para cada tipo de cabezal son tales que se ha tomado en cuenta los m6s m6nimos detalles para que no surjan problemas posteriores en los pozos involucrados, tanto t6cnicos como tambi6n la seguridad personal. Algo muy importante

a tener en cuenta es que el pozo no debe tener gas en los forros a cortar, de tener alguna cantidad ( $\pm$  50 psi), se soluciona llenando los forros con agua fresca o agua de formación para evitar la explosión.

Es importante conocer a que profundidades se encuentran los topes de cemento de los forros a cortar, por dos razones: la primera es para saber cuantas pulgadas caerá el cabezal cuando se realiza los cortes a los forros (Ver anexo "D") y la segunda para calcular la cantidad de agua necesaria para llenar los espacios anulares de los forros.

Es a partir del año 1986 en que se lleva un estricto control, tanto de los cabezales que se van instalando en los pozos nuevos, como todos aquellos que se recuperan. Toda recuperación esta basada en aplicar estrictamente un procedimiento de trabajo, acompañado de su respectivo perfil de seguridad, los cuales garantizan que dichos trabajos sean eficientes técnicamente y seguros en cuanto a seguridad industrial se refiere. Hasta la fecha durante estos trabajos no ha ocurrido ningún accidente industrial, pero si algunos problemas operativos que se subsanaron a tiempo.

De los tipos de cabezales que se están recuperando, los bridados de tres cuerpos son los más rentables ya que como su nombre lo indica consta de tres cuerpos o componentes, siendo estos de alta presión.

De ahí que se justifica, previa evaluación económica, la gran rentabilidad (beneficio US\$ 11,405.00) de su recuperación

Es preciso mencionar que todo cabezal recuperado es llevado al taller de cabezales de pozos, el cual cuenta con personal especializado para efectuar su inspección, mantenimiento y prueba hidrostática con bomba tipo pistón de alta presión.

Según estadísticas, desde el año 1986 hasta el año 1990 se han recuperado 191 cabezales, siendo 23 cabezales bridados de tres cuerpos, 22 cabezales bridados de dos cuerpos y 146 cabezales roscados independientes (ver anexo "C").

También existe estadísticas de los cabezales "Recuperados" que han sido instalados en pozos nuevos o de reacondicionamiento en el período 1986 - 1990 (Ver tabla N. 1 anexo "C"). Se puede observar que casi en su totalidad han sido usados en pozos nuevos, con los cuales no se han presentado problemas de ninguna índole.

## CAPITULO I

### FUNCIONES Y TIPOS - COMPONENTES DE CABEZALES

#### A. FUNCIONES DE UN CABEZAL DE UN POZO

Permite instalar controles impide-reventones durante la perforación.

Soporta el peso de la Sarta de Tubería de revestimiento (forros) y sella el espacio anular de los mismos.

- Soporta el peso de la Sarta de la Tubería de producción.

Resiste las presiones ejercidas durante las estimulaciones al pozo (fracturamiento, acidificación, etc).

Controla el pozo durante su vida productiva.

Facilita trabajos varios.

#### B. TIPOS DE CABEZALES-COMPONENTES

Los cabezales que se usan para instalar en pozos nuevos en el Noreste son de tres tipos, dependiendo de la profundidad, fluidos que se piensa encontrar, presiones que soportará en trabajos de estimulación, etc.

##### 1. CABEZAL BRIDADO DE TRES CUERPOS

###### NOMENCLATURA

13 3/8" x 3000 - 9 5/8" x 3000 - 5 1/2" x 5000

13 3/8" x 3000 : Sección Cabezal de Forros

9 5/8" x 3000 : Sección Cabezal Intermedio

5 1/2" x 5000 : Sección Cabezal de Tubería de Producción.

1.A SECCION CABEZAL DE FORROS (CASING HEAD)

Cabezal que va enroscado a los Forros de Superficie de 13 3/8"  $\varphi$  y del que cuelgan los forros intermedios de 9 5/8"  $\varphi$ , siendo su presión de trabajo 3000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N.1)

- A.1 Cabezal de forro de 13 3/8", conexión inferior con rosca de 13 3/8", 8 Rd; conexión superior brida de 13 5/8" x 3000 psi con dos salidas laterales de 2" para tubería de flujo.
- A.2 Tapon ciego de 2" extrapesado, rosca para tubería de flujo.
- A.3 Niple extrapesado de 2"  $\varphi$  x 6" largo con rosca para tubería de flujo.
- A.4 Válvula de compuerta de 2" x 2000 psi, extremos roscados.
- A.5 Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña de 13 5/8" x 9 5/8" y conjunto de empaquetadura.
- A.6 Empaquetadura anillo oval R-57 de acero inoxidable.
- A.7 Juego de 20 pernos de 1 3/8" x 10 1/4" con dos tuercas hexagonales c/u.

1.B SECCION CABEZAL INTERMEDIO (CASING SPOOL HEAD)

Cabezal en forma de carrete, va empernado por la parte inferior al cabezal de forros y por la parte superior al cabezal de tubería de producción.

Sella los forros intermedios de 9 5/8"  $\varphi$ , de este cuelgan los forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$ . Su presión de trabajo es 3000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N.1)

- B.1 Cabezal intermedio o de enlace de 13 5/8" x 3000 psi—11" x 3000 psi con dos salidas laterales empernados de 2 1/16" x 3000 psi.
- B.2 Una válvula de compuerta de 2 1/16" x 3000 psi, extremos bridados.
- B.3 Dos bridas compañeras de 2 1/16" x 3000 psi, roscados interiormente para tubería de flujo de 2"
- B.4 Tapon ciego de 2" doble extrapesado, rosca para tubería de flujo.
- B.5 Tapon de 2" doble extrapesado con rosca para tubería de flujo, orificio de 1/2"  $\varphi$ .
- B.6 Tres empaquetaduras anillo oval R-24 de acero inoxidable.
- B.7 Tres juegos de 8 pernos de 7/8" x 6" con dos tuercas hexagonales c/u.
- B.8 Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" y conjunto de empaquetadura.

