

24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN LA
TERMINACION Y REPARACION
DE POZOS PETROLEROS"

292653

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
PEDRO VICENTE MURILLO MARTINEZ

DIRECTOR DE TESIS: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO.

MEXICO, D. F.

JUNIO, 2001.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1519

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
SECRETARÍA DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS

SR. PEDRO VICENTE MURILLO MARTINEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS
PETROLEROS**

- I INTRODUCCION**
- II PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS**
- III EQUIPO Y ACCESORIOS PARA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS**
- IV SISTEMA PREVENTIVO DE REVENTONES**
- V FLUIDOS DE CONTROL**
- VI CONTROL DE BROTES**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 21 de noviembre de 2000

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

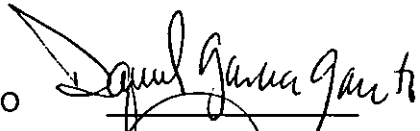
FACULTAD DE INGENIERIA

**TESIS:
"PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN LA TERMINACION
Y REPARACION DE POZOS PETROLEROS"**

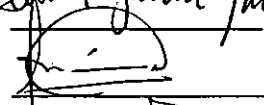
ALUMNO: PEDRO VICENTE MURILLO MARTINEZ
NUMERO DE CUENTA: 8108332-4
DIRECTOR DE TESIS: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

JURADO:

PRESIDENTE: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO



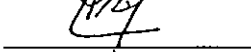
VOCAL: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO



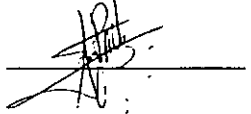
SECRETARIO: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ



1er. SUPLENTE: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL



2do. SUPLENTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PEREZ



CREO EN DIOS...
TE AGRADEZCO SEÑOR
INFINITAMENTE; POR
PERMITIRME VIVIR Y
DARME TUS BENDICIONES
HASTA EL DÍA DE HOY.

MAMÁ:

POR TU AMOR,
PACIENCIA, ESPERANZA,
LOS VALORES QUE ME HAZ
ENSEÑADO Y POR LO QUE
HICISTE DE MÍ; GRACIAS.

PADRE:

TU ME HAZ DADO: EJEMPLO DE
NOBLEZA, PERSEVERANCIA,
ANHELO; POR LO QUE
CONSTRUISTE EN MÍ, GRACIAS.

A MIS HERMANOS:

GUADALUPE, GLORIA, SILVIA, ALICIA, CLARA, TERESA Y GUILLERMO.
CON USTEDES SIEMPRE PRESENTES, A LO LARGO DE NUESTRA VIDA,
Y QUE ME HAN DADO MÁS DE LO QUE YO ME DEBA MERECEER. POR
TODO ESO Y MÁS; GRACIAS.

ANDRÉS:

HERMANO SIEMPRE
VIVIRÁS EN MÍ. ✕

A MI ESPOSA:

GRACIELA; ME DAS LO MEJOR DE TI,
A CADA MOMENTO DE NUESTRA UNIÓN.
EN LO BUENO Y EN LO ADVERSO.
POR TU COMPRENSIÓN, TU CARÍÑO,
AMOR Y POR LOS HIJOS MÁS LINDOS
QUE ME HAZ DADO; **GRACIAS.**

A MI HIJA :

DALIA LIZETH; ERES PARTE
DE MIS ILUSIONES. QUIEN
HA CAMBIADO MI VIDA, CON
TU PRESENCIA Y AMOR.
MI PRECIOSA, TE AMO.

A MI HIJO:

PEDRO ANGEL; POR ESOS
AGRABLES MOMENTOS
QUE COMPARTIMOS TU Y YO,
EN LOS QUE ME DICES QUE
ME QUIERES, ME DEMUESTRAS
TU ALEGRÍA Y TERNURA. NUNCA
PIERDAS ESO. **BOMBÓN TE AMO.**

PARA TODA MI FAMILIA:

PRESENTES Y LOS QUE SE HAN ADELANTADO EN EL VIAJE; QUE HAN
CONTRIBUIDO EN TODOS LOS ASPECTOS DE MI VIDA PARA FORJAR Y CULMINAR
ÉSTA META; **GRACIAS.**

ESPECIAL AGRADECIMIENTO

PARA LA INGENIERO:

NORMA ARACELI GARCÍA MUÑOZ; POR SU DIRECCIÓN, CONSEJOS Y AYUDA DESINTERESADA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO; **GRACIAS.**

PARA EL INGENIERO:

DAVID G. ACOSTA ARIAS; POR SU AYUDA INCONDICIONAL, POR QUE FUÉ Y SERÁ UNA LUZ EN MI CAMINO. ME APOYÓ CUANDO MÁS LO NECESITABA; **GRACIAS.**

PARA LA UOPMP AGUA DULCE:

EN ESPECIAL PARA MIS COMPAÑEROS DEL DEPARTAMENTO DE DISEÑO DE PERFORACIÓN; POR SUS CONSEJOS Y ORIENTACIÓN EN MI TRABAJO. Y PARA LA CULMINACIÓN DE ÉSTA TESIS; **GRACIAS.**

PARA MIS PROFESORES, COMPAÑEROS Y AMIGOS:

QUIENES DE ALGUNA MANERA CONTRIBUYERON EN MI FORMACIÓN, POR LOS BUENOS MOMENTOS SOBRE TODO; **GRACIAS.**

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA:

POR LO QUE ME ENSEÑÓ, POR PERMITIRME CONVIVIR DENTRO DE ELLA Y CON TODAS LAS PERSONALIDADES QUE LA CONFORMAN.

ETERNAMENTE GRACIAS.

CONTENIDO

PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN LA TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

	PÁG.
INTRODUCCIÓN.	1
 CAPÍTULO I 	
I. Procedimientos Operativos.	3
1.1 Terminación de Pozos.	3
1.1.1 Tipos de Terminaciones.	3
1.2 Reparación de Pozos.	10
1.2.1 Clasificación de Reparaciones.	11
1.3 Procedimientos Operativos.	17
1.3.1 Procedimientos Operativos Para Todo Tipo de Intervención.	18
1.3.2 Programación del Desarrollo de Intervenciones.	19
1.3.3 Procedimientos Para Terminaciones Exploratorias y de Desarrollo.	19
1.3.4 Procedimientos Para Reparaciones Mayores y Reparaciones Menores.	22
1.3.5 Procedimientos Operativos Para Taponamientos.	24
 CAPÍTULO II 	
II. Equipos Y Accesorios Para Reparación y Terminación de Pozos.	26
2.1 Árboles de Válvulas.	26
2.2 Tuberías de Revestimiento.	29
2.2.1 Tipos y Especificaciones de Tuberías de Revestimiento.	29
2.2.2 Pruebas de Presión a Tuberías de Revestimiento.	31
2.2.3 Reparación a Tuberías de Revestimiento Dañadas.	32
2.3 Cabezales Tipos y Usos.	32
2.3.1 Cabezales de Tuberías de Revestimiento.	32
2.3.2 Cabezales de Tuberías de Producción.	33
2.3.3 Pruebas a Cabezales.	35
2.3.4 Recuperación de Cabezales.	36
2.3.5 Taponamientos.	37
2.4 Accesorios del Aparejo de Producción.	38
2.4.1 Aparejos de Producción.	38
 CAPÍTULO III 	
III. Sistema Preventivo de Reventones.	46
3.1 Preventores.	46
3.1.1 Selección del Conjunto de Preventores.	47
3.1.2 Descripción General de los Preventores.	48
3.1.3 Tipos de Arietes.	51
3.1.4 Líneas de Matar y Estrangular.	54
3.1.5 Arreglo de Preventores.	55
3.1.6 Inspección Física y Prueba del Conjunto de Preventores.	56
3.1.7 Pruebas de Operación.	57
3.1.8 Recomendaciones de Operación.	58

3.2	Unidad Para Operar Preventores.	59
3.2.1	Bomba Reciprocante de Acción Simple.	63
3.2.2	Equipos de Control.	64
3.2.3	Inspección y Prueba de la Unidad Para Operar los Preventores.	65
3.3	Múltiple del Tubo Vertical; Inspección y Prueba.	68
3.4	Múltiple de Estrangulación, Inspección, Prueba y Mantenimiento.	71
3.4.1	Para Alto Gasto y Alta Presión.	71
3.4.2	Para Mediana y Baja Presión.	73
3.4.3	Cuidados Para el Transporte y Uso de los Múltiples de Estrangulación.	75
3.5	Accesorios de Control.	75
3.6	Válvulas de la Flecha y Seguridad.	77
3.7	Válvulas de Seguridad Para Tuberías.	81

CAPÍTULO IV

VI. Fluidos de Control.	84	
4.1	Función de los Fluidos de Control.	84
4.2	Propiedades de los Fluidos.	89
4.3	Relación entre Funciones y Propiedades.	92
4.3.1	Relación de la Densidad con la Función de Mantener Controlada la Presión de Formación y Minimizar el Daño a la Misma.	92
4.3.2	Relación entre la Densidad y el Peso de la Sarta.	99
4.3.3	Relación entre Viscosidad y Acarreo de Recortes.	100
4.3.4	Relación entre Gelatinosidad y Suspensión de Recortes.	100
4.4	Tipos de Fluidos de Control en la Reparación y Terminación de Pozos.	100
4.4.1	Suspensión.	101
4.4.2	Fluidos Base Agua.	102
4.4.3	Fluidos Base Aceite.	110

CAPÍTULO V

V. Control de Brotes.	112	
5.1	Causas que Originan un Brote.	112
5.2	Condiciones que Impiden Detectar un Brote a Tiempo.	114
5.3	Tipos de Brotes.	114
5.4	Métodos y Técnicas de Control.	115
5.4.1	Bombeo o Circulación de Fluidos.	115
5.4.2	Precipitación de Sólidos.	119
5.4.3	Mecánicas Combinados.	119
5.5	Equipo Para Detección de Brotes.	120
5.5.1	Equipo.	120
5.5.2	Señales.	121
5.6	Procedimientos de Cierre.	121
5.6.1	Procedimientos de Cierre al estar Circulando con la Flecha y Preventor Estérico Anular Instalado (Arreglo No. 1).	122
5.6.2	Procedimiento de Cierre al estar Sacando (Arreglo No. 1).	123
5.6.3	Procedimiento de Cierre al estar Circulando con Preventor Estérico Anular Instalado (Arreglo No. 2).	123
5.6.4	Procedimientos de Cierre al Efectuar un Viaje con Tubería y Preventor Estérico Anular Instalado (Arreglo No. 2).	123
5.6.5	Procedimientos de Cierre al Efectuar un Viaje con Tubería sin Preventor Estérico Anular Instalado (Arreglo No. 3).	124
5.6.6	Cuidados Después del Cierre.	124
5.6.7	Datos Para Restituir el Control.	125

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES.	129
NOMENCLATURA.	131
BIBLIOGRAFÍA.	132

Lista de Tablas y Figuras	Pág.
1.1 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto y Tubería de Producción Franca	5
1.2 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto Con TP, Empacador y Accesorios	6
1.3 Terminación Sencilla en Agujero Ademado con Tubería Franca	7
1.4 Terminación Sencilla en Agujero Ademado con TP, Empacador y Accesorios	8
1.5 Terminación Sencilla Selectiva con TP; Dos Empacadores y Accesorios	9
1.6 Terminación Doble con Dos TP y Dos Empacadores	10
1.7 Invasión de Agua	12
1.8 Daño a la Formación Productora	12
1.9 Cementaciones Primarias Defectuosas	13
1.10 Desprendimiento y/o Roturas en las Tuberías de Revestimiento	14
1.11 Acumulaciones de Arena Frente a los Intervalos Abiertos	15
1.12 Empacadores y TP Dañadas o Comunicadas	16
2.1 Árbol de Válvulas para Terminación Sencilla	27
2.2 Tipos de Tuberías de Revestimiento	30
2.3 Cabezal para Tubería de Revestimiento	33
2.4 Colgador de la Tubería de Producción	34
2.5 Cabezal para Tubería de Producción	35
2.6 Válvulas de Circulación y Niple de Asiento	40
2.7 Empacadores de Producción	42
3.1 Preventor de Arietes Doble	48
3.2 Preventor de Arietes Sencillo	49
3.3 Preventor esférico Anular	50
3.4 Arietes Anulares	52
3.5 Arietes de Corte	53
3.6 Arreglo Convencional de Preventores	56
3.7 Unidad Koomey para Operar Preventores	61
3.8 Bomba recíprocante de Acción Simple	63
3.9 Consola de Control Remoto	64
3.10 Múltiple del Tubo Vertical	69
3.11 Múltiple de Válvulas para Mediana y Baja Presión	71
3.12 Múltiple de Estrangulación del Control Secundario para Alto Gasto y Alta Presión	73
3.13 Múltiple de Estrangulación de Control Secundario para mediana y Baja Presión	74
3.14 Válvula de Seguridad Inferior de la Flecha	79
3.15 Válvula de Contrapresión	83
4.1 Control de la Presión de Formación	84
4.2 Daño a la Formación	85
4.3 Acarreo de Recortes a la Superficie	86
4.4 Suspensión de Recortes al Detener la Circulación	87
4.5 Enfriamiento y Lubricación de la Sarta de Trabajo	88
4.6 Presión	92
4.7 Presión Hidrostática	93
4.8 Presiones de Formación con Relación a las costas del Golfo de México.	95
4.9 Presión Total de Formación	96
4.10 Comportamiento de las Presiones en un Yacimiento	97

4.11	Efecto de la Temperatura Sobre la Densidad de Salmueras de NaCl	106
4.12	Efecto de la Temperatura Sobre la Densidad de las Salmueras de CaCl ₂	107
5.1	Arreglo 1	126
5.2	Arreglo 2	127
5.3	Arreglo 3	128

TABLAS

3.1	Área de Operación de Pistones	53
4.4	Efectos de Flotación	99
4.5	Tipos de Fluidos de Control	101

INTRODUCCIÓN.

La Industria Petrolera ocupa un lugar muy importante dentro de la economía nacional y mundial. En consecuencia se ha convertido en la base de económica de México debido al volumen de hidrocarburos con que cuenta nuestro país.

Es por esta razón que se le ha dado mucha importancia a la exploración, perforación y extracción de hidrocarburos. En la exploración de hidrocarburos en alguna área específica de terreno, se hacen ciertos estudios ingenieriles que den como resultado las condiciones propicias para la acumulación de petróleo. Se procede a perforar y terminar el primer pozo (exploratorio). Cuando éste resulta productor, se procede a desarrollar el área explorada como campo petrolero.

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería, la cual permite la comunicación de la superficie con la formación productora; el conducto se realiza por medio de un equipo de perforación rotatoria. El Ingeniero Petrolero debe de tomar en cuenta las características y especificaciones de las herramientas, la capacidad del equipo, así como de los accesorios que se van a usar y el comportamiento de los yacimientos. Tomando en cuenta fluido o lodo de perforación, para control de la presión del yacimiento de cierta densidad y características reológicas. Posteriormente se introducen y cementan tuberías de revestimiento de diversos diámetros, e instalan gradualmente secciones de árbol de válvulas debidamente probadas con el fin de explotar en forma óptima y segura los yacimientos petroleros.

Uno de los objetivos de este trabajo; es mencionar la parte operativa, que puede ser de gran importancia por los resultados que se obtienen al restituir o mejorar la producción de un pozo, y va dirigida especialmente a las acciones más importantes (Procedimientos para intervenir los pozos) que se realizan día con día en los equipos; además de los sistemas de Control de Brotes; ya que estos representan la seguridad íntegra del personal y equipo involucrados.

Por otra parte, ésta tesis es la recopilación de información técnica y tiene como fin; contar con programas operativos, que nos permitan conocer de manera simplificada los principales procedimientos operativos, que se realizan durante las intervenciones de terminación y reparación de pozos petroleros

Dentro del programa de intervención, uno de los pasos fundamentales a seguir es el control del pozo, ya que un pequeño error o descuido durante las operaciones de reparación, puede originar graves problemas que van desde la manifestación de un brote, hasta la pérdida del control del pozo.

Se realizará una síntesis de intervenciones que se hacen con equipos convencionales; para posteriormente estudiar el estado mecánico de los pozos en su aspecto subsuperficial (ademes y accesorios), así como el superficial (árboles de válvulas y cabezal); también se hará mención de las operaciones más comunes que se efectúan para corregir los problemas que aparecen con mayor frecuencia. Se mencionarán los sistemas de control primario así como los de control secundario, con los que se cuenta en la actualidad y finalmente se explicaran brevemente los procedimientos de control más usuales. El capítulo 1, llamado "Procedimientos Operativos"; consiste básicamente en definir los tipos de intervenciones que se realizan en los pozos productores de hidrocarburos; así como los diferentes factores que intervienen para definir la clase de intervención.

Cuando un pozo se va a intervenir, se planea y se elabora el programa operativo para su intervención, así mismo también los requerimientos y necesidades: equipo, accesorios (mencionados en el capítulo 2), herramientas y materiales; que son la parte fundamental de las operaciones; especialmente los de control.

Cuando un pozo se interviene para su Terminación y Reparación, éste se debe controlar, ya sea en su fase primaria, que es por medio de un fluido de control (capítulo 4) adecuado. Si no se logra, recurrimos a un control secundario, que es un sistema preventivo (capítulo 3), para controlar posibles brotes o descontrol del pozo intervenido (capítulo 5).

CAPÍTULO I

PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS.

Entendemos como Procedimientos operativos a la planeación y diseño de las intervenciones que se realizan en el pozo según las necesidades del mismo.

1.1 Terminación de Pozos

Los trabajos de terminación en un pozo petrolero, es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar en forma controlada y segura la formación productora con la superficie. Cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la seguridad del pozo. Estas actividades comienzan a partir de que queda cementada la última tubería de revestimiento, hasta el momento en que su producción está debidamente aforada y fluyendo a la batería o bien si los hidrocarburos no son económicamente explotables, el pozo quedará taponado.

1.1.1 Tipos de Terminaciones

De acuerdo al objetivo con que fue perforado el pozo, las terminaciones se clasifican en:

Terminación de un Pozo Exploratorio

Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura posiblemente productora de hidrocarburos.

Terminación en un Pozo de Desarrollo

Se le llama así al acondicionamiento de los pozos perforados a diferentes profundidades, para desarrollar la explotación de una nueva estructura o en otras ya probadas productoras de hidrocarburos.

Las terminaciones de desarrollo al igual que para pozos exploratorios incluyen una serie de actividades que consisten principalmente en:

- Asegurar el control del pozo.
- Inspeccionar y corregir las condiciones de las tuberías de revestimiento en caso de cualquier falla.
- Introducir el aparejo de producción o inyección según sea el caso.
- Verificar la instalación y prueba de los equipos superficiales de control del pozo.

- Disparar los intervalos a probar, para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, incluyendo estimulaciones e inducciones según se requiera el caso.

Un pozo puede terminarse de las siguientes formas:

Terminaciones en Agujero Descubierto.

Anteriormente, los pozos se terminaban en intervalo de agujero descubierto sin tubería de revestimiento; en la actualidad esa práctica se ha abandonado, sólo efectuándose en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande; estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación (T.R.) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación.

A. Terminación Sencilla en Agujero Descubierto y Tubería de Producción Franca.

Este tipo de terminaciones se puede realizar cuando la producción de fluidos sea de 100 % de aceite, y el contacto agua/aceite o gas/aceite no se encuentre cerca del intervalo productor, además la formación no debe ser deleznable.

La Figura 1.1. Muestra la terminación sencilla en agujero descubierto y tubería de producción franca.

Las ventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Es una terminación rápida y más económica en comparación con otras.
2. El tiempo de operación es mínimo comparado con otros tipos de terminación.
3. Se pueden obtener altos gastos de producción, ya que se puede producir por T.P. y E.A.
4. Es favorable para aceites viscosos.
5. Al colocar la T.R. hasta la parte superior de la formación productora se minimiza el daño.
6. No se tienen gastos por conceptos de disparos.
7. La interpretación de registros es más confiable.
8. Fácil instalación de T.R. corta (disparada o con cedazo).

Las desventajas son las siguientes:

1. Dificultades para el control excesivo de producciones de agua o gas.
2. La T.R. de explotación esta en contacto con los fluidos producidos y tiene el riesgo de ser dañada por las sustancias corrosivas, reduciendo la vida del pozo.
3. Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R., por lo cual siempre está fatigada.
4. No se podrán efectuar fracturamientos o estimulaciones cuando las presiones de inyección sean mayores que las presiones internas que resiste la T.R.
5. El agujero puede requerir limpiezas frecuentes.

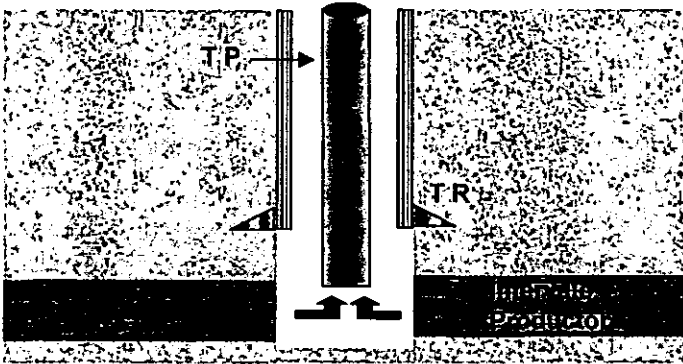


Figura 1.1 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto y Tubería de Producción Franca.

B. Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con T.P., Empacador y Accesorios.

Estas terminaciones se pueden realizar con empacador recuperable o permanente, dependiendo de la profundidad a la que se va a instalar, así como las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien para las operaciones subsecuentes que se deban efectuar después de la terminación. Este tipo de instalaciones generalmente lleva una válvula de circulación y un niple de asiento.

La Figura 1.2. Muestra la Terminación de un pozo con agujero descubierto con T.P., empacador y accesorios.

Las ventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Las presiones del yacimiento y la presencia de los fluidos corrosivos no afectan a la T.R.
2. Pueden alcanzarse mayores presiones de tratamiento al efectuarse estimulaciones fracturamientos.
3. En caso de requerir un mayor gasto se puede abrir la válvula de circulación para producir por T.P. y E.A. simultáneamente.

Las desventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Los tiempos de operación son mayores debido al mayor número de viajes que se hacen con las herramientas.
2. Mayor costo en la terminación, por el mayor número de accesorios que lleva el aparejo.
3. Al producir aceites viscosos es más difícil su explotación.
4. Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

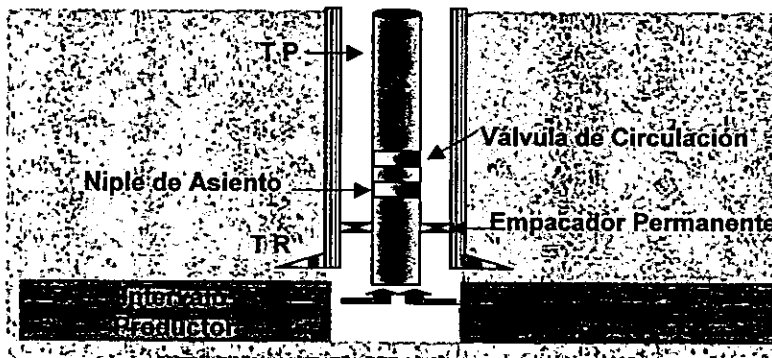


Figura 1.2 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con T.P., Empacador y Accesorios.