B.9 Válvula de aguja de 1/2" x 5000 psi.

B.10 Empaquetadura anillo oval R-53 de acero inoxidable.

B.11 Juego de 16 pernos de 1 3/8" x 9 1/2", con dos tuercas hexagonales c/u.

B.12 Manómetro de 5000 psi, conexión de 1/2".

1.C SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION (TUBING SPOOL HEAD)

Cabezal en forma de carrete, va empernado por la parte inferior al cabezal intermedio y por la parte superior a la brida adaptadora de 7 1/16" x 5000 psi - 2 9/16" x 5000 psi, o tambien queda libre cuando se usa trompo. Sella los forros de producción de 5 1/2", de este cabezal cuelga la tubería de producción de 2 7/8"  $\varphi$ . Su presión de trabajo es de 5000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N. 1)

C.1 Cabezal de tubería de producción de 11" x 3000 psi - 7 1/16" x 5000 psi con dos salidas laterales empernadas de 2 1/16" x 5000 psi.

C.2 Dos válvulas de compuertas de 2 1/16" x 5000 psi extremos bridados.

C.3 Dos bridas compañeras de 2 1/16" x 5000 psi, roscada interiormente para tubería de flujo de 2"

- C.4 Tapon ciego de 2" doble extrapesado con rosca para tubería de flujo.
- C.5 Tapon de 2" doble extrapesado con rosca para tubería de flujo, con orificio roscado de 1/2"
- C.6 Cuatro empaquetaduras anillo oval R-24 de acero inoxidable.
- C.7 Cuatro juegos de 8 pernos de 7/8" x 6" con tuercas hexagonales c/u.
- C.8 Colgador de tubería de producción tipo cuña de 7 1/16" x 2 7/8" EUE con empaquetadura, componente opcional.
- C.9 Colgador de tubería de producción tipo trompo deslizante de 7 1/16" x 2 7/8" EUE con empaquetadura, componente opcional.
- C.10 Válvula de aguja de 1/2" x 10000 psi con manómetro de 5000 psi.
- C.11 Empaquetadura anillo oval R-46 acero inoxidable
- C.12 Juego de 12 pernos de 1 3/8" x 10 3/4" con dos tuercas hexagonales c/u.

## 2. CABEZAL BRIDADO DE DOS CUERPOS

### NOMENCLATURA

9 5/8" x 3000 - 5 1/2" x 5000

9 5/8" x 3000 : Sección Cabezal de Forros

5 1/2" x 5000 : Sección Cabezal de Tubería de Producción.

2.A SECCION CABEZAL DE FORROS (CASING HEAD)

Cabezal que va enroscado a los forros de superficie de 9 5/8"  $\varnothing$  del cual cuelga los forros de producción de 5 1/2"  $\varnothing$ . Siendo su presión de trabajo 3000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N.2)

A.1 Cabezal de forros de 9 5/8", conexión inferior con rosca de 9 5/8", 8 Rd; conexión superior brida de 11" x 3000 psi con dos salidas laterales de 2" para tubería de flujo.

A.2 Tapon ciego extrapesado de 2" con rosca para tubería de flujo.

A.3 Niple extrapesado de 2"  $\varnothing$  x 6" de largo con rosca para tubería de flujo.

A.4 Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" y conjunto de empaquetadura.

A.5 Empaquetadura anillo oval R-53 de acero inoxidable.

A.6 Válvula de compuerta de 2" x 2000 psi, extremos roscados.

A.7 Juego de 16 pernos de 1 3/8" x 9 1/2" con dos tuercas c/u.

2.B SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION (TUBING SPOOL HEAD)

Cabezal en forma de carrete, va empernado por la parte inferior al cabezal de forros y por la parte superior a la brida adaptadora de 7 1/16" x 3000 psi

2 9/16" x 3000 psi, o también queda libre cuando se usa trompo. Sella los forros de producción de 5 1/2" de este cabezal cuelga la tubería de producción de 2 7/8"  $\varphi$ , su presión es 5000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N.2)

Tiene los mismos componentes que sección cabezal de tubería de producción de un cabezal de tres cuerpos.

3. CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE

NOMENCLATURA

9 5/8" x 2000 - 5 1/2" x 3000

9 5/8" x 2000 : Sección cabezal de forros

5 1/2" x 3000 : Sección cabezal de tubería de  
producción

3.A SECCION CABEZAL DE FORROS (CASING HEAD)

Cabezal que va enroscado a los forros de superficie de 9 5/8"  $\varphi$  del cual cuelga los forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$ . Su presión de trabajo es 2000 psi.

COMPONENTES (VER FIGURA N.3)

A.1 Cabezal de forros de 9 5/8", conexión inferior con rosca de 9 5/8", 8 Rd; parte superior roscado exteriormente 11 3/4", 8 Rd con tapa prensa. Tiene dos salidas laterales de 2" para tubería de flujo y colgador de tubería de revestimiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" con empaquetadura.

A.2 Tapon ciego de 2" extrapesado con rosca para tubería de flujo.

A.3 Niple extrapesado de 2" x 6" de largo con rosca para tubería de flujo.

A.4 Válvula de compuerta de 2" x 2000 psi, extremos roscados.

### 3.B SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION (TUBING HEAD)

Cabezal que va enroscado a los forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$ , del cual cuelga la tubería de producción de 2 3/8"  $\varphi$ . Su presión de trabajo es 3000 psi.

#### COMPONENTES (VER FIGURA N.3)

B.1 Cabezal de forros de 5 1/2"  $\varphi$ , conexión inferior con rosca de 5 1/2", 8 Rd; parte superior brida 7 1/16" x 3000 psi, con dos salidas laterales rosca de 2" para tubería de flujo.

B.2 Colgador de tubería de producción tipo cuña de 7 1/16" x 2 7/8" E.U.E con empaques. Componente opcional.

B.3 Colgador de tubería de producción tipo trompo deslizante de 7 1/16" x 2 3/8" E.U.E con empaque. Componente opcional.

B.4 Tapon ciego de 2" doble extrapesado con rosca para tubería de flujo.

B.5 Niple doble extrapesado de 2"  $\varphi$  x 6" de largo con rosca para tubería de flujo.

B.6 Válvula de compuerta de 2" x 3000 psi, extremos roscados.

B.7 Empaquetadura anillo oval R-45 de acero inoxidable

B.8 Un juego de 12 pernos de 1 1/8" x 8" con dos tuercas c/u.

Cada componente de un cabezal debe cumplir con las especificaciones técnicas aprobadas por el API, norma 6A. Según esta norma el material del cuerpo de un cabezal será tal que no admita ninguna clase de deformación permanente del cuerpo expuesto a las presiones de ensayo hidrostático. Ver tabla N. 6 y N. 7.

Los componentes del cabezal son diseñados y construidos de tal forma que permitan la intercambiabilidad del producto con los de otros fabricantes.

## CAPITULO II

### SECUENCIA DE INSTALACION DE UN CABEZAL EN UN POZO

El cabezal de un pozo se instala por partes, desde que comienza la perforación del pozo hasta que este quede en producción.

La instalación del cabezal para mayor visualización, se puede dividir en "Instalación Principal" e "Instalación Adicional".

La Instalación Principal termina cuando se coloca el cabezal de tubos de producción, esta instalación varia según el tipo de cabezal que le corresponde al pozo que se ha perforado.

La Instalación Adicional depende del trabajo de estimulación que se efectuará al pozo y del estado del pozo en lo concerniente al tipo de producción (Fluyente, con unidad de bombeo mecánico, etc).

#### A. INSTALACION PRINCIPAL DE UN CABEZAL SEGUN EL TIPO

##### 1. TIPO BRIDADO DE TRES CUERPOS

###### SECUENCIA DE INSTALACION

1.1 Al término de la perforación con broca de 17 1/2", hasta la profundidad recomendada (aproximadamente 300'), se procede a bajar forros de superficie de 13 3/8"  $\phi$  los cuales son cementados. A estos se enrosca el cabezal de 13 3/8" x 3000 psi. Ver figura N. 4

- 1.2 Se coloca el control de reventones (BOP) encima del cabezal instalado.
- 1.3 Se continua perforando el pozo usando broca de 12 1/4", hasta la profundidad recomendada (aproximadamente 3500'); se baja forros intermedios de 9 5/8"  $\varphi$  los cuales son cementados.
- 1.4 Sentar (colocar) uñas de 13 5/8" x 9 5/8" en la cavidad del cabezal de 13 3/8" x 3000 psi, es de aqui donde colgará los forros intermedios.
- 1.5 Cortar los forros de 9 5/8" a una distancia "h" por encima de la brida del cabezal de 13 3/8" x 3000 psi. El corte debe ser uniforme.  
  
"h" depende de la marca de cabezal, por ejemplo para marca Gulfco h=4.5", para marca National h=4", para marca GRAY h=5", etc.
- 1.6 Colocar empaques primarios (platos y cauchos) de 13 3/8" x 9 5/8" encima de las uñas. Este elemento sellante aisla los forros intermedios.
- 1.7 Instalar cabezal intermedio (carrete) de 13 5/8" x 3000 - 11" x 3000 psi. Chequear que interiormente esten los empaques secundarios de 13 3/8" x 9 5/8" Ver figura N.5
- 1.8 Colocar el control de reventones (BOP) encima del cabezal intermedio.
- 1.9 Se continua perforando el pozo usando broca de 7 7/8", hasta la profundidad recomendada; se

procede a bajar forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$  los cuales son cementados.

1.10 Sentar (colocar) uñas de 11" x 5 1/2" en la cavidad del cabezal intermedio (carrete). Es de aquí donde cuelgan los forros de producción.

1.11 Cortar los forros de 5 1/2"  $\varphi$  a una distancia "H" por encima de la brida del cabezal intermedio.

"H" depende de la marca de cabezal. Por ejemplo para marca Gulfco H=4", para marca National H=4.5", etc.

A partir de este momento el equipo de perforación procede a retirarse de la locación.

1.12 Colocar empaques primarios (platos y cauchos) de 9 5/8" x 5 1/2" encima de las unas. Este elemento sellante aísla los forros de producción.

1.13 Instalar cabezal de tubería de producción (carrete) de 11" x 3000 psi - 7 1/16" x 5000 psi. Chequear que interiormente esten los empaques secundarios de 9 5/8" x 5 1/2". Ver figura N.6

## 2. TIPO BRIDADO DE DOS CUERPOS

### SECUENCIA DE INSTALACION

2.1 Al término de la perforación con broca de 12 1/4", hasta la profundidad recomendada (aproximadamente 300'), se procede a bajar forros de superficie de 9 5/8"  $\varphi$  los cuales son cementados. A estos se enrosca el cabezal de 9 5/8" x 3000 psi. Ver figura N. 7

2.2 Se coloca el control de reventones (BOP) encima del cabezal instalado.

2.3 Se continua perforando el pozo usando broca de 7 7/8", hasta la profundidad recomendada, se baja forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$  los cuales son cementados.

2.4 Sentar (colocar) uñas de 11" x 5 1/2" en la cavidad del cabezal de superficie de 9 5/8" x 3000 psi. Es de aquí donde cuelgan los forros de producción.

2.5 Cortar los forros de 5" 1/2" a una distancia de "H" por encima de la brida del cabezal de superficie.

"H" depende de la marca de cabezal, por ejemplo para marca Gulfco H=4", para marca National H=4.5", etc.

A partir de este momento el equipo de perforación procede a retirarse de la locación.

2.6 Colocar empaques primarios (platos y cauchos) de 9 5/8" x 5 1/2" encima de las unas. Este elemento sellante aísla los forros de producción.