Terminaciones con Tubería Perforada.

Actualmente, es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varios al mismo tiempo en terminaciones múltiples.

A. Terminación Sencilla en Agujero Ademado con Tubería Franca.

Esta terminación es similar a la terminación sencilla con T.P. franca en agujero descubierto, solo que aquí se tiene que disparar la T.R. para poner en contacto el yacimiento con el interior del pozo. Las ventajas son las mismas, excepto que en ésta se acentúa el daño por los efectos de los disparos, lo que es un paso más en el desarrollo de la terminación. Las desventajas son las mismas.

La Figura 1.3. Muestra una terminación sencilla en agujero ademado con T.P. franca.

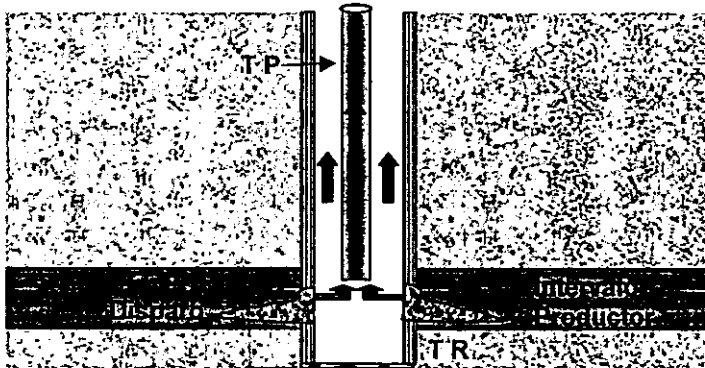


Figura 1.3 Terminación Sencilla en Agujero Ademado con Tubería Franca.

B. Terminación Sencilla en Agujero Ademado Con T.P., Empacador y Accesorios.

Se puede efectuar con empacador recuperable o permanente, además del yacimiento puede tener contacto agua/aceite, ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo a explotar. Las ventajas, desventajas y limitaciones son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto, T.P., empacador y accesorios.

La Figura 1.4. Muestra la Terminación sencilla en agujero ademado con T. P., empacador y accesorios.

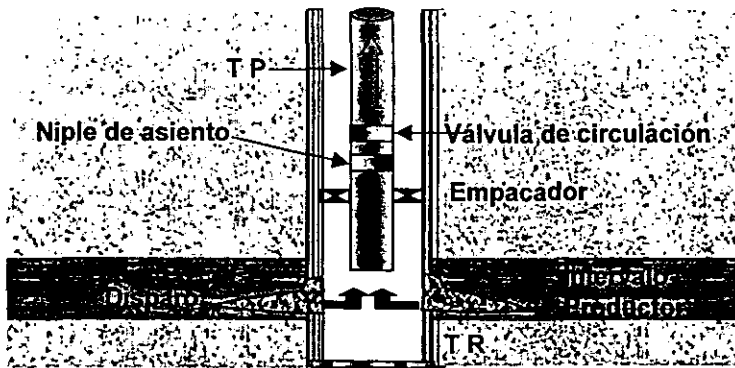


Figura 1.4 Terminación Sencilla en Agujero Adomado con T.P., Empacador y Accesorios.

C. Terminación Sencilla Selectiva con T.P., dos Empacadores y Accesorios.

Se puede efectuar cuando se tiene más de un intervalo productor aislado, por la T.R. cementada. Es recomendable para pozos de difícil acceso, así como en pozos marinos.

La Figura 1.5. Muestra la terminación sencilla selectiva con T.P., dos empacadores y accesorios.

La ventaja de este tipo de terminación es la siguiente:

1. Se pueden explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente, utilizando para esta operación, herramienta operada con línea de acero.

Las desventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Los tiempos de operación y los costos son mayores, debido al uso de las diferentes herramientas que tienen que bajarse antes de introducir el aparejo.
2. Las perforaciones de los intervalos por explotar que se hacen en el pozo, cuando se encuentra lleno de lodo y con conexiones provisionales; generan daño a la formación.

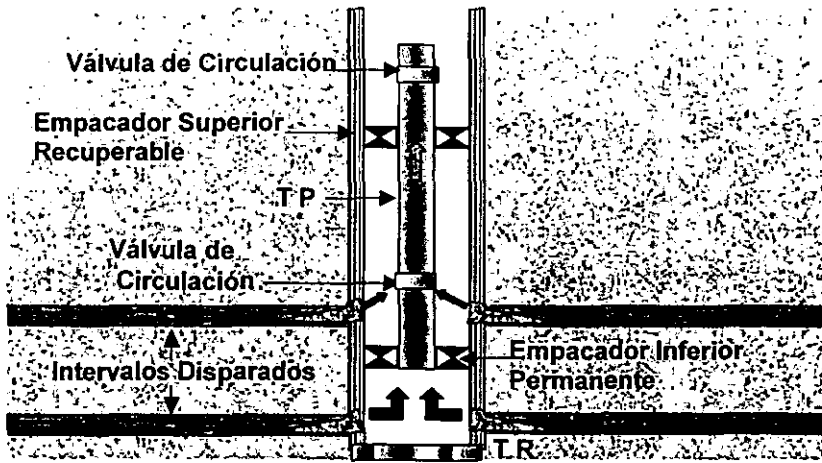


Figura 1.5 Terminación Sencilla Selectiva con T.P., Dos Empacadores y Accesorios.

D. Terminación Doble con Dos T.P. y dos Empacadores.

Es recomendable cuando se tienen dos yacimientos con características diferentes, y se desea explotar los dos al mismo tiempo.

Las ventajas de este tipo de terminaciones son:

1. Se puede explotar dos yacimientos simultáneamente en forma independiente, sin importar el tipo de fluidos que se estén produciendo, ni la presión respectiva de cada yacimiento.
2. En caso de que se produzcan fluidos indeseables, se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

Las desventajas:

1. Presenta mayores problemas al inducir el pozo, debido al daño que se genera al efectuar los disparos.
2. Su aplicación debe ser objeto de un análisis adecuado, debido a lo complicado que es su operación.

La Figura 1.6 muestra la terminación doble con dos T.P. y dos Empacadores.

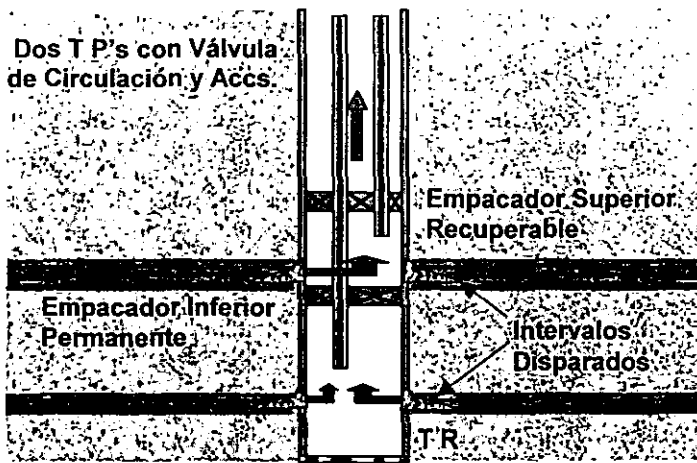


Figura 1.6 Terminación Doble con Dos T.P. y Dos Empacadores.

E. Terminación Múltiple.

Es la operación de una terminación más compleja, sin embargo se recomienda cuando se tienen dos yacimientos que se deben explotar en forma individual. Una ventaja importante en este tipo de terminaciones, es que se puede abandonar temporalmente algún intervalo por alta relación gas/aceite, alta relación agua/aceite, sin que el pozo deje de producir. En las reparaciones se requiere alta experiencia de campo.

1.2 Reparación de Pozos.

Una vez que se ha terminado un pozo, es necesario llevar un registro de su comportamiento durante su vida productiva, con el objeto de comprobar que el pozo esta cumpliendo adecuadamente su función productora, y en caso contrario efectuar una intervención o reparación.

Técnicamente un pozo se repara cuando algún tipo de prueba de producción revela que el pozo no esta cumpliendo con su cometido, ya sea por la declinación natural de la producción o por algún problema mecánico del mismo pozo.

Se entiende por Reparación de un pozo, todas aquellas intervenciones efectuadas a éste durante su vida productiva, con el objeto de restablecer y obtener en óptimas condiciones la producción del pozo.

1.2.1 Clasificación de Reparaciones.

De acuerdo al tipo de intervenciones que se le realizan al pozo o al yacimiento, éstas se clasifican en: Reparaciones Mayores y Reparaciones Menores.

Reparación Mayor.

Es el conjunto de actividades operativas a desarrollar, con el fin de mantener el pozo en constante producción mediante la alteración de las condiciones petrofísicas de los yacimientos productores, o por medio del aislamiento de un intervalo explotado y la apertura de uno o más intervalos.

Se realiza en los pozos productores cuando el intervalo explotado se ha agotado, cuando se presentan altos porcentajes de agua producidos, cuando la permeabilidad de la formación es muy pequeña o se encuentra severamente dañada, siendo imposible o incosteable su remoción, o cuando se presentan problemas en la tubería de revestimiento, tales como una mala cementación, canalizaciones, comunicación del yacimiento con acuíferos vecinos.

El pozo se interviene generalmente para hacer un cambio de intervalo productor mediante la apertura de uno o más intervalos productores, y el aislamiento de uno o más que se encuentren agotados o invadidos por agua o gas; para efectuar algún fracturamiento o acidificación a la matriz, con el fin de que los fluidos del yacimiento tengan una comunicación menos restringida entre la formación y el fondo del pozo; o para efectuar alguna cementación forzada o fallas en la tubería de revestimiento.

Ejemplos de Reparaciones Mayores más comunes:

A. Invasión de Agua.

Es un problema normal en yacimientos de hidrocarburos con empuje hidráulico y que por la explotación de los mismos incrementa el porcentaje de agua haciéndose incosteable sus operaciones. Como lo muestra la Figura 1.7.

La Reparación o corrección se hace efectuando el aislamiento de agua salada por medio de cementaciones a presión (forzadas) y redisparando el intervalo.

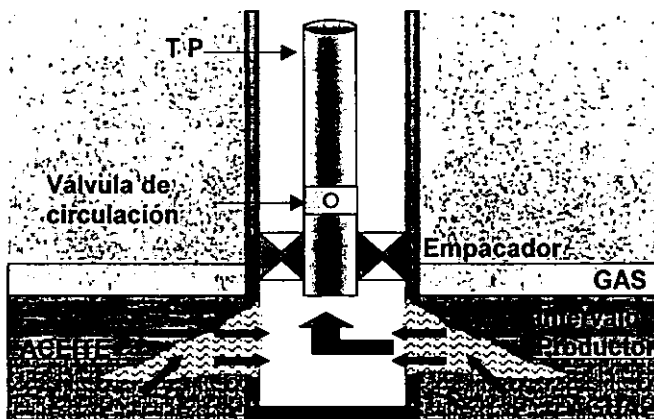


Figura 1.7 Invasión de Agua.

B. Daño a la Formación Productora.

Durante la Terminación o Reparación de pozos se utilizan distintos fluidos de control, para equilibrar la presión de formación, causando en mayor o menor grado, una alteración en las propiedades petrofísicas de la zona productora o vecindad del pozo. Esta alteración se traduce como un daño a la formación, la cual se clasificara como daño somero o severo. La figura 1.8 muestra este problema.

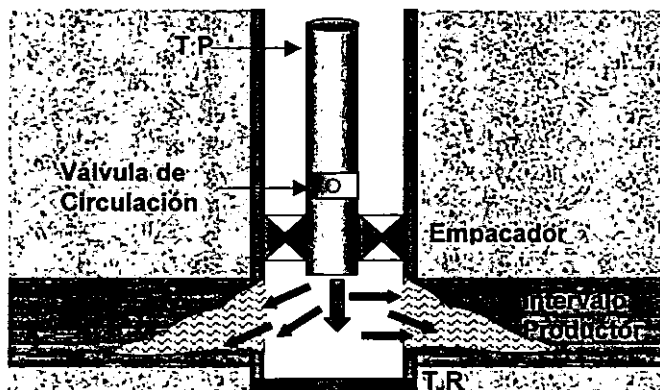


Figura 1.8 Daño a la Formación Productora.

Entre las causas que originan estos daños se encuentran:

1. Invasión de partículas sólidas, provenientes de los fluidos de control.
2. Hinchamiento de arcillas al ser desestabilizadas por el agua de filtrado del fluido.
3. Bloques del agua o emulsión por el filtrado del fluido. Estos daños restringen la productividad o inyección en el pozo, Esto es eliminado mediante una estimulación y/o fracturamientos en intervalos abiertos o nuevos por explotar, para mejorar su productividad.

C. Agotamiento y baja Recuperación del Intervalo.

La explotación continua de un yacimiento trae como consecuencia cambios en las condiciones naturales del yacimiento, ocasionando problemas en las operaciones de los pozos, una de ellas es el abatimiento de presión a medida que se explota, por lo que su energía propia disminuirá, siendo insuficiente para que los pozos fluyan por sí mismos. En estos casos la reparación se hace aislando el intervalo en producción por baja recuperación y la apertura de nuevos intervalos.

D. Cementaciones Primarias Defectuosas.

Estos problemas pueden causar comunicación en las zonas productoras con otras zonas no deseables; debido a la canalización del cemento, propiciando la falta de control de los hidrocarburos producidos con la presencia de fluidos no deseados. Como es mostrado en la figura 1.9.

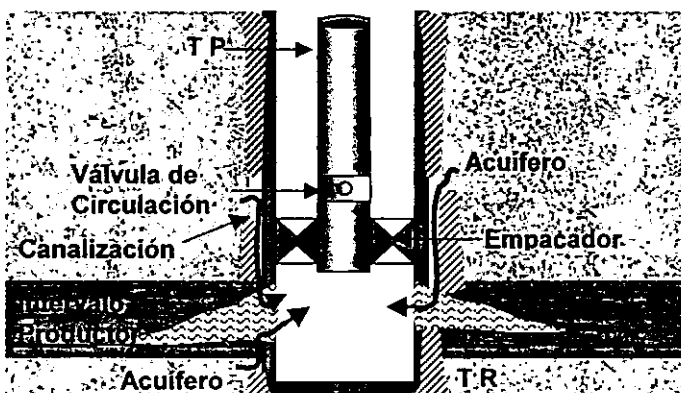


Figura 1.9 Cementaciones Primarias Defectuosas.

E. Inyección de Agua al Pozo.

Se realiza cuando un pozo productor se encuentra completamente agotado, y no tiene la posibilidad de continuar con la explotación a través de otros intervalos. Además un análisis de recuperación mejorada, mediante la inyección de agua específica la conveniencia de inyectar el fluido a través de este pozo. Se puede inyectar por medio de este intervalo, o bien mediante la apertura de otro y el aislamiento de éste, dependiendo de la estratigrafía del yacimiento.

F. Desprendimiento o Roturas en las Tuberías de Revestimiento.

Las fallas en las tuberías de revestimiento se presentan por desprendimientos, roturas o aplastamiento (colapsos). Las causas que los originan son la fatiga o el desgaste del acero, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones sobre las tuberías, motivados por sus características plásticas. La figura 1.10 muestra parte de los problemas mencionados anteriormente.

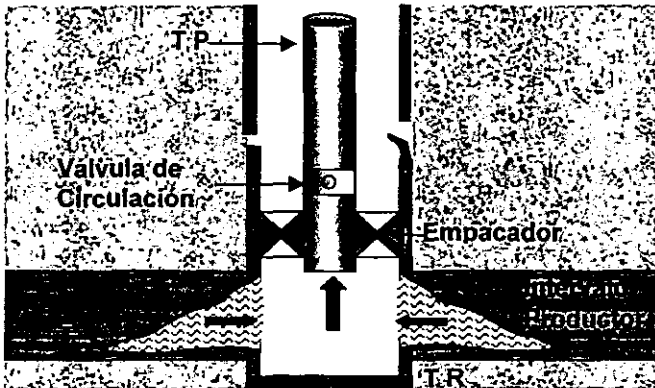


Fig. 1.10 Desprendimiento y/o Roturas en las Tuberías de Revestimiento.

Al presentarse estos problemas existe el alto riesgo en cuanto a la seguridad y control del pozo, y pueden hasta ocasionar la pérdida del pozo; siendo muy importante su reparación para integrarlo nuevamente a condiciones óptimas de servicio; considerándose Reparación Mayor cuando se cementa ésta TR para corregir la anomalía.

Reparaciones Menores.

Es el conjunto de actividades operativas enfocadas a corregir fallas que se presentan en las conexiones y subsuperficiales del pozo sin alterar las condiciones originales del yacimiento, ni el estado mecánico del pozo.

La explotación continua de los yacimientos trae como consecuencia cambios en las condiciones de extracción de los hidrocarburos, ocasionando durante la vida productiva del pozo modificaciones en el aparejo de producción.

De acuerdo al tipo de aparejo de producción que se tenga en el pozo, las reparaciones menores se clasifican de la siguiente manera:

A. Acumulaciones de Arena Frente a los Intervalos Abiertos.

Algunas formaciones como las arenas consolidadas producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arena o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo; llegando a obstruir el intervalo abierto; generando tapones dentro de la tubería y disminuyendo el flujo gradualmente hasta dejar de producir. La figura 1.11 muestra este tipo de obstrucciones.

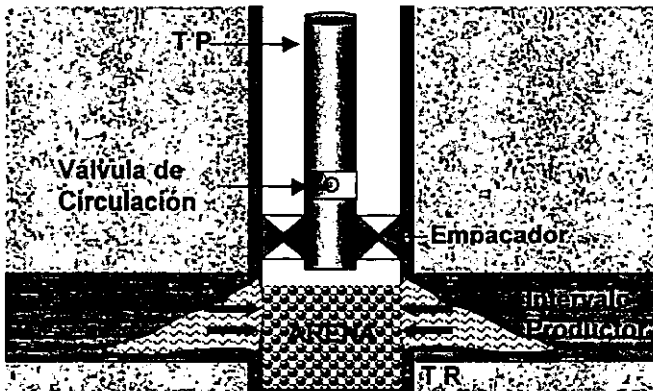


Figura 1.11 Acumulaciones de Arena Frente a los Intervalos Abiertos.

B. Obturaciones y Fugas en las Tuberías.

Al presentarse en los pozos éstos tipos de problemas, se ocasiona una reducción del gasto; a tal grado de bajar considerablemente su índice de producción. Sobre todo por la reducción del diámetro de TP, con depositaciones e incrustaciones de parafina o por las fugas que existen en el aparejo producción; esto puede suceder por el desgaste y corrosión de los fluidos que se manejan.

Corrigiendo estos problemas de fugas y obturamiento; el pozo puede continuar produciendo en forma natural con la propia energía del yacimiento, sin requerir la instalación de algún sistema artificial de producción; tal intervención constituye el reacondicionamiento del aparato de producción.

Actualmente se aplican algunos métodos de reparación que son útiles para prolongar la vida fluyente del pozo.

C. Empacadores y Tuberías de Producción Dañadas o Comunicadas.

Las fallas en los empacadores pueden ser por un mal anclaje o por defectos de fabricación; para el caso de los empacadores permanentes, puede haber falla en las unidades de sello, pues ellas son las que se ajustan en el interior del mismo empacador y llegan a fallar por la excesiva corrosión que originan los fluidos. La figura 1.12 muestra el daño y/o comunicación de la TP y Empacador. Con lo que respecta a las tuberías de producción, pueden fallar también por la corrosión, por colapso, por desprendimiento o por falla de la camisa.

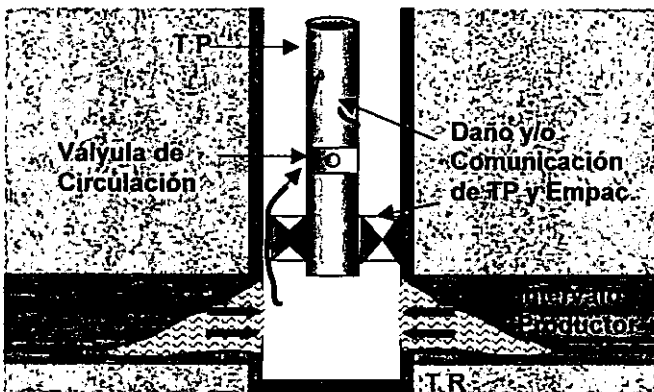


Figura 1.12 Empacadores y TP Dañadas o Comunicadas.

D. Suprimir Fugas en Conexiones Superficiales.

La producción continua de los pozos, trae como consecuencia la degradación en las conexiones superficiales, debido a la abrasión y excesiva corrosión de los fluidos producidos en el pozo, ocasionando fugas y obstrucciones. La intervención consiste en corregir estas anomalías en el pozo.

E. Recuperación de Aparejo.

La recuperación del aparejo se realiza generalmente en pozos agotados o completamente invadidos por agua o gas, en la cual la producción de hidrocarburos ya no es costeaable; se saca el aparejo de producción con el fin de observar el comportamiento del pozo durante un tiempo considerable. Si la presión o la saturación de aceite se reestructura, entonces se programa la instalación de algún sistema de producción artificial, en caso contrario se programa para un posterior taponamiento.

F. Taponamiento Temporal o Definitivo del Pozo.

El taponamiento de un pozo se realiza cuando la producción del mismo ha alcanzado el límite económico (incosteable); y no tiene opciones para continuar produciendo por otros intervalos; así como tampoco existe la posibilidad de encontrar nuevos intervalos productores de hidrocarburos a profundidades mayores.

También se efectúa cuando alguna falla mecánica se presenta en el pozo impidiendo la producción, que no puede ser subsanada; tal como roturas graves en las tuberías de revestimiento, un pescado que no pueda sacarse, porque la extracción de éste resulta demasiado costosa comparado con lo que pueda aportar el pozo.

1.3. Procedimientos Operativos.

Los Factores más importantes para determinar en tipo de intervención son:

- Acumulación de arena frente al horizonte productor.
- Obturación de tubería.
- Fallas en la tubería de producción (rota, colapsada, etc.).
- Empacadores de producción dañados.
- Pescados de línea de acero.
- Pescados de equipo de geofísica.
- Rotura de la tubería de revestimiento.
- Desprendimiento de tubería de revestimiento.