2.7 Instalar cabezal de tubería de producción (carrete) de 11" x 3000 psi - 7 1/16" x 5000 psi. Chequear que internamente estén los empaques secundarios de 9 5/8" x 5 1/2". Ver figura N. 8

### 3. TIPO ROSCADO INDEPENDIENTE

#### SECUENCIA DE INSTALACION

3.1 Terminada la perforación con broca de 12 1/4", hasta la profundidad recomendada (aproximadamente 200'), se procede a bajar forros de 9 5/8"  $\varphi$  los cuales son cementados.

A estos se enrosca el cabezal de 9 5/8" x 2000 psi. Ver figura N.9

3.2 Se coloca el control de reventones (BOP) encima del cabezal instalado.

3.3 Se continua perforando el pozo usando la broca de 7 7/8", hasta la profundidad recomendada, se baja forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$  los cuales son cementados.

3.4 Sentar (colocar) uñas de 11" x 5 1/2" en la cavidad del cabezal forros de superficie de 9 5/8" x 2000 psi. Es de aquí donde cuelgan los forros de producción. El extremo superior de

esta sarta terminará en rosca y estará a 18" por encima del cabezal de forros de superficie.

3.5 Colocar empaques primarios (platos y cauchos) de 9 5/8" x 5 1/2" encima de las uñas y colocar (enroscar) la tapa del cabezal.

A partir de este momento el equipo de perforación procede a retirarse de la locación.

3.6 Instalar cabezal de tubería de producción de 5 1/2" x 3000 psi enroscado a los forros de producción. Ver figura N. 10

#### B. INSTALACION ADICIONAL DE UN CABEZAL

La instalación adicional se da en los siguientes casos:

##### 1. INSTALACION PARA BALEO

Sobre la instalación principal se coloca una válvula maestra llamada también "Válvula de Baleo" que puede ser de 6" x 5000 psi, 6" x 3000 psi, 4" x 5000 psi, 4" x 3000 psi. Encima de la válvula de baleo va una brida adaptadora que servirá para que la compañía "Baleadora" conecte su lubricador por donde baja la escopeta de baleo. Ver figura N. 11

La función de la válvula de baleo es controlar el pozo durante y después de la estimulación que se efectúa al pozo.

## 2. INSTALACION PARA BALEO Y FRACTURAMIENTO

Sobre la instalación principal se coloca la válvula de baleo, luego la multiple de fracturamiento con su respectiva brida adaptadora para que la compañía "Baleadora" conecte su lubricador, las salidas laterales de la multiple pueden ser dos o cuatro, estas sirven para que la compañía "Fracturadora" conecte sus líneas de alta presión por donde inyectarán el fluido fracturante y el agente de sostén, en este caso la arena de frac. Ver figura N. 12

## 3. INSTALACION PARA EVALUACION

El pozo queda en prueba después del baleo, para lo cual encima del cabezal de tubos se coloca el árbol de producción o de navidad que servirá para usar el bean apropiado si el pozo esta fluyendo o suabear si el pozo está muerto. Ver figura N. 13

## 4. INSTALACION PARA BOMBEO MECANICO

Cuando el pozo ya fue evaluado y se decide colocar unidad de bombeo mecánico, encima del cabezal de tubos, se instala una brida colgadora , un trompo lijado o un trompo con uñas, de donde colgará la tubería de producción de 2 3/8" o 2 7/8". Ver figura N. 14

## CAPITULO III

### PROCEDIMIENTO DE RECUPERACION DE CABEZALES

El procedimiento para recuperar un cabezal depende del tipo del que está instalado en el pozo, el método empleado para cualquiera de los tres tipos es mediante el corte de forros con soplete.

#### 1. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZALES BRIDADOS DE TRES CUERPOS

- 1.1 Seleccionar el pozo al cual se le recuperará el cabezal, teniendo en cuenta los topes de cemento en los forros, tipo de producción, presiones en el cabezal, trabajos pendientes a efectuar al pozo, etc. Ver figura N. 15.
- 1.2 Limpiar cantina del pozo hasta 20" por debajo del cabezal de forros (casing head) de 13 3/8"  $\varphi$
- 1.3 Efectuar prueba de gas con explosímetro para determinar la no presencia de gas en la zona donde se cortará los forros con soplete.
- 1.4 Llenar con agua los forros de superficie de 13 3/8" y los forros intermedios de 9 5/8" hasta desplazar todo el aceite existente en los espacios anulares.
- 1.5 Sacar toda la instalación de subsuelo utilizando una unidad de servicio de pozo.
- 1.6 Llenar con agua los forros de producción de 5 1/2"  $\varphi$  para aplastar el pozo.

- 1.7 De persistir presencia de gas por los forros de producción utilizando la unidad de servicio de pozos, bajar 500 pies de tubería de 2 3/8"  $\varphi$  con empaque, para que el gas desfogue al campo a través de la tubería de producción.
- 1.8 Unidad de servicios de pozos se retira de la locación.
- 1.9 Limpiar exteriormente todo el cabezal con vapor
- 1.10 Desempear el cabezal de tubos de 5 1/2" x 5000 psi del cabezal intermedio de 9 5/8" x 3000 psi y retirarlo. Ver figura N. 16
- 1.11 Desempear el cabezal intermedio de 9 5/8" x 3000 psi del cabezal de forros de 13 3/8" x 3000 psi.
- 1.12 Cortar forros de 13 3/8" x 2" por debajo del cabezal de forros, en tramos de 4" hasta completar una ventana de 16" que permite que el cabezal de 13 3/8" caiga liberando las uñas de forros de 9 5/8"  $\varphi$ . Ver figura N. 16  
  
Importante: Tener presente a que profundidad se encuentra el tope de cemento en los forros intermedios. Ver formula I.
- 1.13 El paso anterior deja una ventana de 16" entre cabezales lo cual hace posible acondicionar las uñas de 13 3/8" con sus respectivos empaques. Ver figura N. 17