Datos más importantes a considerar:

- Equipo que hizo la perforación.
- Programa de perforación.
- Fecha de inicio y término de la perforación.
- Diámetro de barrena con que inicio y terminó la perforación.
- Velocidad de perforación.
- Columna geológica perforada.
- Análisis de las muestras de núcleos.
- Clase y tipo de rocas perforadas.
- Características petrofísicas de las formaciones.
- Características de los fluidos de control utilizados.
- Problemas ocurridos durante la perforación.
- Especificación de tuberías de revestimiento.
- Análisis de los registros geofísicos.
- Resultados de pruebas de formación.
- Intervalos con probabilidades de contener hidrocarburos.
- Pescados.
- Tipos de intervenciones efectuadas y problemas presentados durante las mismas.
- Estado mecánico del pozo.
- Fallas por corregir.

1.3.1 Procedimiento Operativo Para Todo Tipo de Intervención.

Programa del movimiento del equipo (anual, ajustado y mensual).

1. Acondicionamiento de camino, localización, abastecimiento de agua, colocación de anclas contra vientos, administración de energía eléctrica, construcción de presas de desperdicio y/o quemador.
2. Revisión y solicitud de faltantes del árbol de válvulas por el Área de Reparación y Terminación de Pozos y colocación de los mismos por la sección de Servicios a Pozos Determinando el estado general del árbol y tomando las presiones de los espacios anulares. Si el árbol tiene fugas o su estado presenta riesgos, se deberá dar mantenimiento, engrasando y operando las

válvulas; así como activando los sellos secundarios y controlando el pozo antes de instalar el equipo si así es requerido.

3. Elaboración del Programa de Intervención por los Departamentos involucrados.

1.3.2 Programación del Desarrollo de Intervenciones.

1. Antes de controlar un pozo, se debe determinar la presión del yacimiento mediante un Registro de Presión de Fondo; en caso de no tenerlo, tomar las presiones y tipo de fluido del pozo para calcular la densidad de control.
2. Instalar doble válvula en la línea de matar y estrangular, considerando la válvula externa como operativa y la interna como de seguridad.
3. Conectar las líneas de matar, estrangular y múltiple de estrangulamiento; probarlas con la presión de trabajo antes de iniciar la intervención.
4. Controlar el pozo, primeramente con la densidad de equilibrio y, posteriormente si el yacimiento lo soporta, agregar la densidad de trabajo calculada con base en: extracción de tubería; rompimiento del gel y presión de surgencia por sondeo o pistoneo.
5. Una vez controlado y antes de cambiar el árbol por Preventores o viceversa, deberá instalarse la válvula de contrapresión "H". Instalando el preventor, desanclar el aparejo, circular y sacar T.P.

1.3.3 Procedimiento para Terminaciones Exploratorias y de Desarrollo.

A. Sin Tubería de Revestimiento Corta (Liner).

1. Programación del fluido de control, preparación y/o acondicionamiento según se requiera.
2. Programación del desarrollo de la intervención.
3. Instalación y prueba del cabezal de producción, preventores, múltiple de estrangulación, conexiones superficiales, conjunto de potencia hidráulica y consolas de control remoto para accionar preventores y válvulas hidráulicas del sistema.
4. Cálculo del diseño de la sarta de trabajo.
5. Cálculo hidráulico.
6. Meter la barrena o molino, midiendo, calibrando y armando tubería de trabajo; circulando cada 500 m. Hasta reconocer la profundidad interior; posteriormente escariar.

7. Probar la T.R. con presión previa, acondicionada del lodo.
8. Sacar T.P.
9. Hacer toma de registros.
10. Si la cementación primaria esta defectuosa efectuar, cementación a presión máxima; previa operación de disparos.
11. Esperar fraguado, probar cima con peso y presión; Si admite recementar, caso contrario limpiar cemento y escariar T.R., hasta la profundidad programada; probando el intervalo recementado con presión. Si la presión se abate repetir procedimiento; en caso contrario sacar T.P.
12. Tomar registros; Si es necesario bloquear nuevamente hasta que la cementación esté en buenas condiciones.
13. Anclar empacador permanente, sacar el soltador eliminando la tubería de trabajo tramo a tramo.
14. Medir, calibrar y armar tubería de producción, circular y sacar midiendo a la tensión.
15. Probar cabezal de T.P.
16. Bajar el aparejo de producción probando juntas a presión y con su respectivo torque (camisa abierta y probada previamente), efectuar ajuste.
17. Instalar válvula "H" en el colgador de T.P.
18. Desmantelar preventores e instalar árbol de válvulas.
19. Recuperar válvula de contrapresión "H".
20. Probar líneas, árbol y ensamble de estrangulación a la presión de trabajo.
21. Desplazar lodo por agua; cerrar camisa, verificar cierre.
22. Con tubería flexible lavar de la camisa al fondo y colocar bache de agua salada si se requiere.
23. Efectuar disparos de producción con las siguientes medidas de seguridad: Lubricador instalado y probado; unidad para accionar lubricador en condiciones.
24. Tener en observación el pozo y estimular si se requiere.

B. Con Tubería de Revestimiento Corta (Liner).

1. Preparación del fluido de control y acondicionamiento del mismo.
2. Prueba del cabezal de producción, preventores, múltiple de estrangulación, conexiones superficiales, conjunto de potencia hidráulica, consolas de control remoto para accionar preventores y válvulas hidráulicas del sistema.

3. Cálculo del diseño de la sarta de trabajo.
4. Cálculo hidráulico.
5. Meter barrena y tubería de trabajo circulando cada 500 m y limpie el cemento hasta la boca de la T.R. corta. Antes de limpiar el cemento se deberá probar la cima con peso y la T.R. con presión.
6. Acondicionar el fluido de control.
7. Sacar T.P.
8. Escariar hasta la boca de la T.R. corta y acondicionar lodo.
9. Probar boca de T.R. corta; si admite cementarla, limpiar boca nuevamente y repetir prueba hasta que sea satisfactoria.
10. Reconocer profundidad interior de T.R. corta, escariar y acondicionar el lodo.
11. Sacar T.P.
12. Hacer toma de registros.
13. Si la cementación esta defectuosa; a través de la tubería franca efectuar disparos, con las medidas de seguridad establecidas; sacar T.P.
14. Bajar cementador y cementar a presión máxima, previa prueba de admisión.
15. Sacar T.P., verificar cima con peso y presión.
16. Limpiar intervalo recementado y probarlo con presión; escariar, acondicionar el lodo.
17. Sacar T.P.
18. Tomar registros, si es necesario continuar recementando, hasta que la cementación sea satisfactoria.
19. Anclar empacador permanente, sacar soldador eliminando tubería de trabajo tramo a tramo.
20. Medir, calibrar y armar tubería de producción, circular, sacar midiendo a la tensión.
21. Probar cabezal de T.P.
22. Bajar aparejo de producción probando juntas a presión y con su respectivo torque (camisa abierta y probada previamente), efectuar ajuste.
23. Instalar válvula "H" en colgador de T.P.
24. Desmantelar preventores, instalar árbol de válvulas.
25. Recuperar válvula de contrapresión "H".
26. Probar árbol de válvulas, líneas de estrangular y ensamble de estrangulación a la presión de trabajo.

27. Desplazar lodo por agua; Cerrar camisa, verificar cierre.
28. Con tubería flexible lavar de la camisa al fondo y colocar bache de agua salada si se requiere.
29. Efectuar disparos de producción con las siguientes medidas de seguridad: lubricador instalado y probado; unidad para accionar lubricador en condiciones.
30. Observar pozo y estimular si se requiere.

1.3.4. Procedimientos Para Reparaciones Mayores y Menores.

1. Instalar doble válvula al cabezal de la tubería de producción; Prueba de conexiones superficiales y múltiple de estrangulación, prueba de bomba hidráulica para operar preventores y consolas, prueba de consolas para control remoto en la operación de bombas hidráulicas, preventores, válvulas hidráulicas y múltiple de estrangulación.
2. Preparación del fluido de control y almacenamiento; contar con el material químico necesario para el control del pozo y un exceso para trabajos posteriores.
3. Control del pozo: puede realizarse con las siguientes variantes.
4. Regresar fluidos a la formación.
5. Circular fluidos a la batería.
6. Almacenar los fluidos del pozo.
7. Instalar válvula de contrapresión "H" en el colgador de tubería del árbol de válvulas.
8. Desmantelamiento del árbol de válvulas e instalación de preventores y conexiones superficiales.
9. Recuperar la válvula de contrapresión "H".
10. Prueba de conjunto de preventores, válvulas hidráulicas y consolas de control remoto.
11. Desanclar aparejo de producción.
12. Circular y acondicionar el fluido.
13. Comprobación de cálculos de caídas de presión con densidad de control y de trabajo; su ajuste de régimen de bombeo para no dañar las formaciones, tuberías o equipos.
14. Recuperación del aparejo de producción.
15. Prueba hidráulica del cabezal de producción, conjunto de preventores y conexiones superficiales a la presión de trabajo; así mismo, el árbol de válvulas.

Procedimientos Para Reparaciones Mayores.

1. Bajar aparejo cementador, anclar el mismo, efectuar cementación a presión máxima, en espera fraguado sacar T.P.
2. Bajar barrena con escariador y D.C. probar cima con peso y presión, limpiar cemento, probar intervalo cementado, acondicionar lodo sacar T.P.
3. Tomar registro; Si la cementación esta en condiciones.
4. Anclar empacador permanente; sacar soltador eliminando tubería.
5. Medir, calibrar y armar tubería de producción, circular, sacar midiendo a la tensión.
6. Probar cabezal de T.P.
7. Bajar aparejo de producción probando juntas de presión y con sus respectivo torque (camisa abierta y probada previamente), efectuar ajuste.
8. Instalar válvula "H" en colgador de T.P.
9. Desmantelar preventores e instalar árbol de válvulas.
10. Recuperar válvula de contrapresión "H".
11. Probar árbol de válvulas, líneas de estrangular y el ensamble de estrangulación a la presión de trabajo.
12. Desplazar lodo por agua; Cerrar camisa, verificar cierre.
13. Con tubería flexible lavar de la camisa al fondo y colocar bache de agua salada si así se requiere.
14. Efectuar disparos de producción con las medidas de seguridad antes indicadas.
15. Observar el pozo y estimular si se requiere.

Procedimiento Para Reparaciones menores.

1. Controlar el pozo con fluido de control adecuado, a través de comunicación o camisa.
2. Instalar válvula "H"; desmantelar árbol de válvulas e instalar preventores y conexiones superficiales, además probarlas.
3. Desanclar aparejo, circular y sacar T.P.
4. Probar el cabezal de T.P.
5. Bajar aparejo de producción probando juntas a presión y con su respectivo torque (camisa abierta y probada previamente); efectuar ajuste.

6. Instalar válvula "H" en el colgador de T.P.
7. Desmantelar preventores e instalar árbol de válvulas.
8. Recuperar válvula de contrapresión "H".
9. Probar árbol de válvulas, líneas de estrangular y ensamble de estrangulación a la presión de trabajo.
10. Desplazar lodo por agua, cerrar camisa, verificar el cierre.
11. Con tubería flexible lavar de la camisa al fondo y observar.

1.3.5 Procedimientos Operativos Para Taponamientos.

A. Pozos con Tuberías de Revestimiento de Explotación.

1. Mismo procedimiento operativo que una Reparación mayor o menor, hasta recuperar el aparejo de producción.
2. Bajar sellos sin ancla y efectuar cementación forzada a través del empacador permanente.
3. Si es necesario colocar tapón por circulación sobre el empaque.
4. En espera de fraguado sacar T.P.
5. Bajar barrena y escariador, probar T.R. y verificar cima.
6. Cuando la T.R. de explotación esté libre de cemento, deberá recuperarse y colocar un tapón de cemento abajo del corte, en tal forma que cubra 30 m. hacia arriba de dicho corte.
7. Cuando la T.R. de explotación esté cementada deberá colocarse intermedio un tapón de cemento de 50 m de longitud, de acuerdo a la profundidad del pozo.
8. Deberán probarse los espacios anulares con presión, en caso de aceptar, se cementarán, tomando en cuenta la resistencia de presiones internas y externas de las tuberías de revestimiento.
9. Se recuperan los cabezales y se colocará monumento y placa descriptiva.

B. Pozos con Tuberías de Revestimiento de Explotación Corta.

1. Mismo procedimiento operativo que una Reparación mayor o menor, hasta recuperar el aparejo de producción.
2. Bajar sellos usados sin anclar y efectuar cementación forzada, a través del empacador permanente, y si es necesario colocar un tapón por circulación sobre el empacador.
3. Probar cima con peso y presión.

4. En la tubería de revestimiento corta se colocará un tapón de 60 m de longitud arriba y uno de 30 m abajo de la boca.
5. Si la T.R. de explotación está libre de cemento, recuperarla.
6. Si la T.R. de Explotación no está libre de cemento, deberá colocarse un tapón de cemento, intermedio, de longitud igual a 50 m de acuerdo a la profundidad del pozo.
7. Deberán probarse los espacios anulares con presión; en caso de aceptar presión, se cementarán, tomando en cuenta las resistencias de presiones internas y externas de las tuberías de revestimiento.
8. Se recuperarán los cabezales y se colocarán monumento y placa descriptiva.

CAPÍTULO II

EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.

Los equipos y herramientas para las intervenciones en los trabajos de Terminación y Reparación de los pozos, son la parte fundamental de las operaciones, por lo tanto, estos deben de encontrarse en óptimas condiciones. Es decir, no deben estar dañados; deben revisarse periódicamente así como darles mantenimiento según sea requerido.

2.1 Árboles de Válvulas.

El árbol de válvulas tiene como finalidad, controlar paso a paso las presiones que se van presentando durante las diferentes etapas de la vida del pozo, así como los fluidos que se manejan dentro del mismo; ya que sus cabezales sirven como base al conjunto de preventores. En la etapa de terminación mantienen la producción del pozo controlada a través del medio árbol de válvulas; así también durante la etapa de producción controla a voluntad el gasto producido del pozo, ya sea cerrándolo totalmente a través de los estranguladores, para así darle una larga vida de producción al yacimiento.

Usualmente se utiliza un cierto tipo de Árbol de Válvulas, dependiendo del tipo de operaciones que se vayan a realizar; ya que en el mercado existen diferentes diseños de Árboles de Válvulas. Estos pueden ser elementos tan simples; como unidades de bombeo, que pueden ser tan sólo una llave de paso, sin ninguna válvula; o unidades tan complejas con numerosas válvulas maestras.

Los factores que influyen para su diseño o fabricación son: la presión a la que serán sometidos, el medio ambiente en que serán operados (terrestre o lacustre), temperatura, tipo de fluidos que se manejarán, temperatura de los fluidos producidos y su costo.

El árbol de Válvulas debe ser lubricado en forma regular y periódica. Un buen mantenimiento al árbol minimiza las complicaciones durante su vida o cuando es removido. La Figura 2.1 muestra un árbol de válvulas para una terminación sencilla.

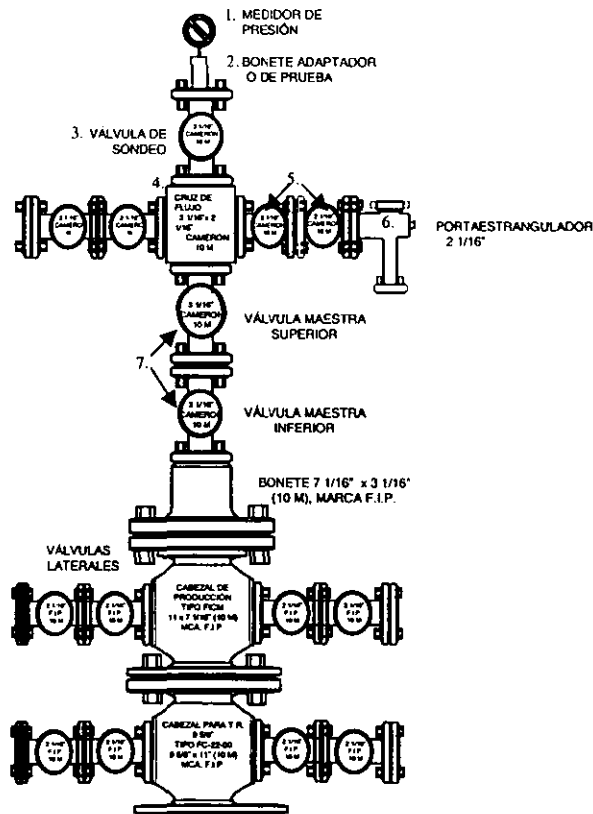


Figura 2.1 Árbol de Válvulas para Terminación Sencilla

Los componentes básicos del Árbol de Válvulas son:

- 1 Medidor de Presión.- Estos medidores de presión permiten monitorear la presión del pozo. La presión en la tubería de producción, en la tubería de revestimiento o presión en el espacio anular y son registrados en estos medidores.
- 2 Bonete Adaptador o de Prueba.- Esta unidad está provista de un sello en la parte superior del árbol y de un medidor de presión. Cuando la brida es removida se tiene acceso al interior de la T.P.
- 3 Válvula de Sondeo.- La válvula de sondeo se utiliza en el control de las presiones, permitiendo las operaciones en el pozo con línea de acero, con tubería flexible, etc.

- 4 Válvula o "Cruz" de flujo. - Esta válvula nos permite, que se corran algunas herramientas por el interior del agujero; cediendo paso a la línea de flujo.
- 5 Válvula Lateral.- La válvula es utilizada con el fin de que permita controlar el pozo, cuando se estén haciendo trabajos rutinarios. Estas válvulas son de fácil reemplazo, si es que se encuentran dañadas.
- 6 Estranguladores.- Éstos tienen como objetivo controlar la cantidad de flujo que se desea producir del pozo.
- 7 Válvulas Maestras.- Estos son elementos de cierre de máxima seguridad. La mayor parte del tiempo se encuentran abiertas y son usadas tan pocas veces, como es posible; sólo en casos extremos son cerrados.

Medio Árbol de Válvulas.

Es la parte complementaria del árbol y va instalado en la cima del cabezal para T.P., está constituido por una brida adaptada, por válvulas maestras que pueden ser dos o una, "cruz" o "T", una válvula de sondeo y las válvulas de las ramas, pudiendo ser una o dos ramas con una o dos válvulas cada una. El diámetro de las válvulas del eje del pozo (maestras y de sondeo) es mayor que el de las válvulas de las ramas. Además el Medio Árbol, también está provisto de pista de estranguladores, los cuales se instalan en los extremos de las ramas; por último un adaptador como lubricador (cachucha), también instalado encima de la válvula de sondeo y sirve para instalar el equipo de lubricadores de geofísica para tomar los registros que el pozo requiere.

Instalación del Medio Árbol de Válvulas.

Una vez hecho el ajuste y haber colgado la tubería de producción se procede a:

1. Quitar los preventores.
2. Instalar el anillo API verificando que la ranura esté perfectamente limpia. Usar un anillo nuevo.
3. Bajar el medio árbol teniendo cuidado de hacer coincidir el cuello del colgador con el bonete adaptador correspondiente.
4. Apretar el ensamble de preferencia en cruz.
5. Probar el ensamble del árbol a la presión de trabajo, a través del orificio de prueba provisto.
6. Probar el medio árbol según los procedimientos acostumbrados. Válvula por válvula, abiertas y cerradas.
7. Quitar la válvula de contrapresión; seguir los siguientes pasos:

- Quitar la tapa del adaptador del lubricador, aflojando la tuerca de golpe con un marro.
- Retirar la válvula de contrapresión con la ayuda de varillas recuperadoras.
- Reinstalar la tapa del adaptador.

2.2. Tuberías de Revestimiento.

Las tuberías de revestimiento son conductos que sirven para comunicar al pozo con la superficie y además, nos permite realizar operaciones de terminación y reparación de pozos; así como también el control del pozo en conjunto con los dispositivos de control, entre éstos los cabezales.

2.2.1 Tipos y Especificaciones de Tuberías de Revestimiento.

Las tuberías de revestimiento deben diseñarse para resistir esfuerzos de: Tensión, compresión, flexión, presión interna y externa, así como los efectos de temperatura, corrosión por fluidos y la combinación de estos factores.

La Figura 2.2. Muestra los diferentes tipos de tuberías de revestimiento.

Tubería de Revestimiento Conductora.

Es la tubería que se introduce y cementa después de iniciada la perforación; generalmente, se coloca de 25 a 45 m de profundidad con respecto a la superficie.

Las funciones de esta tubería son:

- Servir de soporte a las paredes del agujero.
- Permitir la instalación de una línea de flujo para recuperar el fluido de control.

Tubería de Revestimiento Superficial.

La tubería de revestimiento superficial debe cementarse antes de perforar un intervalo que pueda provocar un descontrol y mantenerse en tensión hasta que el cemento esté fraguado.

Las funciones de la T.R superficial son las siguientes:

- Proteger formaciones someras que contengan agua, de la contaminación de los fluidos que aporte el pozo.
- Servir de soporte para la instalación de los cabezales y demás accesorios del árbol de válvulas.
- Ser el apoyo que garantice la carga de las siguientes tuberías de revestimiento que se introduzcan al pozo.

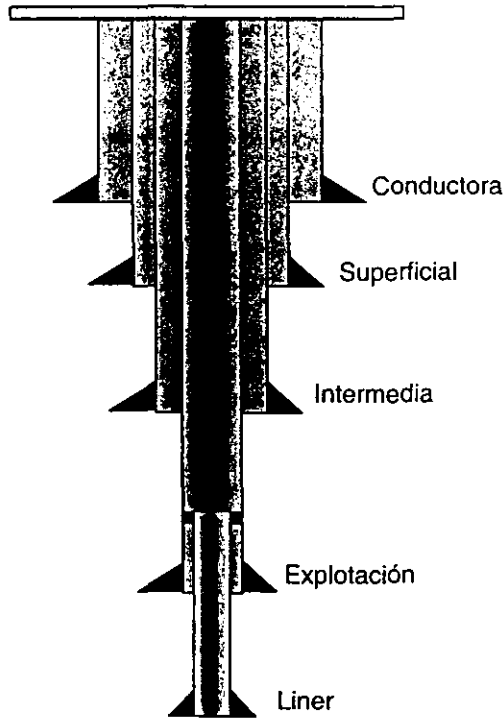


Figura 2.2 Tipos de Tubería de Revestimiento

Tubería de Revestimiento Intermedia.

La profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento intermedia, depende de las condiciones locales y en particular de la profundidad máxima, a la que se puede cementar la primera antes de penetrar formaciones que puedan provocar un brote.

Tubería de Revestimiento de Explotación.

Las tuberías de revestimiento de explotación deben cementarse con el volumen de cemento necesario; para aislar las diferentes zonas posibles productoras de hidrocarburos; la cima de cemento cubrirá 150 m arriba de la zona de interés más somera.

Las funciones de la T.R. de explotación consisten en:

- Explotación de los diferentes intervalos seleccionados.
- Soportar las presiones que ejercen las formaciones adyacentes al pozo y que se atraviesan durante la perforación.
- Prevenir los problemas que se presentan en la perforación, por el uso de distintas densidades del fluido de control; posibles pérdidas de circulación y el control del pozo.

Tubería de Revestimiento Corta (Liner).

Algunas veces por las características del pozo, se programa la introducción de esta tubería, la cual se traslapa 30 m, dentro de la tubería de revestimiento previa a cementarse en toda su longitud.

2.2.2. Pruebas de Presión a Tuberías de Revestimiento.

Las pruebas de presión a que se someten las tuberías de revestimiento, están basadas en el 80 % del componente más débil de ella para medidas de 9 5/8" o más pequeñas, y de un 60 % cuando son mayores de 10 3/4".

Para determinar el componente más débil de las tuberías de revestimiento cuando son nuevas, se tomará la parte de la sarta que contenga la de menor grado de resistencia; cuando ya hayan sido trabajadas, deberá correrse previamente un registro de calibración de tuberías de revestimiento y determinar la parte más gastada.

Cuando se tengan tuberías de revestimiento cortas, se deberá hacer una prueba de alijo y/o someterse a presión, siendo ésta como máximo el 80 % de la resistencia a la presión interna, de la tubería en la cual está traslapada.

Cuando se efectúen operaciones prolongadas de molienda, pescas, etc., dentro de la tubería de revestimiento que se está manejando, deberá probarse ésta cada 30 días o evaluarse mediante registros de calibración.

Cuando los pozos hayan declinado su presión de fondo y sea necesario explotarlos mediante Sistemas Artificiales de producción, deberán probarse en forma directa los espacios anulares entre la tubería de revestimiento de explotación y la próxima intermedia, con la presión igual o ligeramente mayor a la inyección del gas a utilizar.

Cuando un pozo se vaya a taponar en forma definitiva, deberán probarse los espacios anulares entre tuberías de revestimiento, con presión y en caso de admisión; hacer una cementación forzada y repetir después del fraguado la prueba.

En general, los resultados de las pruebas deben asegurar que la integridad de la tubería de revestimiento no se ha deteriorado a niveles de inseguridad, caso contrario, se deberá reponer la sección dañada e introducir y cementar otra, o bien forzar cemento por el daño, procurando alcanzar presión máxima o si es factible circularlo a superficie.

2.2.3 Reparación a Tuberías de Revestimiento Dañadas.

Daño Superficial.

Cuando se haya detectado comunicación de tubería de revestimiento superficial, mediante bombeo con un indicador, antes de proceder a la reparación de la tubería, deberá correrse un registro de anomalías para la detección de la rotura y un registro de cementación, para verificar si la tubería de revestimiento se encuentra libre.

Antes de la reparación deberá asegurarse el pozo contra cualquier manifestación; posteriormente cortar y recuperar la T.R. dañada, bajar un parche para T.R. con la tubería de revestimiento probada y calibrada, cementándola hasta la superficie.

Daño Profundo.

Cuando sea localizado a profundidades donde la tubería se encuentre cementada, deberá corregirse con cementaciones forzadas, alcanzando presiones máximas recomendadas.

2.3. Cabezales Tipos y Usos.

2.3.1 Cabezales de Tubería de Revestimiento.

Esta parte constituye la primera pieza de un árbol de válvulas, la cual va instalada en la primer tubería de revestimiento roscada o soldada, según las características del cabezal.

La instalación de esta pieza debe hacerse con máximo cuidado; ya que será el soporte para el peso de las tuberías de revestimiento subsecuentes; además, en tanto no se instale otro cabezal sirve de base para los Preventores de Reventones (BOP), los cuales constituyen junto con el cabezal de la T.R., la seguridad del pozo cuando sucede algún descontrol. Su medida está dada basándose en la tubería de revestimiento.

La Figura 2.3 Muestra un Cabezal para Tubería de Revestimiento.

Los cabezales para las tuberías de revestimiento se emplean para sellar, deben tener salidas laterales para control, y se instalan de acuerdo a las siguientes especificaciones:

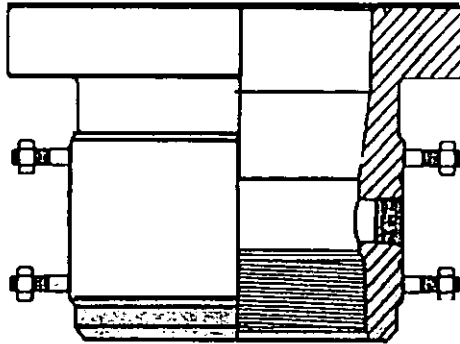


Figura 2.3 Cabezal para Tubería de Revestimiento¹⁰

- La presión de trabajo debe de ser mayor que la presión superficial máxima esperada.
- La resistencia al pandeo deberá ser igual a la tubería de revestimiento.
- Debe tener resistencia mecánica y capacidad de presión correspondiente a la brida con la cual se enlaza.
- La resistencia a la compresión será igual o mayor que la de la tubería de revestimiento.

2.3.2. Cabezal de Tubería de Producción.

Esta pieza es muy semejante a un carrete para tubería de revestimiento, únicamente que el tazón superior en este caso, va a servir para recibir el colgador de la tubería de producción (La figura 2.4 muestra un colgador de TP); por tanto la brida superior de este cabezal está provista de tornillos radiales o yugos que detienen y presionan el colgador de la T.P., para efectuar el sello del espacio anular. La figura 2.5 muestra un cabezal para la tubería de producción.

¹⁰ Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes". Tomo 1; PMP; IMP.

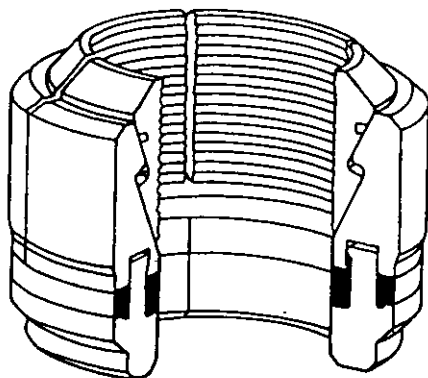


Figura 2.4 Colgador de la Tubería de Producción¹³

- Sirve de enlace entre un cabezal o carrete de T.R., por su brida inferior y el medio árbol de válvulas o conjunto de preventores, por su brida superior.
- En el interior de la brida inferior acepta un conjunto de sellos secundarios que circulan la T.R., de explotación.
- Por el interior de la brida superior (nido o tazón) que puede ser cónico o recto, se aloja un colgador envolvente de T.P., o en su defecto aceptará una bola colgadora que suspende la tubería.
- Alrededor la brida superior tiene tornillos de amarre (prisioneros o yugos), para mantener en posición de empaque a cualquiera de los colgadores mencionados.
- La brida inferior tiene orificios con tapones para inyectar empaque plástico, que activa los sellos secundarios y efectúan las pruebas de presión a los mismos.
- Se diseñan con bridas superior e inferior, con ranuras para anillos empacadores API y orificios para birlos con tuercas. Así como en las salidas laterales donde se instalan válvulas de compuerta con sellos metálicos para controlar los flujos en el espacio anular. Además en dichas salidas traen un diseño roscado; donde se inserta o remueve una válvula de contra-presión o tapón ciego, en los casos de requerirse el cambio de una válvula de compuerta.
- Se fabrican en diferentes tamaños y con distintos rangos de presión de trabajo.

13 Ref. Bibliog.- "Control de Pozos" Nivel 2; Plan Nacional de Capacitación PEMEX-IMP

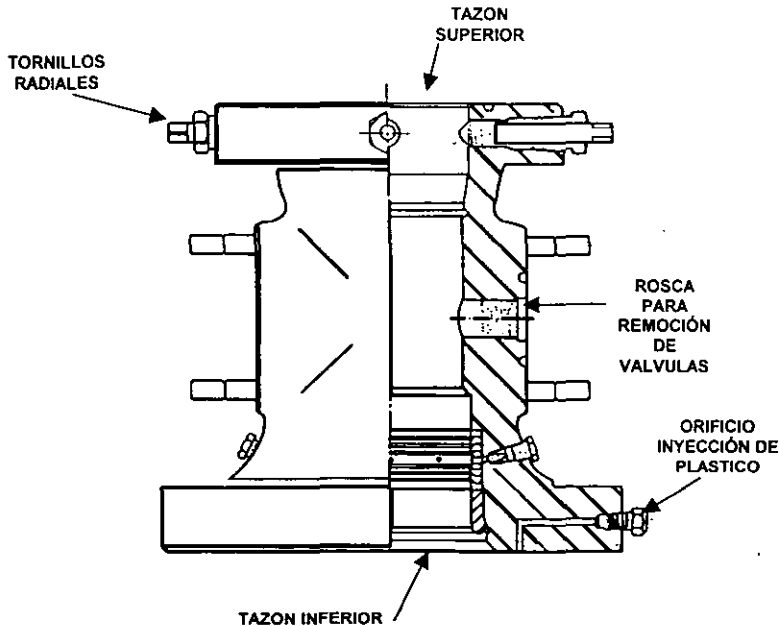


Figura 2.5. Cabezal para Tubería de Producción¹¹

2.3.3. Pruebas a Cabezales.

Las pruebas de presión a que se sujetan los cabezales serán de acuerdo al elemento más débil entre: cabezal, preventor y tubería de revestimiento; considerando de esta última el 80%. Cuando se realizan estas pruebas, las válvulas de las tuberías de revestimiento deberán permanecer abiertas para detectar fugas.

En todos los pozos previamente controlados y antes de efectuar el cambio de árbol por preventor, deberán probarse los sellos secundarios por el orificio de prueba; colocado en la brida inferior del cabezal de producción, si existe fuga deberán energizarse.

Si persistiera la comunicación, es señal de que estos están dañados o la tubería de revestimiento se encuentra desprendida; por lo cual se procederá de la siguiente forma:

¹¹ Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

A) Pozos con Tubería de Revestimiento de Explotación.

- Si no se encuentra disparado y existe cople de cementación, deberá colocarse un tapón mecánico recuperable 100 m, arriba del cople.
- Si no hubiera cople de cementación, se colocará un tapón recuperable a 1000 m de profundidad.
- Si estuviera disparado, se colocará un tapón de cemento 100 m, arriba de intervalo abierto.

B) Pozos con Tubería de Revestimiento Corta (Liner).

- Si no se encuentra disparado, deberá colocarse un tapón de cemento 100 m arriba de la boca de la tubería corta.
- Si se encuentra disparado, deberá colocarse un tapón de cemento 100 m arriba del intervalo abierto y otro de 100 m arriba de la boca de la tubería corta.

Corrección del Daño.

Una vez realizado lo mencionado en los incisos A o B, si los sellos secundarios están dañados cambiarlos; si la tubería de revestimiento se hubiera desprendido, deberá corregirse el daño colgándola nuevamente, colocando los sellos secundarios, energizando y efectuando la prueba adecuadamente de acuerdo a la serie del cabezal y/o a la parte más débil del componente.

Cabe hacer la aclaración, que las medidas de seguridad tomadas para efectuar un cambio de sellos secundarios o desprendimiento de tubería de revestimiento, de sus cuñas, son las mismas para hacer un cambio de cabezal por deterioro del mismo.

Los cabezales de la tubería de revestimiento son de acero forjado y se hacen de diferentes marcas, tamaños y presiones de trabajo.

2.3.4. Recuperación de Cabezales.

Cuando el pozo ya no es productivo, y no se tiene otra arena por probar, se programa su taponamiento definitivo.

Si el pozo no tiene cementadas sus TR's, se programa su recuperación colocando tapones de cemento en los cortes de las TR's, recuperadas y, probando con peso y presión; si existe cemento hasta la superficie en las TR's, no se podrá efectuar su recuperación. Invariablemente sea uno u otro caso, se recuperan los cabezales y se solda un tubo madrina que sobresalga 1.5 m, del nivel del suelo;

posteriormente se coloca placa descriptiva en la cual se anota: El nombre del pozo, equipo que lo taponó y fecha en que fue taponado.

Si el pozo tuvo contenido de gases amargos, por lo regular se dejan los cabezales y el medio árbol instalado y probado, el pozo se deja lleno con diesel.

2.3.5. Taponamientos.

Pozos con Tubería de Revestimiento de Explotación.

- A. Deberán colocarse tapones de cemento 30 m, abajo de la base de los disparos y 30 m, arriba de la cima, para evitar escapes o fugas hacia otros estratos.
- B. Cuando se tenga presencia de agua, se colocará un retenedor de cemento 30 m, arriba de la zona del intervalo abierto con 15 m, de cemento por encima del mismo.
- C. Cuando la tubería de revestimiento de explotación esté libre deberá recuperarse y colocarse un tapón de cemento 30 m, abajo y 30 m, arriba del corte efectuado.
- D. Cuando la tubería de revestimiento de explotación, se encuentre cementada, deberá colocarse intermedio, un tapón de cemento de 50 m, de longitud de acuerdo a la profundidad del pozo.
- E. Deberán probarse los espacios anulares con presión, en caso se admisión, se cementarán, tomando en cuenta la resistencia de presiones internas y externas de las tuberías de revestimiento.

Pozos con Tubería de Revestimiento Corta (Liner).

- A. Para intervalos abiertos, deberá seguirse el lineamiento de los puntos A y B de los casos anteriores.
- B. En la tubería de revestimiento corta se colocará un tapón de 60 m, de longitud, 30 m, abajo y 30 m, arriba de la boca.
- C. De igual manera se procederá en colocar un tapón intermedio, dependiendo de la profundidad del pozo, un tapón cada 1000 m
- D. Deberán probarse los espacios anulares con presión y en caso de aceptar, se recomienda cementar tomando en consideración la resistencia tanto de las presiones internas como externas de las tuberías de revestimiento.

- E. Se dejará el pozo con el fluido de control que se esté trabajando y probarse todos los taponos con peso y presión.
- F. Ya colocado el tapón intermedio y probado, recuperar el último cabezal, colocar tapón de cemento superficial, soldar tubo madrina a la tubería de revestimiento en forma tal sobresalga 1.5 m, del nivel del suelo y, finalmente soldar placa descriptiva.

Taponamiento de Pozos con Contenido de Ácido Sulfhídrico (H₂S) y Bióxido de Carbono (CO₂).

Todo lo anterior es aplicable a pozos con presencia de H₂S y CO₂, a excepción de cuando se vaya a abandonar un intervalo que contenga H₂S, deberá taponarse con un retenedor de cemento, inyectando cemento a la formación y posteriormente cubrir el ampliamente el retenedor con un tapón de cemento de 50 m, de longitud.

Después de cementado, dejar el pozo lleno con diesel y secuestrante de ácido sulfhídrico; dejar conexiones superficiales de control, instalar y probar árbol de válvulas.

2.4. Accesorios del Aparejo de Producción.

Cada diseño y tipo de aparejos por utilizar, estará en función de los análisis y estudios realizados para la extracción de los volúmenes de hidrocarburos recuperables, en sus distintas etapas; motivo por el cual es de suma importancia ejecutar las acciones necesarias para la incorporación, mantenimiento y optimización de la explotación de los pozos.

Existe gran variedad de accesorios empleados en la extracción de los hidrocarburos; pero los más importantes y que aquí trataremos son:

2.4.1. Aparejos de Producción.

Se denomina Aparejos de Producción, al conjunto de accesorios que se introducen al pozo mediante tuberías de producción para que los hidrocarburos producidos en los intervalos abiertos, fluyan hacia la superficie.

Tipos de Instalaciones:

- A. Instalación Abierta.- Se usa solamente tubería de producción dentro de la tubería de revestimiento, empleándose en pozos de alta producción y explotándose por el espacio anular o por la tubería de producción indistintamente. La explotación por espacio anular, no es recomendable, por

los daños que se pueden causar a la tubería de revestimiento y a las conexiones superficiales.

B. Instalación Semicerrada.- Se usa tubería de producción y un empacador para aislar el espacio anular. Es el diseño más común en la explotación de los hidrocarburos, empleado por nuestros Ingenieros Petroleros en la República Mexicana; protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a las que son sometidas, explotándose solamente por la tubería de producción.

C. Instalación Cerrada.- El diseño es similar al anterior, con la diferencia en la instalación de una válvula de retención alojada en un Niple de Asiento; seleccionando su distribución con el aparejo, este accesorio permite el paso de los fluidos en una sola dirección.

Válvula de Circulación.

La función de una válvula de circulación en los aparejos de producción; ya sean sencillos, sencillo selectivo, o de doble terminación; es la de prever un medio de comunicación entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción, todos los aparejos deben tener este accesorio, con la finalidad de facilitar el lavado o control del pozo. Se deben colocar arriba del empacador para controlar el pozo a mayor profundidad y facilitar las operaciones de pesca.

Las válvulas de circulación pueden ser de dos tipos: Mandril y Camisa Deslizable. Esta última se fabrica con o, sin niple de asiento. Ambos tipos se abren y se cierran con equipo de línea de acero. La figura 2.6 muestra algunos de estos accesorios.

Válvula De Circulación Tipo Mandril.

Tiene forma ovoidal con orificio de circulación en el cuerpo; el cierre de estos se produce con un obturador que se aloja en un receptáculo o bolsillo. La desventaja de este accesorio es la imposible recuperación en caso de accidente mecánico, debido a la forma irregular del mismo accesorio.

Válvula de Circulación Tipo Camisa Deslizable.

Tiene una pieza móvil en su interior denominada "camisa", cuya función es abrir o cerrar los orificios de circulación. Las camisas con niple de asiento están diseñadas para operar accesorios con equipo de línea de acero, tales como: Válvulas de Retención y Separadores de Flujo.

Las que no llevan niple de asiento tienen el mismo diámetro interior que la tubería de producción, por lo cual se pueden colocar varias válvulas de este tipo en una misma sarta.



Figura 2.6 Válvulas de Circulación y Niple de Asiento⁶

Niple de Asiento.

Se utilizan en aparejos de producción, tales como: Aparejo Fluyente y Aparejo de Bombeo Neumático. El Niple de Asiento es un accesorio o receptáculo, que en su interior puede alojar un tapón mecánico y sirve para asegurar el pozo o interferir la comunicación con la superficie. Esto se hace para poder cambiar válvulas del árbol de producción entre otras operaciones.

A) Aparejo Fluyente.

Se introduce conjuntamente; es decir, lo constituyen: la tubería de producción y los accesorios (el empacador, válvula de circulación; niple de asiento, entre otros) y a través del cual la energía propia del yacimiento impulsa o lleva a los hidrocarburos a la superficie.

⁶ Ref. Bibliog.- "Manual de Empacadores de Producción"; IMP, Dpto. de Reparación y Terminación de de Pozos.

B) Aparejo de Bombeo Neumático.

Se instala en la parte inferior del aparejo de producción con válvulas de retención, para efectuar la limpieza del pozo, que a la vez sirve para evitar que la columna hidrostática contenida en la T.P. iguale la presión de la formación.

Empacadores de Producción.

Es una herramienta sub-superficial que se utiliza para formar un sello entre la Tubería de Producción y la Tubería de Revestimiento en los pozos productores de hidrocarburos, y evitan el paso de los fluidos a través del sello, y no dañen la T.R. con fluidos corrosivos provenientes del yacimiento. La figura 2.7 muestra los empacadores de producción.

A continuación se citan algunas de las aplicaciones de los empacadores de producción, sin enumerar los usos que los fabricantes le atribuyen:

- 1 Aprovechar al máximo la energía del yacimiento para optimizar la eficiencia del flujo y consecuentemente prolongar su vida fluyente.
- 2 Proteger la tubería de revestimiento de las altas presiones en los puntos de menor resistencia de los fluidos corrosivos, que se producen con los hidrocarburos y de la acumulación de la parafina.
- 3 Aislar dos o más intervalos y/o explotarlos en forma selectiva.
- 4 Para pozos con bombeo neumático; en instalaciones con válvulas de pie o semi-cerrada; para que la presión de gas de inyección no afecte la entrada de los fluidos del yacimiento.
- 5 Para pozos de bombeo mecánico; con el objetivo de que la bomba de los fluidos producidos suban a la superficie a través de la bomba, evitando una contrapresión al yacimiento.

Los empacadores se clasifican en dos grandes grupos que son:

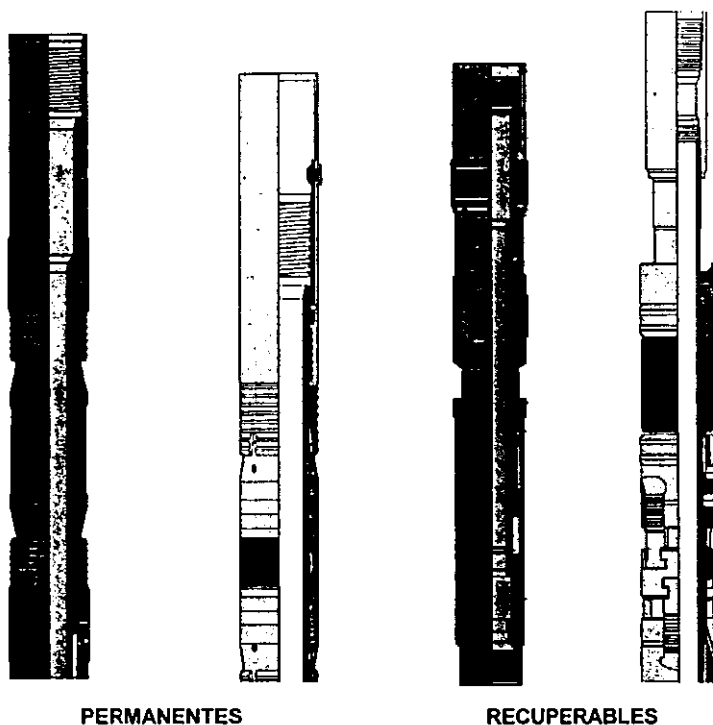


Figura 2.7 Empacadores de Producción⁸

A) Empacador Permanente

Como su nombre lo indica, son permanentes ya que después de su anclaje no se pueden recuperar completos, se les conoce también como empacadores perforables. Se emplean en pozos donde existen altas presiones diferenciales y/o donde por grandes variaciones de carga de la tubería de producción, se necesita un máximo de seguridad de sello y larga duración.

También se emplean en pozos profundos, desviados o direccionales; en donde la tubería de producción se requiera ajustar con tensión, neutral o con peso y en general, en pozos en donde el anclaje del empacador sea crítico.

Poseen un juego de cuñas de afianzamiento, opuesto, que al ser operados contra la T.R., hacen funcionar el elemento sello en forma permanente.

⁸ Ref. Bibliog.- "Baker Division, Baker Oil Tools Inc., Catalogo.