1.14 Cortar forros de 9 5/8"  $\varphi$  a 2" por debajo de la brida inferior del cabezal intermedio en tramos de 3" hasta completar una ventana de 12" para conseguir que el cabezal de 9 5/8" x 3000 psi caiga lo suficiente para liberar las unas de forros de 5 1/2"  $\varphi$ . Ver figura N. 17

Importante: Tener presente a que profundidad se encuentra el tope de cemento en los forros de produccion. Ver formula I

1.15 Retirar uñas y empaques de forros de 5 1/2"  $\varphi$

1.16 Levantar y retirar el cabezal intermedio de 9 5/8" x 3000 psi

1.17 Retirar uñas y empaques de forros de 9 5/8"

1.18 Levantar y retirar cabezal de forros de 13 3/8".  
Ver figura N. 18

1.19 Teniendo los forros libres, soldar cople de 13 3/8" sobre el forro de 13 3/8"  $\varphi$

1.20 Cortar el forro de 9 5/8" hasta una altura que permita conectar (enroscar) una reducción de 13 3/8" a 9 5/8"

1.21 Con tarraja hacer hilos a forros de 5 1/2"  $\varphi$

1.22 Instalar cabezal de forros de 9 5/8" x 1000 psi, con sus respectivos empaques.

1.23 Instalar cabezal de tubos roscado de 5 1/2" x 1500 psi. Ver figura N. 19

1.24 Bajar instalación de subsuelo y dejar pozo produciendo.

2. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZAL BRIDADO DE DOS CUERPOS

- 2.1 Seleccionar el pozo del cual se recuperará el cabezal, tener en cuenta los topes de cemento en los forros, tipo producción, presiones en el cabezal del pozo, trabajos posteriores a efectuarse, etc. Ver figura N. 20
- 2.2 Limpiar cantina del pozo hasta 20" por debajo del cabezal de forros (casing head de 9 5/8")
- 2.3 Efectuar prueba de gas con explosímetro para determinar la no presencia de gas en la zona donde se cortará los forros con soplete.
- 2.4 Llenar con agua los forros de superficie de 9 5/8" hasta desplazar todo el aceite existente en el espacio anular.
- 2.5 Sacar toda la instalación de subsuelo utilizando una unidad de servicio de pozos.
- 2.6 Llenar con agua los forros de producción de 5 1/2" para aplastar el pozo.
- 2.7 De persistir presencia de gas por los forros de producción utilizando la unidad de servicio de pozos bajar 500 pies de tubería de 2 3/8"  $\phi$  con empaque para que el gas desfogue por la tubería de producción hacia el campo.

2.8 Unidad de servicio de pozos se retira de locación.

2.9 Limpiar exteriormente todo el cabezal con vapor.

2.10 Desempear el cabezal de 5 1/2" x 5000 psi del cabezal de forros de 9 5/8" x 3000 psi y retirarlo. Ver figura N. 21

2.11 Cortar forros de 9 5/8" a 2" por debajo del cabezal de forros en tramos de 3" hasta completar una ventana de 12" que permite que el cabezal de 9 5/8"  $\varphi$  caiga liberando las uñas de forros de 5 1/2". Ver figura N. 21.

Importante: Tener presente a que profundidad se encuentra el tope de cemento en los forros de producción. Ver formula I.

2.12 Retirar uñas y empaques de forros de 5 1/2".

2.13 Levantar y retirar el cabezal de forros de superficie de 9 5/8". Ver figura N. 22

2.14 Con tarraja hacer hilos a forros de 5 1/2"

2.15 Soldar protector (Anillo metalico) de 9 5/8" x 5 1/2" sobre el forro de 9 5/8"

2.16 Instalar cabezal de tubos roscado de 5 1/2" x 1500 psi. Ver figura N. 23

2.17 Bajar instalación de subsuelo y dejar pozo produciendo.

3. PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE

- 3.1 Seleccionar el pozo del cual se recuperará el cabezal, tener en cuenta los topes de cemento en los forros, tipo de producción, presiones en el cabezal del pozo, trabajos posteriores a efectuarse, etc. Ver figura N. 24
- 3.2 Limpiar la cantina del pozo hasta 16" por debajo del cabezal de forros (casing head) de 9 5/8".
- 3.3 Efectuar prueba de gas con explosímetro para determinar la no presencia de gas en la zona donde se cortará los forros con soplete.
- 3.4 Llenar con agua los forros de superficie de 9 5/8" hasta desplazar todo el aceite existente en el aspecto anular.
- 3.5 Sacar toda la instalación de subsuelo usando una unidad de servicio de pozos.
- 3.6 Llenar con agua los forros de producción de 5 1/2" para aplastar el pozo.
- 3.7 Unidad de servicio de pozos se retira de la locación
- 3.8 Limpiar con vapor exteriormente todo el cabezal
- 3.9 Desenroscar el cabezal de 5 1/2"x 3000 psi del forro de 5 1/2" y retirarlo. Ver figura N. 25

3.10 Cortar forros de 9 5/8", a 2" por debajo del cabezal de forros, en tramos de 3" hasta completar 12" que permita que el cabezal de 9 5/8" caiga liberando las uñas de forros de 5 1/2". Ver figura N. 25

Importante: Tener presente a que profundidad se encuentra el tope de cemento en los forros de producción. Ver formula I

3.11 Retirar uñas y empaques de forros de 5 1/2".

3.12 Levantar y retirar cabezal de forros de superficie de 9 5/8". Ver figura N. 26

3.13 Soldar un protector (Anillo Metálico) de 9 5/8" x 5 1/2" sobre el forro de 9 5/8"

3.14 Enroscar cabezal de 5 1/2" x 1500 psi en los forros de 5 1/2". Ver figura N. 27

3.15 Bajar instalación de subsuelo y dejar pozo produciendo.

Los tres procedimientos de recuperación de cabezales detallados cada uno paso por paso, se han aplicado en los 191 cabezales recuperados desde el año 1986 hasta el año 1990; ver estadística de recuperación de cabezales.