B) Empacador Recuperable

Es aquel que se puede extraer de un pozo con la tubería de producción, o por otros medios, sin la necesidad de destruirlos; existen varios tipos de empacadores recuperables y son:

- **Inflables.-** Es el empacador recuperable que carece de cuñas, y sella herméticamente al aplicarle presión a la cámara que forma el elemento expansible.
- **De Dos Copas.-** Es un empacador recuperable que carece de cuñas de afianzamiento, y sella únicamente por expansión de las copas al ejercer una presión por su lado cóncavo.
- **De Aislamiento con Ancla de Pie.-** Es un empacador recuperable especial que carece de cuñas de afianzamiento y sellos por compresión; tiene un elemento sellante sólido y elástico.
- **De Compresión de Anclaje Mecánico.-** Es un empacador recuperable de cuñas, de afianzamiento que ancla y sella aplicando peso a la tubería de producción o por presión arriba del empacador.
- **De Compresión de Anclaje Hidráulico.-** Es un empacador recuperable con cuñas de afianzamiento que requiere de aplicación de presión diferencial para activar su sistema de afianzamiento.
- **De Tensión y Compresión de Anclaje Mecánico.-** (Semi-permanente), se utiliza en pozos productores o inyectores en donde se debe mantener presión en ambas direcciones; es de cuñas de afianzamiento y se ancla con tubería o cable.

Para la selección de los empacadores de producción se consideran los siguientes factores:

- **Gradiente de presión**
- **El gradiente de presión del yacimiento,** determinará si el empacador va a trabajar con una presión diferencial hacia arriba o hacia abajo.
- **Tipo de Producción.-** En el caso de pozos productores de gas seco o gas húmedo, las normas de seguridad dictarán el tipo de empacador que debe usarse.
- **Comportamiento probable del yacimiento.-** La vida fluente de la gran mayoría de los pozos productores de aceite es relativamente corta y al

término de ésta, su explotación por lo general continua por bombeo neumático.

- **Extraer la Tubería sin remover.-** Es muy frecuente probar varios intervalos antes de decidir terminar el pozo, obligado por razones de economía y facilidad de operación; escoger un empacador que pueda anclarse varias veces y que sea de fácil reparación en el campo, en caso necesario.

La selección de los empacadores será de acuerdo a la profundidad de los pozos.

Pozos Someros.- Cuando el pozo es superficial, entre 200 y 800 m de profundidad, no habrá suficiente peso en la tubería de producción para colocar un empacador de compresión. En este caso se requiere un empacador de tensión.

Pozos Medios.- Se considera como profundidad media de un pozo, de 800 a 1500 m, en los cuales probablemente se requiera usar un empacador de tensión, compresión o neutro. El tipo de empacador para este caso lo determinaremos al hacer el análisis de fuerzas.

Pozos profundos.- En este caso se consideran aquellos pozos cuyas profundidades son mayores de 3000 m; en estos pozos se puede emplear un empacador de compresión, o bien un empacador permanente.

Verticalidad del Pozo.- En pozos profundos, desviados, direccionales o con cambio de dirección, no es posible calcular con precisión la verticalidad de los pozos; la verticalidad del pozo indicará si es necesario el uso de empacadores hidráulicos o permanentes.

Pozos Fluyentes.- La presión del yacimiento ejerce fuerza que tiende a desempacar el empacador. El peso de la tubería, más el peso de la columna del fluido en el espacio anular tenderá a mantenerlo empacado; un análisis de fuerzas determinar el tipo de empacador a utilizarse.

Esta misma consideración es aplicable a pozos explotados por bombeo neumático, inyectores de agua y de gas.

Hay un gran número de factores que pueden aumentar o disminuir el peso sobre el empacador después de ser anclado.

En la mayoría de los casos, el efecto de estos factores se pasa por alto. Pero debe considerarse que si alguno de estos factores aumenta y que en este caso debe de tomarse en consideración, cuando se determine el peso que va a dejar sobre el empacador.

Estos factores son mencionados a continuación:

- Fricción en la T.P. y T.R.
- Incremento de la temperatura en la T.P.
- Incremento de la presión en el espacio anular (E.A.).
- Decremento de la presión en la T.R.
- Por decremento de la flotación.
- Por permitirse a la T.P. contraerse radialmente, por lo tanto extenderse longitudinalmente.

Factores que tienden a disminuir el peso (acortando la tubería) a un empacador anclado.

- Decremento de la temperatura promedio en T.P.
- Decremento de la presión en la T.R.
- Incremento de la presión en la T.P.
- Por incremento del efecto de flotación.
- Por expansión radial de la T.P. acortándola así en su longitud.

CAPÍTULO III

SISTEMA PREVENTIVO DE REVENTONES.

El objetivo de un sistema para prevenir reventones o brotes; es permitir el control del pozo, cuando hay presión en la cabeza de éste. Para ello se requiere de los siguientes equipos y condiciones:

- a) Un dispositivo para cerrar el pozo (preventores).
 - b) El desfogue controlado de los fluidos (válvulas, tuberías y estranguladores).
 - c) Un medio para bombear fluidos dentro del pozo (bomba).
- a. El primer requisito implica válvulas grandes como lo son los preventores; conectados a la tubería de revestimiento cementada. La T.R. debe estar cementada a una profundidad a la cual la formación no se fracture a la máxima presión esperada, debe de tener una presión de rotura mayor que la máxima esperada y debe poder soportar el peso del conjunto de preventores. Debe de haber equipo para cerrar el pozo con o sin tubería dentro del agujero, un dispositivo para cerrar el interior de la tubería dentro del pozo y un medio para sacar o meter la tubería a presión. La tubería dentro del pozo puede consistir, de tubería de perforación, tubería lastrabarrenas, tubería de producción o tubería de revestimiento.
 - b. El desfogue controlado de los fluidos requiere válvulas, conexiones, tuberías y estranguladores; estos permiten el flujo de lodo, gas, aceite o agua a las presiones deseadas. La línea de estrangulación conduce estos fluidos a la presa de desperdicio, al separador, al quemador o a las presas de lodo, según se requiera.
 - c. La función de la bomba para lodos es circular el fluido de perforación a la presión y volumen requerido. La bomba emplea normalmente para este servicio un pistón alternativo, de doble o triple acción.

3.1 Preventores.

El preventor es el dispositivo que sella el pozo, previniendo el flujo descontrolado de fluidos de la formación a la superficie; su colocación debe de ser en una T.R. que esté bien cementada a la profundidad programada. El criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores, debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida.

3.1.1 Selección del Conjunto de Preventores.

Está en función de las presiones de operación, además del grado de seguridad requerido. Cuando el riesgo es pequeño, es suficiente un conjunto de preventores sencillo y de bajo costo; pero en caso contrario, el conjunto de preventores es más complicado y en consecuencia más costoso.

La exposición al riesgo está determinada por: la presión, el medio ambiente y los tipos de fluidos manejados.

Las presiones de formación que se encuentran pueden ser bajas, altas y normales. El medio donde se efectuó la operación puede ser urbano, rural o marino; aislado en una plataforma o barcaza con concentración de personal y equipo.

Los tipos de fluidos manejados pueden ser abrasivos, tóxicos, inflamables y explosivos. El contenido de gas amargo corrosivo esperado, es importante a fin de considerar si es necesario el uso de equipo adecuado para manejarlo.

La clasificación de los preventores también se basa en el cálculo de la presión de trabajo, que en ambiente normal varía su rango de presión entre 140 Kg/cm^2 ($2\ 000$ y $15\ 000 \text{ lb/pg}^2$). El Instituto Americano del Petróleo (A.P.I) es el encargado de normar las especificaciones de todo el material a usarse en la Industria Petrolera. Reparación y Terminación de Pozos.

El tamaño de los preventores con respecto al paso libre, deberá ser igual o mayor al diámetro interior de la T.R. inmediata al cabezal, donde se instala el conjunto de preventores, permitiendo así el paso a barrenas, molinos, empacadores, etc.

Componentes básicos de un conjunto de preventores de control:

1. Preventor de arietes dobles.
2. Preventor de arietes sencillo.
3. Preventor Esférico Anular.
4. Línea de Matar.
5. Línea de Estrangular.

3.1.2 Descripción General de los Preventores:

Preventor de Arietes Dobles.

Este preventor se instala directamente al cabezal de la última T.R. de explotación y está diseñado para utilizar arietes anulares, ajustables, ciegos y de corte. El funcionamiento es por medio de un fluido hidráulico con presión a través de los conductos que son parte integral del cuerpo.

El sistema hidráulico tiene una relación de cierre de 7:1, por lo que las presiones de operación son moderadas y para ser operado se requieren menos de 35 Kg/cm² (500 lb/pg²); de ser necesario puede aplicarse una presión hasta de 350 Kg/cm² (5 000 lb/pg²). La presión en el pozo no se comunica con la presión de operación, ya que el vástago del pistón tiene unos empaques para cada presión y, así evitar se comunique.

Los arietes por su diseño son activados por pistones de doble acción y la presión del pozo ayuda a mantenerlos cerrados. Los arietes anulares pueden soportar cargas de tuberías hasta 227,272 Kg (500 000 lbs), pero no soportan la presión de arriba hacia abajo.

Para mayor seguridad en las operaciones, los arietes anulares se colocan en la parte inferior y los ciegos o de corte en la parte superior. Es necesario recordar que cuando a un arreglo se le añade un preventor sencillo con arietes de corte, los arietes ciegos se sustituyen por anulares teniendo de esta manera, dos diámetros de arietes anulares. La figura 3.1 muestra un preventor de arietes doble.

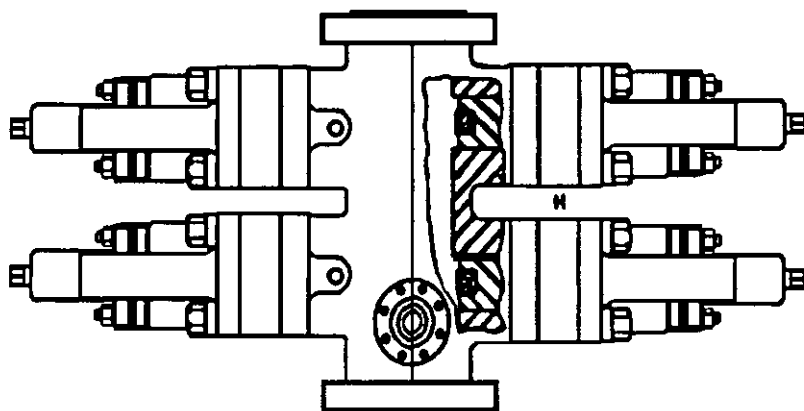


Figura 3.1 Preventor de Arietes Doble⁴

4 Ref. Bibliog. - "Introducción al Servicio de Reparación de Pozos Petroleros"; IMP. Subdirección de Capacitación.

En la parte inferior del cuerpo de los arietes anulares, están las salidas laterales con bridas de 2 1/16" para preventores 7 1/16" 350 Kg/cm² (5 000 lb/pg²), y otros con bridas de 3 1/8" para preventores de 11" 350 y 700 Kg/cm² (5 000 y 10 000 lb/pg²), los cuales son para las líneas de matar y estrangular.

Preventor de Arietes Sencillo.

Esta unidad se instala sobre el preventor de arietes doble, siendo su funcionamiento y características similares. Modificando los pistones de operación, se le instalan arietes de corte que sirven para los casos en donde se requiera cortar la tubería, quedando el pozo cerrado. Para preventores de 7 1/16", cortar diámetros de tuberías hasta de 4" y en preventores de 11" pueden cortar diámetros hasta de 5". El corte se hace con tubería colgada. Estos arietes no tienen capacidad para cortar lastrabarreras.

Es importante mencionar las especificaciones y dimensiones de estos tipos de preventores, los cuales aparecen a continuación.

La Figura 3.2 Muestra el Preventor de arietes sencillo.

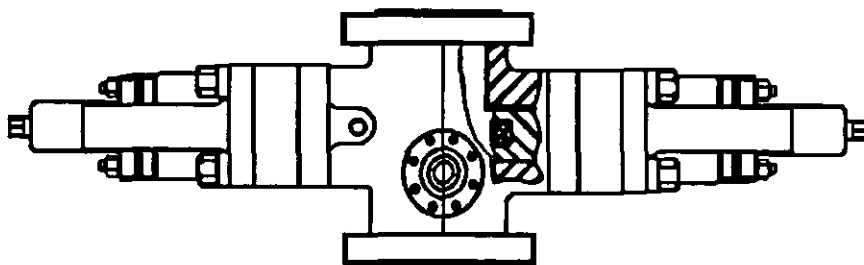


Figura 3.2 Preventor de Arietes Sencillo⁵

Preventor Cameron Tipo " U ". Sencillo y Doble.

En reparaciones y terminaciones de pozos, todos los preventores a utilizar deberán contar con salidas laterales, de manera que sea a través de estas bridas acopladas a válvulas, por donde se efectúen los movimientos de los fluidos hacia el interior o exterior del pozo; empleando solo en casos extremos las válvulas del cabezal de la tubería de revestimiento.

5 Ref. Bibliog.- "Manual de Procedimientos y Normas Operativas para la Prevención y Control de Brotes en Pozos Petroleros"; PEMEX

Preventor esférico anular.

Los preventores anulares, anteriormente llamados preventores tipo "bolsa", preventores de tipo esférico o simplemente un "Hydrill"; probablemente son los más versátiles para el control de presiones, siempre manifestadas en la cabeza del pozo. La figura 3.3 muestra un preventor de este tipo.

Su función principal es la de sellar herméticamente a presión sobre cualquier forma de diámetro de tubería que pueda estar dentro y aún sin tubería. Además, permite el paso o giro de tuberías a presión. Los preventores anulares más modernos, cierran alrededor de la flecha, coples, tubería de perforación, herramientas de trabajo, tuberías, línea de acero o simplemente en una emergencia en el agujero abierto. Es importante hacer notar que no debe excederse la presión de operación, ya que de lo contrario se producirían daños en el elemento sellante.

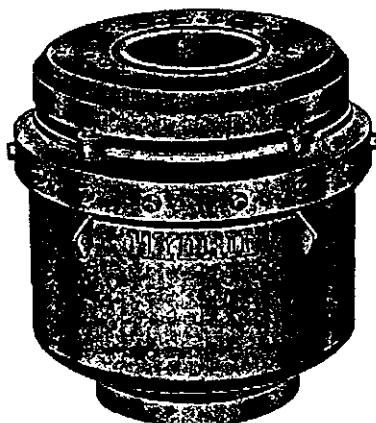


Figura 3.3 Preventor Esférico Anular¹⁴

Este preventor se coloca en la parte superior de los preventores de arietes y es el primero en cerrarse cuando se presentan manifestaciones de un brote. La medida y capacidad deberán ser iguales a las de los preventores de arietes. La mayoría de los preventores anulares son diseñados y recomendados para una presión máxima de cierre de 1500 lb/pg²; sin embargo, muchos de los preventores anulares tienen una presión máxima de cierre de 3000 lb/pg².

14 Ref. Bibliog.- "Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services"; 1998 43 rd.

Preventor Esférico Cameron Tipo " D ".

Este preventor básicamente está compuesto por:

- El cuerpo del preventor.
- Parte operativa e hidráulica, que presiona el elemento sellante mediante un pistón.
- Elementos sellantes de goma empacada.
- Candados y sellos.

Es bueno checar y verificar la información y especificaciones del fabricante para aplicar la correcta operación y presión de trabajo sobre los anillos, las presiones recomendadas de cierre, dadas las presiones del pozo y el diámetro utilizado de tubería. Otros aspectos importantes que se deben de tomar en cuenta, son las características físicas del preventor anular, ya que servirán en las maniobras de instalación y desmantelamiento del mismo.

3.1.3 Tipos de Arietes.

Los preventores de este tipo utilizan comúnmente, los siguientes arietes:

- A. Anulares sobre medida.
- B. Ciegos.
- C. De corte.
- D. De diámetro ajustable o variable.

A) Anulares Sobre Medida.

Son diseñados para cerrar alrededor de la tubería; la mayoría de los arietes tienen guías para centrar las tuberías de perforación. El ariete obstruye la extracción y se ajusta alrededor de la tubería, que tiene un machuelo pequeño. Estos arietes constan de un elemento de hule, cuya función es efectuar el sello sobre la tubería que se usa. Además, cuenta con un empaque superior que efectúa el sello en la parte interna del cuerpo del preventor. La figura 3.4 muestra los arietes anulares.

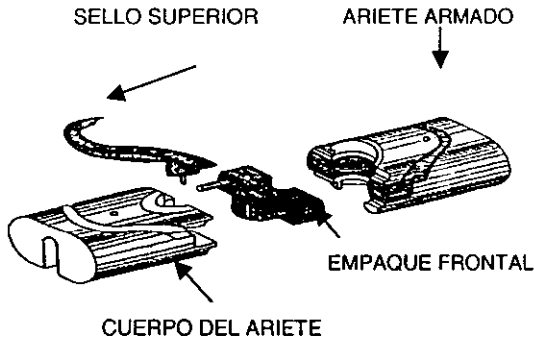


Figura 3.4 Arietes Anulares⁹

B) Arietes Ciegos.

Los arietes ciegos son un tipo especial de arietes para tubería de perforación, donde no hay extracción de tubería en el ariete bloqueado. Constan de un empaque frontal plano, construido basándose en hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior.

Se utilizan para cerrar totalmente en el pozo, al no tener tubería en su interior y que por la manifestación de los fluidos (brote) que se presenten, no sea posible introducirla. Cuando existe un brote, se pone en operación el preventor para cerrar totalmente los arietes ciegos y sellar el interior del pozo; quedando controlado el flujo de fluidos.

C) Arietes Ciegos de Corte.

Los arietes de corte son otro caso especial de arietes para tuberías de perforación, pero con hojas especiales de corte, para cortar tuberías (de producción, de perforación, collarines, etc.). Dependiendo del tipo de arietes de corte y de la tubería que se corta; normalmente se regulan las presiones y/o se utilizan booster hidráulicos. La figura 3.5 muestra este tipo de arietes.

Está formado por un ariete inferior y otro superior.

El ariete inferior actúa como cuchilla de corte.

El ariete superior aloja el empaque de las cuchillas, efectuando un sello hermético al momento de cortar la tubería.

⁹ Ref. Bibliog.- "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

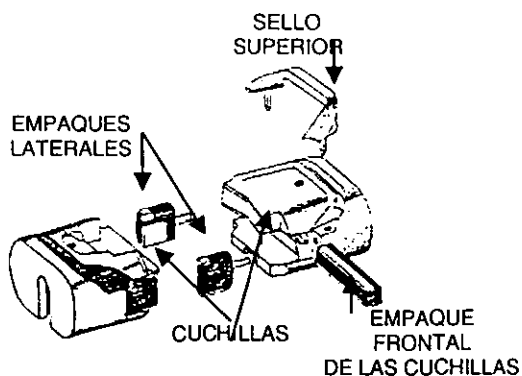


Figura 3.5 Arietes de Corte⁹

Cuando al introducir o sacar tubería, surgiera una manifestación de fluidos que no permitiera sentar la tubería en las cuñas para colocar la válvula de seguridad; en este momento se activarían los arietes de corte, segando la tubería quedando sellado el flujo de fluidos.

En la Tabla 3.1 se indican las áreas de operación que tienen los pistones en los distintos tamaños de preventores, para accionar los arietes de corte.

TAMAÑO pg	PRESIÓN DE TRABAJO lb/pg ²				ÁREA lb/pg ²
	3000	5000	10000	15000	
7 1/16					37.5
11					106.0
11				15000	136.0

Tabla 3.1 Área de Operación de Pistones¹⁰

D) Arietes de Diámetro Ajustable o Variable.

La construcción del elemento de sello se hace de tal manera que proporciona una cantidad de hule suficiente para efectuar el sello. Este tipo de arietes se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de trabajo y el diámetro interior del preventor al presentarse una señal de brote.

9 Ref. Bibliog.- "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

10 Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

Cuando no se estén usando es necesario darles mantenimiento, lavándolos con diesel y engrasándolos periódicamente. Los arietes ajustables más usuales manejan un rango de 2 7/8" a 5" de diámetro. Presentan la ventaja de no cambiar arietes al manejar diferentes diámetros de tubería, ya que sellan ajustándose al diámetro de la T.P.

3.1.4 Líneas de Matar y Estrangular

Línea de Matar

La presión de trabajo debe ser igual o mayor que la de los preventores y además resistir la máxima presión de operación esperada. Es conveniente que las conexiones en la línea de matar también resistan las altas presiones en la superficie, con objeto de que no haya necesidad de cambiarlas al profundizar el pozo.

Se debe de conectar una o más válvulas de compuerta en las salidas laterales del conjunto de preventores. En la línea de matar se debe instalar además, una o más válvulas de contrapresión, para evitar el flujo del pozo en caso de que exista una fuga en las conexiones. Cuando se instala una válvula de contrapresión en la línea de matar, las válvulas de compuerta se pueden quedar abiertas. Esto permite que se puedan bombear fluidos dentro del pozo sin que el personal tenga que bajar al piso de trabajo a abrir las válvulas. También se pueden usar uniones de golpe, debido a que las vibraciones no son muy severas.

Líneas de Estrangular.

Sus conexiones vienen de las salidas laterales del conjunto de preventores y van hacia el múltiple de estrangulación; donde hay instalados varios estranguladores. Las líneas de estrangular deben de ser de una presión de trabajo igual o mayor que el conjunto de preventores.

La mayoría de los comentarios relativos a las líneas de matar, son aplicables a las líneas de estrangular. Una consideración importante es que las velocidades de flujo de los fluidos, a menudo son mayores que en la línea de matar, debido a la expansión del gas en el espacio anular.

Aunque en un múltiple de estrangulación se puede desviar el flujo de un estrangulador a otro, la totalidad del flujo tiene que pasar por la línea de estrangulamiento. La velocidad de flujo disminuye cuando se incrementa el diámetro de la línea, y el desgaste de la línea es menos severo. Para reducir aún más su desgaste, las líneas de estrangular deben ser lo más rectas posibles. Si esto no es posible, se sugiere instalar curvas de radio largo. Si no se puede evitar cambios de dirección de 90 grados, se deben de instalar conexiones tipo " T ", con tapones sólidos o rellenos de plomo.

Deben conectarse dos válvulas a las salidas laterales del conjunto de preventores, donde se conectan las líneas de flujo. La válvula exterior es la válvula de trabajo. La válvula interior se debe usar solamente en emergencias. Es conveniente que la válvula interior se pueda operar a control remoto, esto evita que el personal tenga que bajar al piso de trabajo para operarlas cuando el pozo tiene presión o cuando hay fuga de flujo.

3.1.5 Arreglo de Preventores.

El siguiente arreglo de preventores es un arreglo típico convencional y es mencionado con relación a este trabajo. Sin embargo existe gran variedad de arreglos para las diferentes operaciones que se necesiten en el pozo. La Figura 3.6 muestra un arreglo de preventores típico.

Un preventor doble de arietes, con doble brida y tamaño nominal de 11" y 7 1/16" con presión de trabajo de 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pg²; 350, 700 y 1055 Kg/cm². Con dos salidas laterales de 3" para el de 11" con brida de 3 1/8" ó 3 1/16". La unidad está diseñada para alojar dos juegos de arietes para tubería, los de mayor diámetro se instalan en el cuerpo inferior y los de menor diámetro en el superior.

La salida lateral a la izquierda, se conecta a la línea de matar secundaria y está dotada de tres válvulas de 3 1/16" con presión de trabajo de 350, 700 ó 1055 Kg/cm² (5 000, 10 000, 15 000 lb/pg²); para preventores de 11 1/16" y el mismo número de válvulas, pero de 2 1/16" para preventores de 7". La válvula núm. 7 es de compuerta de paso completo y se opera manualmente, la núm. 5 es idéntica, únicamente que se opera hidráulicamente a control remoto, la núm. 3 es de retención y permite el flujo de fluidos hacia el pozo, pero no el flujo del pozo hacia el múltiple del tubo vertical.

La salida lateral a la derecha, es la que conduce a la línea de estrangular primaria y está dotada con dos válvulas (4 y 6), idénticas a las válvulas 5 y 7.

Un preventor sencillo de arietes de doble brida con tamaño nominal de 11" y 7 1/16"; presión de trabajo de 350, 700 ó 1055 kg/cm² (5 000,10 000,15 000 lb/pg²); con dos bridas de 3 1/8", 3 1/16". ó 2 1/16". Abajo de los arietes. La unidad está construida y diseñada para alojar y operar arietes de corte y trabajar en ambiente de ácido sulfhídrico; la salida lateral izquierda conduce a la línea de matar primaria y está dotada con dos válvulas 8 y 10 iguales a la (4 y 6).

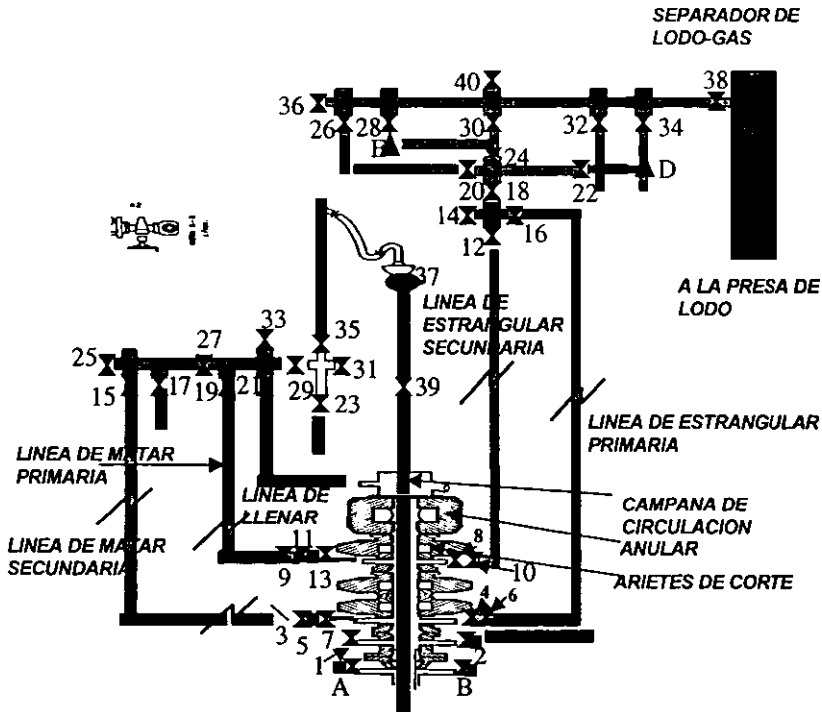


Figura 3.6 Arreglo Convencional de Preventores¹³

Un preventor esférico anular, con tamaño nominal de 11 pg. Y 7 1/16 pg. y una presión de trabajo de 350, 700, 1055 kg/cm² (5 000, 10 000, 15 000 lb/pg²) con brida inferior y espárragos roscados en la parte superior. Esta unidad se ha diseñado y construido de tal manera que pueda operar con ambiente de H₂S.

3.1.6 Inspección Física y Prueba del Conjunto de Preventores.

Antes de proceder a la instalación de un conjunto de preventores o después de cada etapa de perforación, deberá verificarse en el pozo lo siguiente:

1. Inspección visual del cuerpo de cada preventor, principalmente las cavidades o ranuras donde se alojan los arietes, el estado que guardan las pistas y los conductos de las salidas laterales, con objeto de verificar que no estén dañados totalmente o desgastados parcialmente. Pero antes que nada verificar que el conjunto de preventores de reventones sea el adecuado.

13 Ref. Bibliog.- "Control de Pozos" Nivel 2; Plan Nacional de Capacitación PEMEX-IMP

2. Que todos los birlos, espárragos y tuercas sean del tipo y medida apropiada, que no estén dañados u oxidados, que cumplan con las especificaciones API para el rango de presión de operación, temperatura y resistencia al H₂S.
3. El tipo y las condiciones que guardan los anillos selladores, que sean del tipo y de las condiciones de operación adecuadas para su instalación.
4. Checar el orden y colocación de los arietes así como sus medidas; corroborar el buen estado del elemento sellante frontal de los arietes, así como el preventor anular.
5. Recuerde que invariablemente dentro de un pozo, en el que se manejan tuberías de diferentes diámetros, el conjunto de preventores de arietes deberá llevar en su parte inferior los de mayor diámetro y en su parte superior los de menor diámetro; posteriormente el preventor con arietes de corte o ciegos y por último el preventor esférico anular.
6. Verificar el tamaño y tipo de juntas de la tubería a usar; así como la correcta conexión de las líneas de apertura y cierre.

3.1.7 Pruebas de Operación.

Las operaciones de perforación no deben iniciarse hasta que el sistema de control superficial esté debidamente instalado y probado. En lo que respecta a su operación y presión de trabajo.

Todo el personal que labore en los equipos de perforación, debe tener los conocimientos sobre la funcionalidad y operación del sistema de control superficial, de acuerdo a la categoría que desempeña. Al personal de nueva contratación se le orientará sobre los mismos conocimientos antes de iniciar sus labores.

Se deben de llevar a cabo las pruebas de operación del conjunto de preventores y del equipo auxiliar, cada vez que se haga un viaje completo de la tubería como mínimo; estas pruebas deben de reunir las siguientes condiciones:

Revisión de cabezales.- Antes y después de la prueba hidráulica abrir las válvulas que protegen el espacio anular entre las dos últimas tuberías de revestimiento que tenga el pozo.

Esta operación se realiza para verificar si los empaques que sellan una tubería de revestimiento están trabajando.

La presión de prueba no debe de ser mayor a la presión de trabajo en los componentes que se van a probar. El preventor esférico anular se deberá probar al 70 % de su presión de trabajo.

Para tener una mejor idea; en una presión de prueba deberá cuidarse:

- a) La presión de trabajo del componente más débil del sistema.
- b) La presión de trabajo del cabezal.
- d) El 80 % de la presión de ruptura del tramo más débil de la T.R. o la presión de ruptura de la formación abajo de la última T.R. cementada.

La presión de trabajo del componente más débil del sistema, puede ser el primer tramo de T.R. donde se sujetan los cabezales o el cabezal mismo. Es necesario verificar la resistencia a la tensión, colapso y presión interna de los tramos probados, que sea mayor que la presión de prueba por aplicarse.

3.1.8 Recomendaciones de Operación

Durante su transporte:

- Deberán de transportarse sobre un patín adecuado y los birlos apretados.
- Deberán de transportarse con los yugos adentro.
- En las conexiones de 1" se colocarán tapones.
- Deberán protegerse las ranuras de las bridas inferior y superior con una brida protectora.
- Deberán de transportarse alineadas al patín.

Durante su instalación:

- El preventor deberá estar con los arietes cerrados y los yugos adentro.
- Proteger la boca del pozo mientras se efectúa la instalación del preventor en el cabezal de la T.R.
- Maneje los preventores utilizando cables de acero de 7/8 " ó 1".
- Limpie e inspeccione las ranuras de sello del anillo de la brida del cabezal, y la brida inferior del preventor (no use lubricantes).
- Instalar el anillo metálico correcto en la ranura de la brida del cabezal.
- Oriente los preventores correctamente, al asentarlos en el cabezal (lado de cerrar con vista al malacate).
- Apriete en forma de cruz las tuercas de los birlos, hasta lograr el correcto apriete.
- Las líneas de 1" se purgan antes de utilizarse.

- Se instala la campana de circulación, con brida protectora en la parte superior de los preventores y línea de flujo a las presas.
- Instale los manerales de los arietes.

Durante su Desmantelamiento:

- Acordar con el personal la maniobra por realizar al manejar los preventores del cabezal de la T.R. al patín de transporte.
- Los arietes (anulares y ciegos) deberán de estar cerrados y los yugos adentro.
- Elimine las conexiones de 1" (instalando un tapón protector a la rosca de 1" en el cuerpo del preventor), líneas de flujo, birlos y tuercas.
- Asegure el preventor a la brida del patín de transporte.
- Si es necesario durante su desmantelamiento, se auxiliará de un camión pluma para tales maniobras.

3.2 Unidad para Operar Preventores.

La bomba consiste en un recipiente para almacenar fluido a presión atmosférica; una bomba de alta presión; acumuladores para almacenar fluido hidráulico y múltiple de control para dirigir el paso del fluido, para operar los preventores. La figura 3.7 muestra la unidad Koomey.

La unidad se divide en cinco secciones:

1. Acumuladores y recipiente.
2. Bombas neumáticas.
3. Bomba eléctrica.
4. Múltiple de control.
5. Accesorios.

1. Acumuladores y recipiente:

Los del tipo flotador guiado y el tipo separador se precargan con 70 Kg/cm^2 ($1\ 000 \text{ lb/pg}^2$) de nitrógeno y su presión de trabajo es de 211 Kg/cm^2 ($3\ 000 \text{ lb/pg}^2$), la capacidad nominal es de 37.8 y de 41.6 litros, (10 y 11 galones).

El recipiente se usa para almacenar fluido para la operación de la unidad; el sistema opera regresando los fluidos nuevamente al depósito.

2. Bombas neumáticas:

Estas unidades requieren un suministro de aire a suficiente presión y volumen para operarlas. Las bombas consisten en un múltiple de suministro de aire, un múltiple de succión del fluido y un interruptor de presión automático.

Producen normalmente presiones controladas hasta de 211 Kg/cm^2 ($3\ 000 \text{ lb/pg}^2$), pero de ser necesario pueden producir presiones mayores.

- a) Múltiple de suministro de aire: Cuenta con un filtro que retiene los sólidos que puedan dañar la bomba; tiene además un lubricador que impregna el aire con aceite, un manómetro indicador de la presión y una válvula para control de suministro a las bombas.
- b) Múltiple de succión del fluido: Es la conexión de las bombas al depósito de fluido; tiene una válvula para aislar la bomba en caso de reparación; además, presenta un filtro para garantizar la limpieza del fluido para operar las bombas.
- c) Bombas: Se usan para convertir la presión baja del aire en presión hidráulica mayor; sus partes principales son: el motor neumático y el extremo hidráulico; la relación de área del pistón del motor neumático y el área del pistón en el extremo hidráulico es de 60:1, por consiguiente 0.07 Kg/cm^2 de aire, producirá 4.2 Kg/cm^2 (60 lb/pg^2) de presión hidráulica. En estas bombas de doble acción, el aire es expulsado a la atmósfera en cada embolada ascendente y descendientemente.
- d) El interruptor de presión automático (hidroneumático): Su función es suspender el suministro de aire cuando la bomba alcanza su presión de trabajo que es de 211 Kg/cm^2 ($3\ 000 \text{ lb/pg}^2$). Normalmente, cuando la presión en el sistema desciende a 190 Kg/cm^2 ($2\ 700 \text{ lb/pg}^2$) el interruptor permite el paso del aire nuevamente, para establecer la presión; cuando es necesario alcanzar presiones arriba de 211 Kg/cm^2 ($3\ 000 \text{ lb/pg}^2$), se aíslan los acumuladores y se nulifica el interruptor de presión.

3. Bomba eléctrica:

Requiere una potencia eléctrica de 220/440 volts, 60 ciclos y 3 fases. Consiste de un múltiple de succión del fluido, bomba, motor eléctrico y control de mando. Funciona normalmente a una velocidad constante y con presión máxima de 211 Kg/cm^2 ($3\ 000 \text{ lb/pg}^2$) y de 1 500 a 1 800 r.p.m. Debido a que la mayoría de las bombas no pueden funcionar a estas velocidades, se utiliza un reductor de velocidades.

Las bombas pueden ser dobles de 3 a 7.5 HP y triple de 10 a 60 HP Cuentan además con un interruptor de presión eléctrica cuando la presión de la bomba llega a 211 Kg/cm² y arranca el motor nuevamente cuando la presión desciende a 190 Kg/cm² (2 700 lb/pg²).

4. Múltiple de control:

Es la distribución para dirigir el fluido a presión generada por la bomba y almacenada en los acumuladores para accionar los preventores y válvulas con operador hidráulico.

La mayoría de los preventores de arietes operan a un máximo de 105 Kg/cm² (1,500 lb/pg²) y los preventores esféricos anulares a menor presión, por lo cual todos los múltiples son dobles, es decir tienen dos reguladores. El múltiple de control incluye válvulas de cuatro vías, manómetros, válvulas de seguridad y de purga. El funcionamiento de este múltiple es de efecto directo a los preventores.

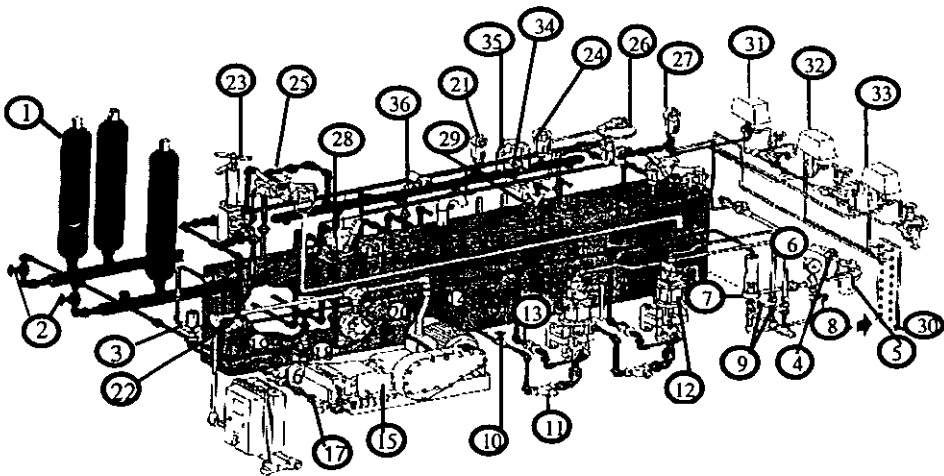


Figura 3.7 Unidad Koomey para Operar Preventores⁹

9 Ref. Bibliog.- "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

5. Accesorios:

1. Acumuladores con presión de operación de 211 Kg/cm^2 ($3\,000 \text{ lb/pg}^2$).
2. Válvulas de banco de acumuladores para cerrar cuando sea necesario, aplicando presiones mayores de 211 Kg/cm^2 .
3. Válvula de seguridad de acumuladores, calibrada a 246 Kg/cm^2 ($3,500 \text{ lb/pg}^2$).
4. Filtro para aire.
5. Lubricador del aire (6 gotas por segundo).
6. Manómetro para presión de aire de 0 a 21 Kg/cm^2 (0 a 300 lb/pg^2).
7. Interruptor de automático de presión (hidroneumático).
8. Válvula para anular el interruptor hidroneumático.
9. Válvula para el aire a las bombas hidráulicas-neumáticas.
10. Válvulas de succión.
11. Filtro de succión.
12. Bombas neumáticas.
13. Válvula de contrapresión de bombas neumáticas.
14. Motor eléctrico y arrancador.
15. Bomba doble o triple, accionadas por un motor eléctrico.
16. Válvula de succión.
17. Filtro de succión.
18. Válvula de contrapresión de la bomba eléctrica.
19. Válvula para anular el interruptor hidroeléctrico.
20. Interruptor de presión automático hidroeléctrico.
21. Manómetro de presión en el acumulador de 0 a 422 Kg/cm^2 (0 a $6,000 \text{ lb/pg}^2$).
22. Filtro para el fluido del acumulador.
23. Válvula reguladora para preventores de arietes.
24. Manómetro de presión en el múltiple de 0 a 700 Kg/cm^2 (0 a $10,000 \text{ lb/pg}^2$).
25. Válvula reguladora para nulificar la válvula que opera los preventores de arietes a más de 105 Kg/cm^2 ($1\,500 \text{ lb/pg}^2$).
26. Válvula reguladora para preventor esférico anular.
27. Manómetro de presión esférico anular de 0 a 211 Kg/cm^2 .

28. Válvula de cuatro pasos
29. Válvula de purga.
30. Válvula de seguridad calibrada a 387 Kg/cm^2 ($5\ 500 \text{ lb/pg}^2$).
31. Caja de conexiones de control remoto.
32. Regulador neumático para presión del preventor esférico anular.
33. Regulador neumático para presión del múltiple.
34. Regulador neumático para presión del acumulador.
35. Válvula reguladora de la válvula para preventor esférico anular.
36. Válvula de tres vías para selector de panel.

3.2.1 Bomba Reciprocante de Acción Simple.

Esta bomba consta de las siguientes partes:

- a) Bomba.
- b) Acumuladores.
- c) Múltiple de conexiones.

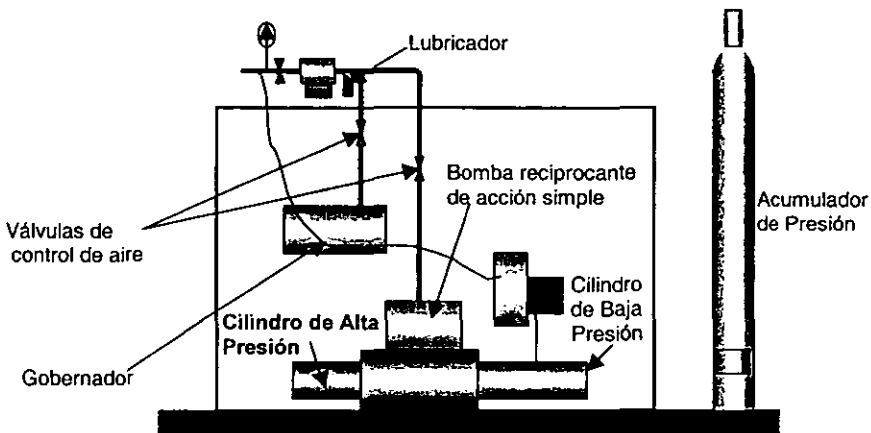


Figura 3.8 Bomba Reciprocante de Acción Simple¹⁰

¹⁰ Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

Su fuente de energía es proporcionada por un compresor de aire, operado por un motor eléctrico de 10 H.P. con una presión regulada de 5.6 Kg/cm² (80 lb/pg²) de arranque y de 8.4 Kg/cm² (120 lb/pg²) de paro automático. Almacena el aire en un tanque con capacidad para 300 litros, el cual hace funcionar la bomba que en este caso es de dos pasos de acción simple. Y lo muestra la figura 3.8

3.2.2 Equipos de Control.

Consolas.

Las consolas son unidades auxiliares con el equipo de control de pozos que se utilizan para accionar a control remoto el conjunto de preventores, las válvulas hidráulicas y estranguladores variables de operación hidráulica. La figura 3.9 muestra la consola de control remoto.

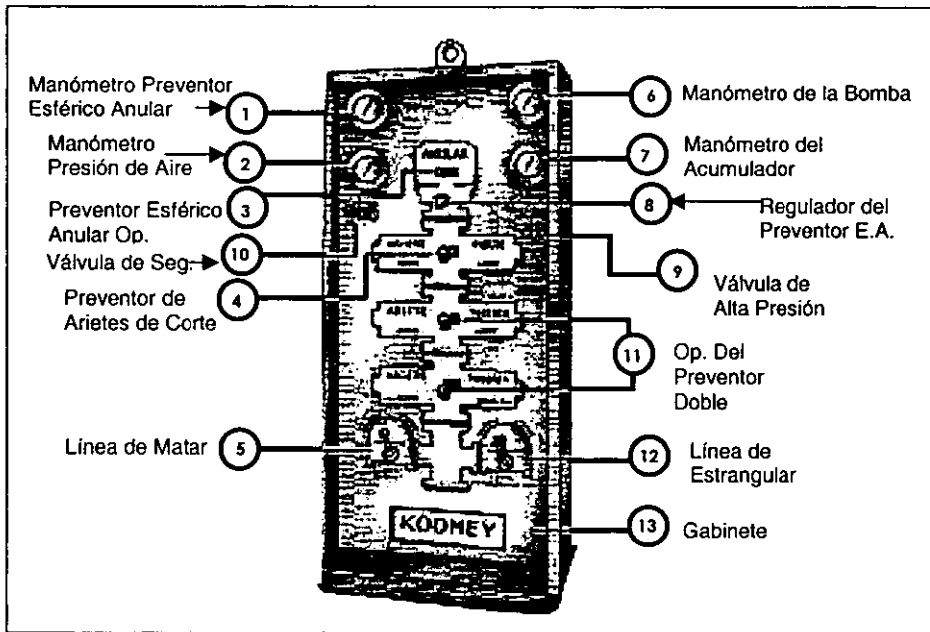


Figura 3.9 Consola de Control Remoto¹⁰

Generalmente está instalada en el piso del equipo y su función principal es, la de facilitar o ahorrar el tiempo en las operaciones de apertura y cierre de los preventores de reventones y válvulas hidráulicas e hidroneumáticas que las accionan, se debe de colocar fuera del área de calor intenso del pozo, si éste llegara a incendiarse.

10 Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

Con la inmediata intervención del personal para controlar por medio del conjunto de preventores, se efectúan estas operaciones a través de la consola instalada accesiblemente, lográndose un rápido cierre y a la vez coordinándose con la cuadrilla del equipo. Es de vital importancia que las operaciones en el sistema de control se efectúen a una distancia prudente cerca del área del pozo, de esta manera las consolas cumplen su función para tener mayor visibilidad en él

conjunto de preventores y demás accesorios. Es importante verificar su funcionamiento diariamente, así como sus conexiones a las bombas hidráulicas, protegidas y sin fugas de aire o fluido hidráulico.

Estas unidades auxiliares cuentan con manómetros para indicación de presión en el sistema acumulador, en el preventor esférico anular, en la bomba y en el circuito neumático; además de un regulador de presión para el preventor esférico anular y una válvula de seguridad.

3.2.3 Inspección y Prueba de la Unidad para Operar los Preventores.

A. Verificación de precarga del acumulador.

Esta secuencia se efectúa antes de la operación y cada 30 días de tiempo operativo.