Los cabezales recuperados casi en su totalidad han sido instalados en pozos nuevos y en pozos de reacondicionamiento, ver estadística de instalación de cabezales recuperados y tabla N. 1

## CAPITULO IV

### EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica consiste básicamente en calcular el beneficio que se obtiene al comparar el valor del material recuperado versus el costo total para llevar a cabo la recuperación.

BENEFICIO UNITARIO = INGRESOS - EGRESOS

INGRESOS                    - VALOR DEL MATERIAL RECUPERADO

EGRESOS                    = COSTO TOTAL

COSTO TOTAL                = COSTO DE UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS + COSTO DE MANO DE OBRA + COSTO DE MATERIAL DE REEMPLAZO.

El beneficio unitario al recuperar un cabezal es variable, debido a que los ingresos y egresos varían de acuerdo al tipo de cabezal; esto se muestra en la tabla N. 2.

Los ingresos son el resultado de las sumatorias del valor de cada uno de los componentes del cabezal específico como por ejemplo, válvulas, tapones, empaquetaduras, pernos, bridas, niples, colgadores de tubería de revestimiento, etc. Ver tabla. N. 3

Los egresos son la sumatoria de los costos por uso de la unidad de servicio de pozos, mano de obra y material de reemplazo. Ver tabla N. 4

A continuación detallamos punto por punto para cada tipo de cabezal los ingresos y egresos.

1. CABEZAL BRIDADO DE TRES CUERPOS

INGRESOS (VALOR DEL MATERIAL RECUPERADO)

1.A SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de revestimiento de 13 5/8" x 3000 psi	1414.00
01	Tapon ciego extrapesado de 2" con rosca L.P.	16.60
01	Niple extrapesado de 2" x 6" con rosca L.P	9.00
01	Válvula de compuerta extremos roscados de 2" x 2000 psi	312.80
01	Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña de 13 5/8 x 9 5/8" y conjunto de empaquetadura de sello.	1085.60
01	Empaquetadura anillo oval R-57 de acero inoxidable.	108.60
20	Perno de 1 3/8" x 10 1/4"	395.60
	SUB TOTAL	\$ 3342.00

1.B SECCION CARRETEL DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Carrete de tubería de revestimiento de 13 5/8" x 3000 psi-11" x 3000 psi	3428.88

01	Válvula de compuerta de 2 1/16" x 3000 psi extremos bridados.	505.00
02	Bridas compañeras de 2 1/16" x 3000 psi roscadas interior- mente para tubería de 2" L.P	139.80
01	Tapon ciego doble extrapesado de 2" L.P.	16.00
01	Tapon doble extrapesado con rosca de 2" L.P. con orifi- cio roscado de 1/2"	20.00
03	Empaquetadura anillo oval R-24 de acero inoxidable.	55.20
24	Perno de 7/8" x 6"	121.50
01	Colgador de tubería de reves- timiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" y conjunto de empaqueta- dura de sello.	491.00
01	Válvula de aguja 1/2" x 5000 psi.	61.60
01	Empaquetadura anillo oval R-53 de acero inoxidable	86.00
16	Perno de 1 3/8" x 9 1/2"	294.00
01	Manometro de 0-5000 psi x 1/2" conexión macho.	58.90
	SUB TOTAL	\$5277.00

1.C SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de producción de 11" x 3000 psi-7 1/16" x 5000 psi	1682.70
02	Válvula de compuerta extremos bridados de 2 1/16" x 5000 psi	1483.00
02	Bridas compañeras de 2 1/16" x 5000 psi, roscadas interior - mente para tubería de 2" L.P.	139.80
01	Tapon ciego doble extrapesado con rosca de 2" L.P.	12.90
01	Tapon doble extrapesado con rosca de 2" L.P. con orificio roscado de 1/2"	16.60
04	Empaquetadura anillo oval R-24 de acero inoxidable	73.60
32	Perno de 7/8" x 6"	162.00
01	Colgador de tubería de producción de 7 1/16" x 2 7/8" E.U.E con empaquetadura.	161.00
01	Válvula de aguja de 1/2" x 10000 psi con manómetro de 0-5000 psi x 1/2" conexión macho.	212.50
01	Empaquetadura anillo oval R-46 de acero inoxidable.	57.00
12	Perno de 1 3/8" x 10 3/4"	246.00
	SUB TOTAL	\$ 4257.00

TOTAL = 3,342.00 + 5,277.00 + 4,257.00 = \$ 12,876.00

TOTAL = \$ 14,035.000 (incluyendo 9% por flete y embalaje)

EGRESOS (COSTO TOTAL)

COSTO TOTAL = Costo de unidad de servicio de pozos + costo de mano de obra + costo del material de reemplazo.

COSTO DE UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS

06 Hrs. x 90 \$ Hr = \$ 540

COSTO DE MANO DE OBRA

02 Cortador - Soldador x 08 Hrs x 05 \$/Hr = \$ 80.00

04 Operadores de Serv. de Pozos x 08 Hrs x 05 \$/Hr =  
= \$ 160.00

SUB TOTAL = \$ 240.00

COSTO DEL MATERIAL DE REEMPLAZO

01 Cople de 13 3/8" = \$ 30.00

01 Reducción de 13 3/8" x 9 5/8" = \$ 650.00

01 Cople de 9 5/8" = \$ 90.00

01 Cabezal de tubería revestimiento  
de 9 5/8" x 1000 psi = \$ 600.00

01 Cabezal de tubería de producción  
roscado de 5 1/2" x 1500 psi = \$ 480.00

SUB TOTAL = \$ 1,850.00

TOTAL = 540.00 + 240.00 + 1850 = \$ 2630.00

2. CABEZAL BRIDADOS DE DOS CUERPOS

INGRESOS (VALOR DEL MATERIAL RECUPERADO)

2.A SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de revesti- miento 11" x 3000 psi	848.20
01	Tapon ciego extrapesado de 2" x 6" con rosca L.P.	12.90
01	Niple extrapesado de 2" x 6" con rosca L.P.	9.00
01	Colgador de tubería de reves- timiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" y conjunto de empaque- tadura de sello.	491.30
01	Empaquetadura anillo oval R-53 de acero inoxidable	86.50
01	Válvula de compuerta extremos roscados de 2" x 2000 psi	312.10
16	Perno de 1 3/8" x 9 1/2"	298.00
	SUB TOTAL =	2,058.00

2.B SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de produc- ción de 11" x 3000 psi-7 1/16" x 5000 psi	1682.70

01	Colgador de tubería de producción de 7 1/16" x 2 7/8" E.U.E con empaquetadura	171.70
12	Perno de 1 3/8" x 10 3/4"	246.00
04	Empaquetadura anillo oval R-24 de acero inoxidable.	73.60
02	Bridas compañeras de 2 1/16" x 5000 psi roscadas interiormente para tubería de 2" L.P	139.80
32	Pernos de 7/8" x 6"	162.00
01	Empaquetadura anillo oval R-46 de acero inoxidable.	57.00
01	Tapon ciego doble extrapesado de 2" con rosca L.P.	12.90
01	Tapon doble extrapesado de 2" con rosca L.P. con orificio de 1/2"	16.60
01	Válvula de aguja de 1/2" x 5000 psi	61.60
01	Manómetro de 0-5000 psi x 1/2", conexión macho	58.90
02	Válvula de compuerta extremos bridados de 2 1/16" x 5000 psi	1483.00
	SUB TOTAL = \$	4166.00
TOTAL	= 2,058.00 + 4,166.00 = \$	6,224.00
TOTAL	= 6,784.00 (Incluyendo 9% por flete y embalaje).	

EGRESOS (COSTO TOTAL)

COSTO TOTAL = Costo de Unidad de Servicio de Pozos +  
Costo de Mano de Obra + Costo del Material de Reemplazo.

COSTO DE UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS

06 Hrs x 90 \$/Hr = \$ 540.00

COSTO DE MANO DE OBRA

02 cortador - soldador x 03 Hrs x 05 \$/Hr = \$ 30.00

02 operadores de serv. pozos x 03 Hrs x 05 \$/Hr = \$ 30.00

SUB TOTAL = \$ 60.00

COSTO DE MATERIAL DE REEMPLAZO

01 Protector (anillo metálico) de 9 5/8" x 5 1/2" =  
= \$ 50.00

01 cabezal de tubería de producción roscado de  
5 1/2" x 1500 psi = \$ 480.00

SUB TOTAL = \$ 530.00

TOTAL = 540.00 + 60.00 + 530.00 = \$ 1130.00

3. CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE

INGRESOS (VALOR DEL MATERIAL RECUPERADO)

3.A SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de revestimiento de 11" x 2000 psi con colgador para tubería de revestimiento tipo cuña de 11" x 5 1/2" y conjunto de empaquetadura de sello.	754.40

01	Tapon ciego extrapesado con rosca de 2" L.P	12.90
01	Niple extrapesado de 2" x 6" con rosca de L.P.	9.00
01	Válvula de compuerta extremos roscados de 2" x 2000 psi.	312.80
	SUB TOTAL = \$	1,089.00

3.B SECCION CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>VALOR (\$)</u>
01	Cabezal de tubería de produc- ción brida superior 7 1/16" x 3000 psi	657.80
01	Colgador de tubería de produc- ción de 7 1/16" x 2 3/8" E.U.E con empaques.	171.10
01	Tapon ciego doble extrapesado de 2" con rosca L.P.	12.90
01	Tapon doble extrapesado de 2" x 6" con rosca L.P	9.00
01	Válvula de compuerta extremos roscados de 2" x 3000 psi.	331.20
01	Empaquetadura anillo oval R-45 de acero inoxidable.	80.00
12	Perno de 1 1/8" x 8"	143.90
	SUB TOTAL = \$	1,406.00

TOTAL = 1,089.00 + 1,406.00 = \$ 2,495.00

TOTAL = \$ 2,720.00 (Incluyendo 9% por flete y  
embalaje)

EGRESOS (COSTO TOTAL)

COSTO TOTAL = Costo de Unidad de Servicio de Pozos +  
Costo de Mano de Obra + Costo del Material de Reemplazo.

COSTO DE UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS

06 Hrs x 90 \$/Hr = \$ 540.00

COSTO DE MANO DE OBRA

02 Cortador - Soldador x 03 Hrs x 05 \$/Hr = \$ 30.00

02 Operadores de Serv.Pozos x 03 Hrs x 05 \$/Hr = \$ 30.00

SUB TOTAL = \$ 60.00

COSTO DEL MATERIAL DE REEMPLAZO

01 Protector (anillo metálico) de  
9 5/8" x 5 1/2" = 50.00

01 Cabezal de tubería de producción  
roscado de 5 1/2" x 1500 psi = 480.00

SUB TOTAL = \$ 530.00

TOTAL = 540.00 + 60.00 + 530.00 = \$ 1130.00

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### A. CONCLUSIONES

1. La recuperación de cabezales de pozos petrolíferos constituye un procedimiento técnico seguro y rentable. Como resultado de la rentabilidad de la recuperación, la empresa Petróleos del Perú S.A ha obtenido un ahorro del orden de los 620,000 dolares, ya que estos cabezales han sido usados en la perforación de pozos nuevos.
2. La empresa no compra cabezales desde el año 1,986. De un total de 250 pozos perforados desde ese año hasta la fecha, 190 utilizó cabezales recuperados (76%) y el resto de cabezales nuevos que existían en almacenes (24%).