1. Se abre la válvula en el fondo de cada botella en el sistema acumulador y se drena el fluido hidráulico hacia el recipiente en la unidad de cierre.
2. Se instala un manómetro del rango adecuado en el orificio de precarga de cada acumulador y registre su presión de precarga.
3. De ser necesario inyecte nitrógeno a una presión de 52.7 a 70 Kg/cm² (750 a 1 000 lb/pg²) de acuerdo al diseño que le corresponda.
4. Registre la prueba en la bitácora.

B. Prueba de la unidad acumuladora.

Esta prueba se realiza antes de ponerla en operación.

1. La precarga de cada acumulador debe de ser de 52.7 a 70 Kg/cm² y se ajustará de acuerdo al tipo de preventores que le corresponda accionar.
2. Las presiones en los acumuladores después de cargarlos con fluido hidráulico, deben de ser de 105, 140, 211 Kg/cm² (1500, 2000, 3000 lb/pg²) dependiendo del arreglo de preventores por accionar.

3. La presión regulada en el múltiple para operar los arietes de los preventores debe de ser de: 105 Kg/cm^2 , para preventores de 350 Kg/cm^2 ($5\ 000 \text{ lb/pg}^2$) y de 140 Kg/cm^2 ($2\ 000 \text{ lb/pg}^2$) para preventores de 700 a $1\ 055 \text{ Kg/cm}^2$ ($10\ 000$ a $15\ 000 \text{ lb/pg}^2$), de operación.
4. La presión regulada para operar las válvulas hidráulicas, debe de estar a 105 Kg/cm^2 .
5. El manómetro señala que la presión regulada para operar el preventor esférico anular, debe de indicar una presión de 56 Kg/cm^2 (800 lb/pg^2).
6. La bomba eléctrica Koomey debe de arrancar cuando la presión en los acumuladores descienda al 90 % de su presión original y parar cuando se incremente a su presión de trabajo.

Es importante recordar que el criterio para operación de un control secundario, indica que la cantidad de fluido a usar debe ser tal que permita las operaciones de: cerrar, abrir y cerrar y además que quede con una presión remanente de 66.8 a 84 Kg./cm^2 (950 a 1200 lb/pg^2) en el banco de acumuladores. Esto se logrará si se carga el sistema a 105 , 140 y 211 Kg/cm^2 ; cuya presión de operación es de acuerdo al arreglo de preventores por accionar.

C. Prueba de cierre del sistema acumulador.

Se realiza después de instalar los preventores de reventones y antes de efectuar las pruebas hidráulicas.

1. Cierre las válvulas que suministran el aire a las bombas neumáticas y cierre la palanca que controla la bomba eléctrica.
2. Verifique que las válvulas que aíslan los bancos de acumuladores estén abiertas.
3. Registre la presión del sistema del acumulador, la cual debe ser la de trabajo, de acuerdo al diseño que le corresponda.
4. Coloque un tramo de tubería dentro del conjunto de preventores de reventones.
5. Regule la presión para operar el preventor esférico anular, para prueba a 105 Kg/cm^2 .
6. Cierre el preventor esférico anular y abra la válvula hidráulica en la línea de estrangular con 105 Kg/cm^2 .
7. El tiempo máximo de esta operación debe de ser de 30 segundos, la presión que deberá quedar en los acumuladores será de 14 Kg/cm^2 (200 lb/pg^2) mayor que la presión de precarga del sistema.

8. Abra el preventor esférico anular y cierre la válvula (6) hidráulica usando las bombas de la unidad. Recargue el sistema de acumuladores a su presión de trabajo.
9. Registre la prueba en la bitácora.

D. Prueba de tiempo de cierre con las bombas de la unidad acumuladora.

Se realiza después de instalar los preventores.

1. Aísle el sistema de los acumuladores.
2. Con la presión regulada a 105 Kg/cm^2 y el tramo prueba dentro del pozo.
3. Opere a cerrar el preventor esférico anular con 105 Kg/cm^2 de presión final y abrir la válvula (6) con control hidráulico, con la línea de estrangular. El tiempo máximo de cierre debe ser de 2 minutos.
4. Abra el preventor esférico anular; cierre la válvula (6) con control hidráulico; recupere el tramo de tubería. Regule la presión de trabajo del preventor esférico anular a 56 Kg/cm^2 (800 lb/pg^2) y regresen los componentes a su posición normal.
5. Registre la prueba en la bitácora.

E. Prueba de los componentes hidráulicos.

Los períodos de prueba de los componentes hidráulicos deberán efectuarse una vez al día y consisten en operar:

1. Las válvulas hidráulicas números 6, 10, 7 y 5 de la Figura 3.6.
2. El preventor esférico anular.
3. Los preventores de arietes anulares y ciegos cuando no se tenga tubería en el pozo.
4. El estrangulador hidráulico.
5. Cuidar que la presión de operación de todos los componentes sea normal.
6. Por último, bombee agua limpia por todos los accesorios para dejar limpio el sistema, regresando éstos a su posición normal.
7. Registre la prueba en la bitácora.

F. Pruebas hidráulicas al sistema superficial.

1. El sistema superficial para la prevención de reventones se debe probar al instalarse y cada vez que se instale el preventor, después de cementar una sarta de T.R., antes de perforar dentro de una zona con presión anormal (sí se conoce) y después de que se haya cambiado un elemento de sello en alguno

de sus componentes. En este último caso, se deberá probar solamente el sello que se cambió; si no ocurriera ninguno de estos eventos (con excepción de la instalación inicial), la prueba se deberá hacer cuando menos cada 30 días. Cada vez que se pruebe el conjunto de preventores, se probará también la unidad que opera el accionar de la flecha, las válvulas superior e inferior, se deben de probar a la misma presión con la que se pruebe el sistema superficial y al mismo tiempo para la prevención de descontrol. Estos componentes se deben probar aplicando la presión la presión de arriba hacia abajo.

2. Registre las pruebas en la bitácora correspondiente.

3.3 Múltiple del Tubo Vertical; Inspección y Prueba.

Se denomina al conjunto o juego de válvulas interconectadas cada una de ellas, teniendo el múltiple una o más entradas y salidas. Su función es la de manejar el paso de fluidos, bien sea permitiendo su entrada o bloqueando su salida.

Debe de contar con entradas suficientes para utilizar la bomba del equipo y de ser necesarias unidades de alta presión, así como salidas para manejar la circulación directa, llenado el pozo y líneas de matar.

También deberá estar dotado de manómetros y dispositivo hidráulico que transporte las presiones a los manómetros instalados en las consolas de control remoto.

A) Múltiple de válvulas para alto gasto y alta presión.

Este tipo de arreglo superficial consta de cuatro entradas correspondientes éstas a las válvulas números 17, 23, 25 y 31 y cinco salidas que son los números 15, 19, 21, 33, 35; además cuenta con un manómetro que registra la presión en la T.R., y con un dispositivo hidráulico que transporta la presión a manómetros instalados en la consola de control. La Figura 3.10 muestra el múltiple del tubo vertical.

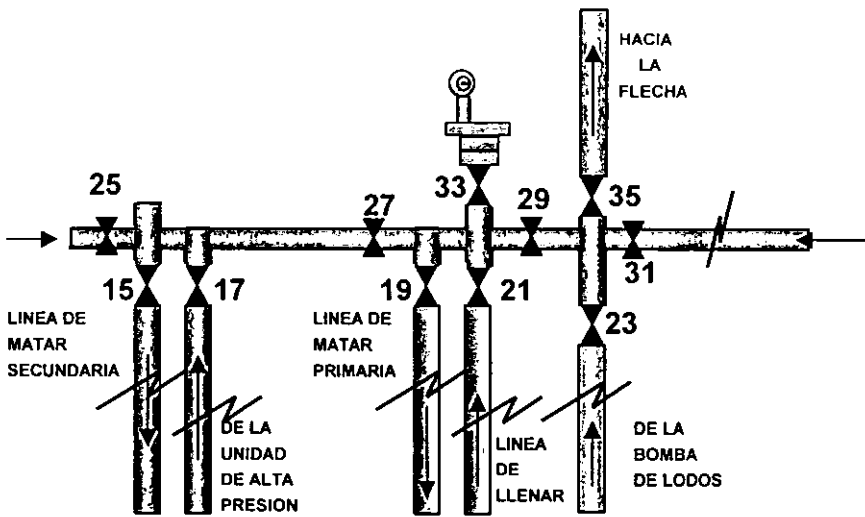


Figura 3.10 Múltiple del Tubo Vertical⁹

Función de las Válvulas de Entrada.

La entrada número 17 permite el bombeo de fluidos con unidades de alta presión y tubería para efectuar las pruebas hidráulicas del control superficial.

Las válvulas números 25 y 31 se encuentran disponibles para usarse con cualquier unidad.

La válvula número 23 es la que se opera siempre con la bomba del equipo.

- 15. Línea de matar.
- 17. De la unidad de alta presión.
- 19. Línea de matar primaria.
- 21. Línea de llenar.
- 23. De la bomba de lodos.
- 25,31. Disponibles.
- 27,29. Para bloqueo y desvío de fluidos.
- 33. Para el manómetro.
- 35. Hacia la flecha.

⁹ Ref. Bibliog.- "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

B) Múltiple del Tubo Vertical del Control Secundario para Alto Gasto y Alta Presión.

Función de las Válvulas de Salida.

La válvula número 15, permite controlar el pozo cuando se quiera por la línea de matar secundaria, la cual va instalada en la salida lateral de los preventores anulares.

La válvula número 19, permite el flujo de fluido hacia la línea de matar primaria que va instalada en la salida lateral del preventor de corte.

La válvula número 21, permite enviar el fluido hacia el pozo, a través de la campana y de esta manera efectuar el llenado del pozo, cuando se recuperan aparejos de producción o sargas de trabajo.

La válvula número 35, abierta permite el flujo de fluido a través de la flecha, aparejo o sarga de trabajo, hacia el interior del pozo; cerrada permite el desvío del fluido hacia el espacio anular, ya sea a través de la línea de matar primaria o secundaria. Ver Figura 3.10

C) Múltiple de Válvulas para Mediana y Baja Presión.

Este tipo de arreglo consta de tres entradas 9, 15 y 25, y dos salidas 17 y 19, un manómetro que registra la presión en la tubería de producción y un estrangulador ajustable en la línea de llenar E, además la válvula núm. 13.

La Figura 3.11 muestra el arreglo del múltiple de válvulas para mediana y baja presión.

Función de las Válvulas de Entrada.

Válvula número 9.- Recibe el fluido directamente de la bomba de lodos que opera en el equipo.

Válvula número 15.- Se utiliza para efectuar las pruebas hidráulicas de control secundario y además queda disponible para ser utilizada con cualquier unidad de alta presión.

Válvula número 25.- Se utiliza para matar el pozo a través del espacio anular o bien para establecer circulaciones inversas o compensaciones de columnas.

Funciones de las Válvulas de Salida.

Válvula número 17.- Es la que conduce el flujo a través de la sarga de trabajo o aparejo de producción.

Válvula número 19.- Permite llenar el pozo a través de la campana, cuando se esté sacando la tubería.

Posterior a la válvula 19, se instala un estrangulador ajustable (E), que es muy útil cuando hay problemas de circulación, donde al inicio se manifiestan presiones.

Cuando esto sucede, se inicia la circulación con el estrangulador abierto y a medida que se incrementa el flujo y disminuye la presión, se cierra el estrangulador completamente.

- 9. De la bomba de lodos.
- 11. Para bloqueo y desvío de flujos.
- 15.- De la unidad de alta presión.
- 17.- Hacia la flecha.
- 19.- Línea para llenado del pozo.
- 25.- Línea de matar.

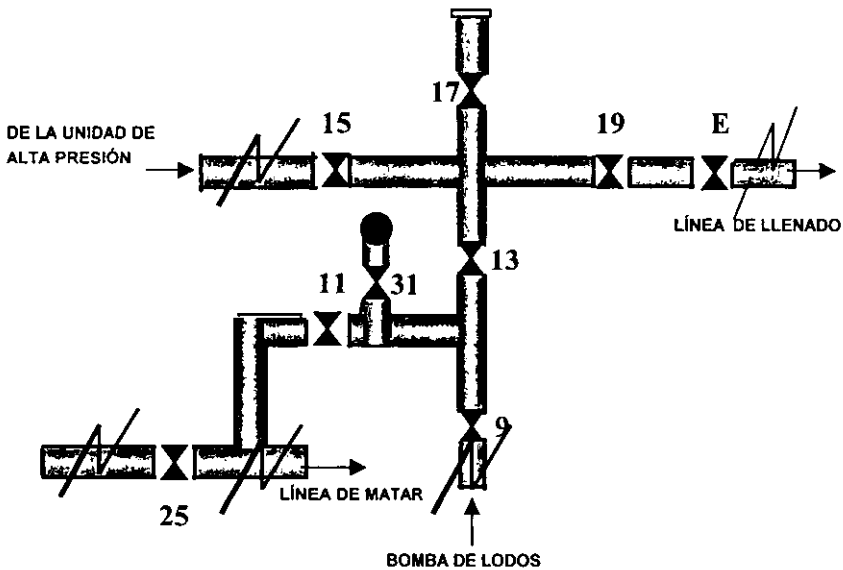


Figura 3.11 Múltiple de Válvulas para Mediana y Baja Presión⁹

3.4 Múltiple de Estrangulación, Inspección, Prueba y Mantenimiento.

3.4.1 Para alto gasto y alta presión.

Este múltiple de estrangulación está construido para operar en ambiente de ácido sulfhídrico (variable con control hidráulico).

La Figura 3.12 muestra el múltiple de estrangulación secundario para alto gasto y alta presión.

⁹ Ref. Bibliog. - "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

La válvula (E) operada a control remoto desde una de las consolas, todas las válvulas son de compuerta y de paso completo; el estrangulador hidráulico, es el que se debe de usar normalmente.

El múltiple también cuenta con un manómetro, que registra la presión anular y con un dispositivo hidráulico (sensor) que transporta la presión a manómetros, instalados en la consola de control remoto.

Las descargas de los estranguladores conducen a una cámara de amortiguación dotada con tapones de choque. De la cámara salen dos descargas al quemador y una descarga al separador de lodo-gas instalado en una de las presas de lodo. También cuenta con la válvula 14, para cuando se requiera manejar más gasto de fluidos del pozo.

En operaciones normales; ya sean de limpieza, de molienda, introducción o recuperación de aparejos, etc., las válvulas: 12, 16, 18, 24, 30 y 8; así como el estrangulador variable (E) o los ajustables (C y D) deben permanecer abiertas.

Al detectar la señal de un brote teniendo tubería dentro del pozo y antes de cerrar el preventor, abra la válvula número (6) de la línea de estrangulación primaria, y con ella logrará que el flujo del pozo se desvíe hacia el separador del lodo-gas y de ahí a las presas.

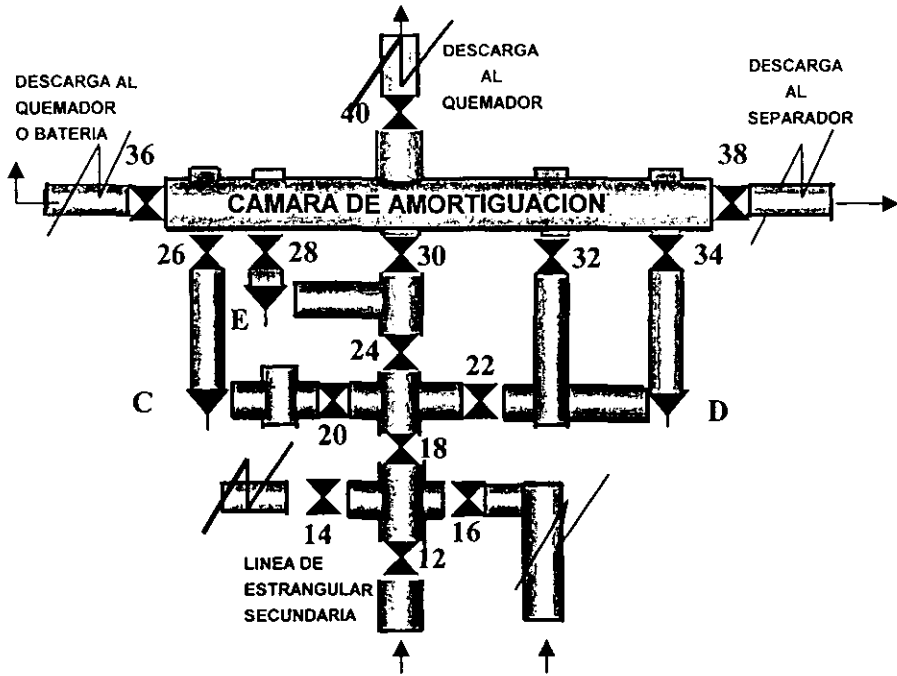
Si es necesario estrangular el pozo, abra la válvula número 28 y cierre la 30, esto permitirá pasar el flujo a través del estrangulador hidráulico. Si la presión aumenta, será necesario pasar el flujo al quemador, esto se logra abriendo la válvula número 36 o bien la 40, o simultáneamente las dos.

Todas las operaciones de control siempre se harán con el estrangulador variable, si éste estuviera dañado, se podrán utilizar los estranguladores ajustables.

Cuando se use el estrangulador ajustable (C), previamente abra las válvulas 20 y 26 y de esa manera desviaré el flujo hacia la presa o quemadores.

De la misma manera, si utiliza el estrangulador ajustable (D), abra las válvulas 22 y 34 y desvíe el flujo al lugar más conveniente. Si el gasto desalojado por el pozo es demasiado, puede liberar flujos a través de las válvulas 30 y 32 sin pasarlo por el estrangulador.

Las salidas de las válvulas 26,28 y 32 pueden utilizarse para desviar flujos si se requiere.



- C,D. Estrangulador ajustable.
 E. Estrangulador hidráulico.
 12. Línea de estrangulación secundaria.
 16. Línea de estrangulación primaria.
 36. Descarga al quemador o batería.
 38. Descarga al separador lodo-gas.
 40. Descarga al quemador.

Figura 3.12 Múltiple de Estrangulación del Control Secundario para Alto Gasto y Alta Presión⁹

3.4.2 Para Mediana y Baja Presión.

Este múltiple de estrangulación consta de dos estranguladores ajustables C y D, un manómetro que registre la presión anular controlando con la válvula número 6.

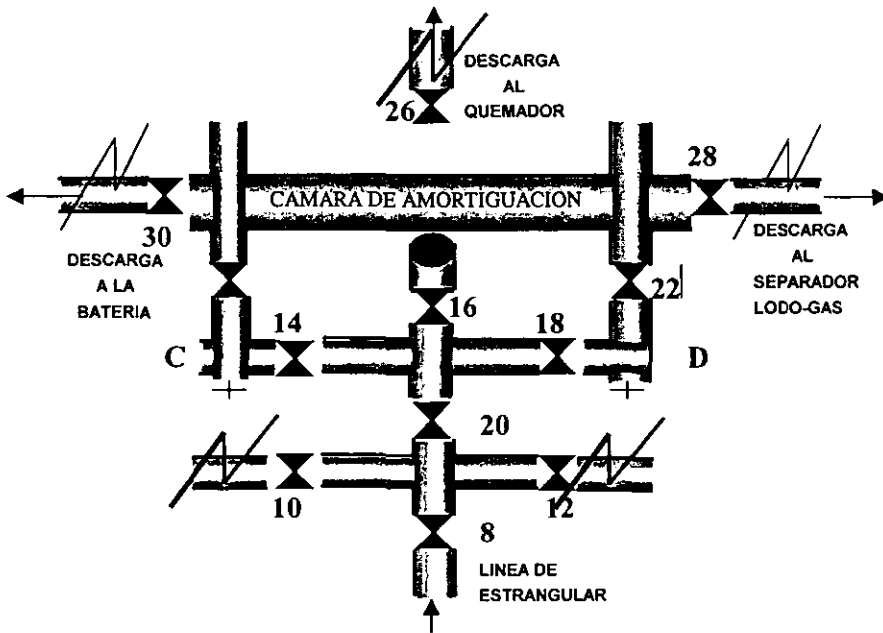
Las descargas de los estranguladores, son de mayor diámetro que las entradas y conducen a una cámara de amortiguación dotada de tapones de choque; esta cámara tiene tres salidas, una a la batería de separación, una al quemador y una tercera que descarga al separador de lodo y gas instalado en las presas de fluidos. La figura 3.13 muestra el estrangulador del control secundario para mediana y baja presión.

9 Ref. Bibliog. - "Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

En operaciones normales, las válvulas 8, 20, 18, D, 22, y 28 deben permanecer abiertas; si el pozo se manifiesta, bastaría levantar la flecha, abrir la válvula número 6 (hidráulica) que se encuentra junto al arreglo de preventores y cierra el preventor y desvía el flujo hacia el separador de lodo y gas. Si fuera necesario quemar el fluido, abriríamos la válvula número 26 y cerraríamos la válvula número 28; de esta manera, tendríamos el flujo al quemador, si lo que aporta el pozo fuera gas o aceite, bastaría abrir la válvula número 30 y cerrar la 26 y de esta forma manda los fluidos a la batería de separación.

Si por alguna razón se tapara el estrangulador que estemos operando, se abrirán las válvulas y los estranguladores del otro ramal para continuar la operación; aislando de inmediato el otro extremo.

En caso de que sea necesario otra entrada de desfogue, las válvulas número 10 y 12 se encuentran disponibles.



- C,D.- Estranguladores ajustables.
- 8. Línea de estrangular.
- 26. Descarga al quemador.
- 28. Descarga al separador lodo-gas-
- 30. Descarga a la batería.

Figura 3.13 Múltiple de Estrangulación de Control Secundario para Mediana y Baja Presión

3.4.3 Cuidados para el Transporte y Uso de los Múltiples de Estrangulación.

1. Las líneas de matar y estrangular, deberán instalarse por debajo de la subestructura y cargadores de tubería.
2. El múltiple de estrangulación deberá estar montado en un patín de manera que su transporte se facilite.
3. Después de su transporte, al instalarse deberán reapretarse todos los tornillos.
4. Instalar el múltiple de estrangulación retirado lo más posible del pozo; con acceso para colocar la unidad de alta presión, considerando previamente antes de colocarla, los vientos dominantes.
5. Las líneas de control y descarga deberán ser adecuadas a las presiones, empleando diámetros adecuados.
6. Todas las válvulas deberán estar debidamente engrasadas y contar con sus volantes.
7. No utilizar las válvulas de compuerta como estranguladores. Deberán permanecer abiertas o cerradas totalmente.
8. En la línea de descarga a la presa de quemar; cuando se requiera, desvíe el flujo en forma adecuada.