#### B. RECOMENDACIONES

1. Elaborar un proyecto o programa de recuperación de cabezales a mediano plazo (2 años) teniendo en cuenta que en el período 1986 - 1990 se instaló cabezales de alta presión (3000 psi y 5000 psi) a 236 pozos nuevos, de estos 33 pozos tienen cabezal bridado de tres cuerpos de 13 3/8" x 9 5/8" x 5 1/2" x 5000 psi, 63 pozos tienen cabezal bridado de dos cuerpos de 9 5/8" x 5 1/2" x 5000 psi, 140 pozos tienen cabezal roscado independiente de 9 5/8" x 5 1/2" x 3000 psi. Ver estadísticas. De los 236 cabezales aproximadamente al 75% (177 pozos) se les ha efectuado todos los

trabajos de estimulación a altas presiones y en consecuencia están en condiciones de su recuperación. La empresa Petroperú obtendría un ahorro del orden de los 715,000 dolares por concepto de esta recuperación.

2. A todo pozo que se le ha aperturado todas sus arenas de interés se debe efectuar la recuperación de su cabezal de alta presión (3000 psi y 5000 psi de presión de trabajo) cualquiera sea su estado de producción (fluyente, bombeo mecánico, suab, etc.) y teniendo en consideración que sus presiones en cabeza sean bajas. Luego reemplazar por otro cabezal de baja presión (puede ser de 500, 1000, 1500, 2000, etc.) y dejar el pozo produciendo tan igual como cuando tenía cabezal de alta presión; si el pozo es abandonado en vez de colocar un cabezal de baja presión instalar una reducción de 5 1/2" a 2" ó 4 1/2" a 2" con una válvula de 2" x 150 psi.
3. Realizar estudios de factibilidad para efectuar trabajos de recuperación en otros campos petroleros del país.
4. Llevar un control computarizado de todos los pozos perforados en el Noroeste propiedad de Petróleos del Perú del cual se puede obtener todo tipo de información relacionado con el cabezal del pozo; como por ejemplo: pozo, pool, tipo de cabezal instalado, presión de trabajo, estado del cabezal (nuevo o recuperado), marca, etc..

ANEXO "E"

GLOSARIO DE CABEZALES

GLOSARIO DE CABEZALES DE POZOS

HEAD	: Cabezo, cabezal.
CASING	: Forros, tubería de revestimiento.
CASING HEAD	: Cabezal de forros, cabezal de tubería de revestimiento.
TUBING	: Tubo, tubería de producción.
TUBING HEAD	: Cabezal de tubos, cabezal de tubería de producción.
SPOOL	: Carrete, carretel.
SPOOL HEAD	: Cabezal en forma de carrete de doble brida (superior e inferior)
TUBING SPOOL HEAD	: Cabezal de tubos en forma de carrete.
HANGER	: Colgador, trompo.
TUBING HANGER	: Colgador o trompo de tubería de producción.
CASING HANGER	: Colgador trompo de tubería de revestimiento.
CABEZAL RECUPERADO	: Rescatar un cabezal de un pozo para instalarlo en un pozo nuevo o de reacondicionamiento.

- CROSSOVER SPOOL : Carretel de enlace que tiene las bridas superior e inferior de diferente tamaño y presión.
- RING CROSSOVER : Anillo que sella dos bridas de diferente especificación.
- CABEZAL BRIDADO TRES CUERPOS: Cabezal que consta de tres componentes (cabezal de forros, cabezal intermedio y cabezal de tubos), los cuales están unidos o conectados entre sí a través de pernos y anillos en sus respectivas bridas.
- CABEZAL BRIDADO DOS CUERPOS : Igual que el anterior con la diferencia que no usa cabezal intermedio.
- CABEZAL ROSCADO INDEPENDIENTE:El cabezal de forros y de tubos son independientes, el primero enrosca al forro de superficie y el segundo al forro de producción.
- RING JOINT : Junta de anillo metálico.

- CONTROL DE FLUJO : Consta de tee flujo, válvula de control lateral y cuna de bean.
- CHOKES POSITIVO : Cuna de bean, donde va instalado el estrangulador para el control de flujos de producción.
- BRIDA COLGADORA : Brida adaptadora de donde cuelgan los tubos de producción.
- TROMPO DE ROSCA INTERIOR : La tubería de producción cuelga del trompo, roscada de la parte inferior de este.
- TROMPO LIJADO : La tubería de producción cuelga del trompo sostenida del cuerpo del tubo cercana al UPSET.
- TROMPO CON UÑAS : La tubería de producción cuelga del trompo agarrada por las uñas de cualquier parte del cuerpo del tubo.
- EMPAQUES PRIMARIOS : Sellan el espacio anular de los forros, van instalados conjuntamente con las uñas en el cabezal.

- EMPAQUES SECUNDARIOS : Sellos de refuerzo, se utiliza en los cabezos bridados en forma de carrete.
- PRESION DE TRABAJO : Presión que puede soportar los extremos y conexiones de salida lateral de un cabezal.
- PRESION DE ENSAYO : Presión de prueba del casco. Siempre es mayor que la presión de trabajo. Ver tabla N° 7.
- MULTIPLE DE FRACTURAMIENTO : Araña de frac, o cabeza de fracturamiento, a esta se conectan las líneas de las bombas de fracturamiento.
- VALVULA DE BALEO : Válvula de control que se usa durante y después de un baleo y/o fracturamiento; también se usa cuando se corren registros eléctricos en el pozo.

BIBLIOGRAFIA

- CABEZALES DANCO, "Cabezales de pozos roscados independientes, cabezales de pozos bridados; Argentina 1986.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-DIVISION DE PRODUCCION, "Specification for wellhead equipment", Dallas, Texas 1975.
- W-K-M Division Joy Manufacturing Company "Wellhead equipment"; Houston, Texas 1986.
- COMPOSITE CATALOG "Oil field equipment and service".
- GULFCO INDUSTRIES INC. "Wellhead and valve catalog", Houston, Texas 1985.
- CAMERON IRON WORKS , INC., "Ball valve", Houston, Texas 1986.
- COOPER INDUSTRIES DEMCO, "Engineering and specifications the valve"; Oklahoma City 1985.