3.5 Accesorios de Control.

En los arreglos del conjunto de preventores utilizados en Reparación y Terminación de Pozos, se tiene establecido instalar en las líneas de matar y estrangular los siguientes accesorios:

A. Válvula de Contrapresión Cameron Tipo "R".

Su función principal es la de permitir el paso de fluidos hacia el pozo, pero no su regreso.

Estas válvulas previenen contratiempos y riesgos en las operaciones durante el control del pozo.

Su funcionamiento es debido a una válvula de disco, accionada por un resorte y ésta se presiona sobre un asiento que no permite el paso de los fluidos. En el lado opuesto; el fluido entra por la parte inferior, levantando la válvula y el resorte efectuando el paso del fluido hacia el pozo.

Es recomendable revisar periódicamente el funcionamiento de esta válvula, que aunque sea sencillo es de vital importancia; asegurando que las condiciones de trabajo sean las adecuadas, ya que el mecanismo de cierre puede obstruirse por sedimentación o impurezas del fluido de control.

En ocasiones al estar bombeando hacia el pozo a través de la línea de matar, se pueden presentar daños en las líneas de control o fallas en la unidad de bombeo; con la válvula de contrapresión se evitará el regreso del fluido del pozo hacia la superficie, sin necesidad de cerrar las válvulas de compuerta. Esta válvula tipo "R" está asignada en el arreglo de los preventores.

B. Válvula de Compuerta con Operador Hidráulico Cameron Tipo " F ".

Esta válvula se instala en la línea de estrangular, para arreglos superficiales de mediana presión y en las líneas de matar, estrangular primaria y secundaria, para arreglos superficiales de alta presión.

La operación de cierre y apertura de estas válvulas, es con presión hidráulica de 21 Kg/cm^2 (300 lb/pg^2), la cual es suficiente para efectuarla. En nuestros arreglos superficiales, por razones de seguridad, la presión de trabajo es de 105 Kg/cm^2 (1500 lb/pg^2) y en caso necesario se puede cerrar manualmente.

Esta operación de cierre se logra por la fuerza ejercida de un pistón, deslizando la compuerta de la válvula. La operación de apertura con presión hidráulica, regresa la compuerta nuevamente por acción del pistón.

La válvula fue cerrada manualmente con el volante, se debe girar éste hacia la izquierda hasta llegar al total de vueltas y con presión hidráulica se levanta la compuerta.

En operaciones de control, no es necesario acudir hasta la válvula para operarla, ya que su cierre o apertura se efectúa a través de la consola de control remoto.

C. Estrangulador Variable con Control Hidráulico.

El estrangulador marca Cameron con entrada y salida bridadas, se tiene instalado en el múltiple de estrangulación y es accionado a través de una o dos consolas de operación con control remoto, las cuales agilizan y proporcionan seguridad en los trabajos que se realizan.

Su cierre y apertura se logra gradualmente, aplicando presión hidráulica de 21 Kg/cm².

El diseño del asiento y compuerta especial, así como la cavidad del cuerpo del estrangulador, proporcionan alta capacidad de flujo y una operación normal. La compuerta y el asiento se pueden reemplazar sin necesidad de quitar el estrangulador del múltiple.

Para evitar el desgaste prematuro por la abrasión; el asiento y la compuerta están revestidos de carburo de tungsteno y alrededor de la compuerta existen guías para el paso de fluido, evitando serios daños a la misma; todas las partes de este accesorio son fabricadas con materiales resistentes al ácido sulfhídrico y temperaturas de más de 121 °C.

3.6 Válvulas de la Flecha y Seguridad.

1. Válvula Macho Superior de la flecha.

Este tipo de válvulas cuenta con un avanzado diseño que proporciona un cierre rápido y efectivo del cilindro obturador arriba de la flecha.

En su construcción tiene un cuerpo esbelto y sin partes salientes, permitiendo con esto un fácil manejo. En su interior aloja un cilindro obturador, hecho de acero inoxidable resistente a la corrosión, por la acción del cemento y los fluidos de control.

Existen dos elementos de sello, uno superior y otro inferior; construidos de bronce-manganeso, éstos a su vez tienen instalados en su parte frontal, un inserto de sello de teflón endurecido y un anillo en la parte posterior.

El cilindro obturador, se asegura en el interior del cuerpo con un candado metálico y una tapa metálica que se sujeta al cuerpo con cuatro tornillos.

En estas válvulas los insertos de sello están debidamente moldeados, conforme a la superficie de asiento del obturador y cuando la válvula macho es abierta, el flujo pasa directamente a través del orificio obturador, permitiendo que tanto los elementos de sello como el obturador no se dañen con la presión.

Estas válvulas se manejan en el campo con diámetros exteriores de 5 1/4" y 7 3/4" y diámetros interiores amplios.

Para este tipo de válvulas, las juntas (caja-piñón) están construidas con rosca izquierda.

Las válvulas macho superior de la flecha, se utilizan para dar máxima protección a la manguera del tubo vertical y a los empaques del tubo lavador de la unión giratoria, cuando por alguna razón se maneja alta presión del interior del pozo a la superficie, a través de la tubería de producción o de trabajo al estar operando con la flecha dentro del pozo.

La válvula para cerrar se opera, girando a la derecha el cilindro obturador hasta su tope con la llave actuadora especial, sellándose éste contra los insertos de sello, quedando controlado el pozo arriba de la flecha. Cuando la válvula se encuentra cerrada y se desea establecer circulación nuevamente a través de ella, represione inicialmente con 45 Kg/cm^2 (500 lb/pg^2) arriba de la presión existente en la tubería y proceda a la apertura del cilindro obturador en forma lenta, manteniendo el bombeo continuo, esto se efectúa con el fin de no dañar los elementos de sello o el interior del cuerpo.

Normas de Seguridad.

Antes de su instalación:

- a) Verifique la válvula que sea de la presión adecuada ($350, 700, 1055 \text{ Kg/cm}^2$).
- b) Revise que el diámetro exterior del cuerpo de las juntas sea el correcto de acuerdo al tamaño de éstas.
- c) Compruebe que el cierre y apertura del cilindro obturador se efectúe con facilidad.
- d) Revise que el tamaño de las juntas (caja-piñón) sean las adecuadas, de acuerdo con el tamaño de la flecha que se esté usando.
- e) Revise que su diámetro interior se encuentre libre (calibre la antes de instalarla).
- f) Verifique las juntas que estén protegidas con sus guardaroscas, para evitar que se golpeen y dañen.

Durante su Instalación:

- a) Revise que las juntas (caja-piñón) se encuentren engrasadas.
- b) Verifique que se instale abierta.
- c) Compruebe que al enroscarla a la flecha, el giro se haga hacia la izquierda debido a que las juntas son de rosca izquierda.
- d) Apriete con llaves adecuadas el torque que se le aplica a las juntas.

Durante su operación:

- a) Verifique la válvula, que sea probada a su presión de trabajo en cada prueba de conexiones superficiales o en cada intervención.
- b) Revise el apriete de las válvulas con el máximo de frecuencia, para evitar fugas al estar circulando con presión.
- c) Revise que la válvula sea operada a cerrar y abrir diariamente, para que el cilindro obturador se mantenga libre de atascamiento.

2. Válvula Macho Inferior de la Flecha.

Estas válvulas se instalan en la parte inferior de la flecha (kelly), formando parte permanente del conjunto de levante y actuando como preventores de reventones internos; cerrando en un momento dado el recinto de la sarta de producción o de trabajo, permitiendo controlar la presión del pozo.

Estas válvulas se clasifican por presiones de trabajo iguales a las que manejan los conjuntos de preventores de reventones. La figura 3.14 muestra una válvula de seguridad inferior.

La función de esta válvula es la de controlar la presión en el interior de la tubería de producción o de trabajo, esto se efectúa cuando surge un brote, al estar perforando cemento u otra operación similar inherente con la Reparación y Terminación de Pozos.



Figura 3.14 Válvula de Seguridad Inferior de la Flecha¹⁰

Estas válvulas operan cuando se tienen señales de un descontrol en el pozo que se esta interviniendo, al estar operando la sarta de tubería de trabajo o de producción con la flecha dentro del pozo; espere a que ésta sea levantada, hasta que la válvula macho inferior quede arriba de la rotaria; siente la sarta en las

10 Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

cuñas de la rotaria y cierre la válvula con la llave, girando un cuarto de vuelta a la manivela actuadora de la esfera obturadora, esto permitirá controlar el flujo que pasa por la tubería. Auxilie en el cierre del preventor de arietes anulares para controlar el flujo por el espacio anular; una vez controlado el flujo, se agrega al fluido de control, el material densificante previamente calculado.

El diseño y construcción de estas válvulas son de dos tipos: Las de cuerpo entero y las de cuerpo seccionado. Ambos tipos proporcionan la misma confiabilidad en su operación. El cuerpo en los dos tipos de válvulas, presenta diámetros exteriores aproximadamente iguales, al de las juntas de la tubería que se están manejando. Además, el diámetro exterior permite introducir la válvula a través del conjunto de preventores y de la tubería de revestimiento; así mismo sus diámetros interiores son lo suficientemente grandes, que permiten la introducción de herramientas operadas con cable o línea de acero.

Normas de Seguridad.

Antes de su instalación:

- a) Revise que la válvula sea del diámetro adecuado al de la flecha y tubería donde se va a instalar.
- b) Compruebe que las juntas tengan el tipo de cuerda (caja-piñón), igual que la junta de la flecha y la tubería donde se instalará.
- c) Revise que sus juntas estén engrasadas y no se encuentren dañadas.
- d) Verifique con su superior, si la válvula ha sido probada a su presión de trabajo de 350, 700, 1055 Kg/cm² (5 000, 10 000, 15 000 lb/pg²).
- e) Revise que las partes interiores hayan sido engrasadas; para el caso de la válvula de cuerpo seccionado, quite el tapón allen del cuerpo y engrase con el inyector manual.
- f) Verifique que el cierre y apertura de la válvula se efectúe con facilidad, para esto, gire un cuarto de vuelta con la llave allen la esfera obturada.

Durante su instalación:

- a) Levante y saque la flecha de la funda de protección, compruebe que la funda inferior esté limpia y realice manualmente la conexión de la válvula, revisando que se encuentre en posición abierta.
- b) Inspeccione que el apriete se haga con llaves adecuadas, aplicando el torque requerido; de acuerdo al diámetro y tipo de conexión.
- c) Verifique que al conectarla a la tubería y apretarla, se coloque la llave de fuerza en el sustituto inferior, para evitar exceso de apriete de las dos secciones. Esto último es para la válvula seccionada.

Durante su operación:

- a) Revise que la válvula permanezca abierta, de aproximadamente un cuarto de vuelta a la esfera obturadora, utilizando la llave allen que deberá permanecer en lugar visible y accesible.
- b) Verifique que al desconectarla de la sarta no de rotación, es preferible utilizar la llave cadena.
- c) Compruebe que al meter la flecha a la funda, el piñón de la válvula tenga instalado su guardarosca.
- d) Diariamente compruebe el cierre y apertura de la esfera obturada con el propósito de evitar atascamiento en la misma, debido a que estas válvulas no cuentan con mantenimiento al estar en operación.
- e) Verifique que al probar el conjunto de preventores y conexiones superficiales, la válvula se pruebe a su presión de operación.

Durante su desmantelación:

- a) Revise que la válvula sea desconectada de la flecha al inicio de la desmantelación del equipo.
- b) Compruebe que tenga instalados en las juntas sus protectores.
- c) Verifique si es conveniente mandarla a revisar al Taller de Herramientas Especiales y si no, guardarla en la caseta de las herramientas.

3.7 Válvulas de Seguridad para Tuberías.

Existen varios tipos de válvulas:

- Válvula tipo "F" Cameron.
- Válvula tipo bola.
- Válvula de contrapresión.
- Válvula de retención de encajar.

a) Válvula Tipo "F" Cameron.

Esta válvula está construida con doble asiento de vástago no desplazable, lubricada y de conducto sin restricciones.

Estas válvulas se utilizan como prevención en la tubería de producción o de trabajo, y una de ellas se tiene en el piso del equipo enlazándola de acuerdo a la tubería que se esté manejando en el pozo. Deberán estar colocadas en un lugar visible y de rápido acceso, además, nos guarda de toda amenaza de descontrol

que se presente por el interior de la tubería de producción o de trabajo, cuando se esté realizando un viaje en el pozo.

Al presentarse una amenaza de descontrol del pozo, al momento de estar sacando o metiendo la sarta de tubería, se sienta ésta en las cuñas sobre la rotaria, se instala la válvula de seguridad en posición abierta sobre la junta de la tubería y se aprieta perfectamente y se cierra la misma.

b) Válvula Tipo Bola.

Este tipo de válvulas se diseñan con diámetros exteriores, que permiten ser corridas dentro del pozo junto con la sarta de trabajo o de producción, sin interferir con el diámetro interior de la tubería de revestimiento. Así mismo; están construidas con diámetros interiores amplios, que facilitan la introducción de herramientas especiales a través de ellas, tales como, cable de registro y línea de acero.

Las válvulas tipo bola proporcionan un fácil manejo, utilizando un mínimo esfuerzo y además nos permiten un sello efectivo al momento de cerrarla. Los rangos de presión que se manejan son de 350 y 700 Kg/cm².

Al presentarse una amenaza de descontrol del pozo, al momento de estar sacando o metiendo la sarta de tubería; se sienta la válvula en las cuñas sobre la rotaria, se instala la válvula en posición abierta sobre la junta de la tubería apretando ésta perfectamente. Con la llave allen gire el actuador de la esfera un cuarto de vuelta para que la válvula se cierre, quedando el flujo controlado.

c) Válvula de Contrapresión.

La válvula de contrapresión para tubería, es la que se utiliza como auxiliar en el procedimiento de control de un pozo; está construida con un cuerpo seccionado y de diámetro exterior sin salientes laterales, permitiendo la introducción de la misma válvula al pozo, sin que interfiera con el diámetro interior de la tubería de revestimiento. La figura 3.15 muestra una válvula de contrapresión.

La válvula está construida en su parte interna de tal manera que únicamente, se puede establecer circulación directa y nunca de manera inversa, de ahí su nombre de contrapresión.

La válvula de contrapresión actúa como preventor de flujos internos en tubería de producción o de trabajo, cuando al estar sacando o metiendo tubería del pozo se presenta una señal de descontrol de los fluidos contenidos en el pozo.



Figura 3.15 Válvula de Contrapresión¹⁰

d) Válvula de Retención.

Es una válvula de retención automática que se mantiene en el piso hasta que se necesita. Cuando esto ocurre, se le bombea o se le hace descender flotando por la tubería de producción o sarta de trabajo, hasta que se encaja en el dispositivo de fijación instalado cerca de los lastrabarrenas.

Una vez empacado no permite el flujo del pozo hacia la superficie, pero sí permite el bombeo de los fluidos a través de ella hacia el espacio anular.

10 Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

CAPÍTULO IV

FLUIDOS DE CONTROL.

4.1 Función de los Fluidos de Control.

Las funciones de los fluidos de control de un pozo son las siguientes:

- A. Mantener controlada la presión de formación
- B. Evitar o minimizar el daño a la formación
- C. Acarreo de recortes a la superficie
- D. Suspensión de recortes al detener la circulación
- E. Enfriamiento y lubricación de la sarta de trabajo
- F. Formación de pared (enjarre)
- G. Promover un Medio Adecuado para Efectuar Operaciones de Cable con Línea de Acero y/o Herramientas Especiales.

A) Mantener Controlada la Presión de Formación.

El agua, el aceite y el gas contenidos en el yacimiento ejercen una gran presión hacia "arriba", como si pugnarán por salir a la superficie. A esta presión se le denomina presión de formación.

Para realizar con seguridad y facilitar las operaciones de reparación y terminación de pozos, es necesario contrarrestar la presión de formación y llevarla a un punto de equilibrio, ejerciendo una presión contraria mediante un fluido de control. La figura 4.1 muestra este un ejemplo.

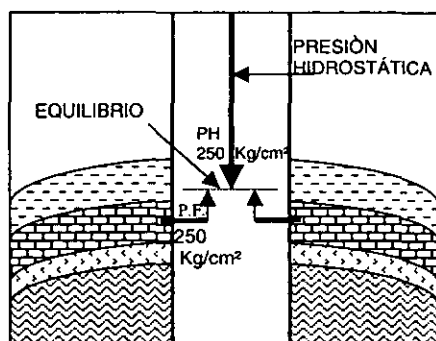


Figura 4.1 Control de la Presión de Formación ¹¹

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

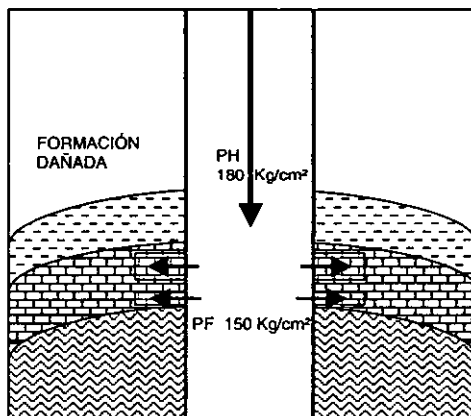
A esta presión que ejerce el fluido para equilibrar la presión de formación le llamamos presión hidrostática. Técnicamente sabemos que la fuerza de esta presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna que lo contiene.

B) Evitar o Minimizar el Daño a la Formación.

Si la presión hidrostática que ejerce el fluido de control hacia abajo fuera mucho mayor que la presión de formación que ejerce el gas, el aceite o el agua hacia la parte superficial del pozo los fluidos entrarían dañando a la formación; obturando la porosidad parcial o total, dificultando así la explotación eficiente del pozo como lo muestra la figura 4.2.

Para evitar esto, será necesario mantener la presión hidrostática igual o ligeramente superior a la presión de formación. Este equilibrio de presiones, en ocasiones puede perderse al introducir una sarta, debido a la mayor resistencia que se encuentra por la estructura tipo "gel" que forma el fluido en reposo y que tendrían que contrarrestarse con una mayor fuerza o presión. Esta mayor presión que se ejerce, podría romper el equilibrio logrado.

Para mantener el equilibrio, es necesario agregar al fluido agentes dispersantes que faciliten su fluidez y reduzcan así la resistencia, evitando la necesidad de provocar un excesivo aumento de la presión al introducir la sarta al pozo. Estos agentes dispersantes permiten además, la formación de un enjarre en las paredes de la formación, evitando así la migración de fluidos a los intervalos en explotación.



11
Figura 4.2 Daño a la Formación

Gracias a la fluidez es posible realizar las operaciones; conservando la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación, lo cual permite evitar o minimizar el daño a la formación. Además de utilizar en la preparación de los fluidos, materiales químicos que sean compatibles con la formación productora.

C) Acarreo de Recortes a la Superficie.

Los recortes de materiales de la formación, cemento y fierro que como consecuencia del trabajo de reparación y terminación de pozos por ser sólidos dentro de un fluido; tenderán a caer hacia el fondo del pozo por la fuerza de gravedad.

Para extraerlos después, se tendría que aumentar la fuerza o presión del fluido circulante; lo que aumentaría la presión hidrostática, con el peligro que se mencionó antes de dañar a la formación. También se pueden originar fallas en las herramientas de molienda o en atrapamiento de tubería, reducción en la velocidad de penetración y retritución de recortes.

Para evitar estas situaciones, es necesario que el fluido cumpla realmente con los requerimientos apropiados y cumpla con el acarreo de recortes (como lo muestra la figura 4.3), lo cual se logra gracias a la densidad y viscosidad que se le da en su preparación, sin olvidar también cuidar el gasto óptimo de la bomba de lodos.

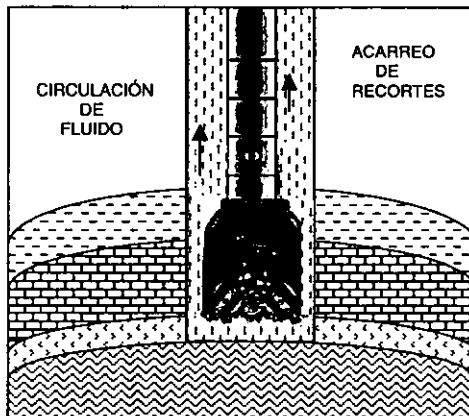


Figura 4.3 Acarreo de Recortes a la Superficie¹¹

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

D) Suspensión de Recortes al Detener la Circulación.

El fluido cumple con la función de acarrear los recortes; pero cuando la circulación se detiene los recortes caerían hacia el fondo del pozo con la amenaza de los problemas antes mencionados como lo muestra la figura 4.4A. Para resolver éste problema, se añade bentonita o polímero al fluido y así al parar la circulación se forma una estructura gelatinosa que suspende los recortes (figura 4.4B) y que al volver a circular se rompe esa estructura y vuelva a fluir normalmente.

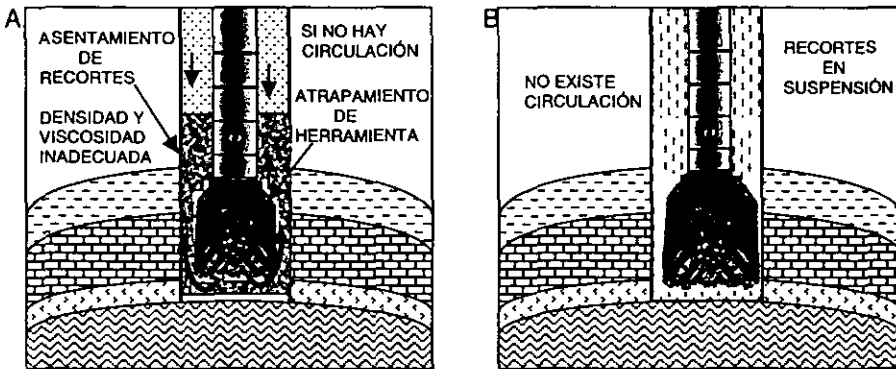


Figura 4.4 Suspensión de Recortes al Detener la Circulación¹¹

E) Enfriamiento y Lubricación de la Sarta de Trabajo.

El contacto entre la herramienta moledora y el material que se está moliendo, genera una gran cantidad de calor, llamado calor de fricción. Este tipo de generación de calor produce temperaturas de alrededor de 75 °C, más la temperatura propia del pozo. La energía calorífica se disipa con el paso de los fluidos por esos puntos de fricción, es decir, la circulación del fluido a lo largo y a través de la sarta de trabajo, sirve para enfriar la misma así como las herramientas que se están utilizando; como lo muestra la figura 4.5 muestra.

Aunque en bajo grado, el fluido de control posee propiedades lubricantes que pueden incrementarse si se incluyen en su preparación aceites combinados con agentes emulsificantes (detergentes). Las ventajas del enfriamiento y lubricación que tienen los fluidos de control son los siguientes.

- Prolongación de la eficiencia de la barrena.
- Disminución de la presión y mejoran el arrastre.
- Una menor presión de bombeo.
- Menor desgaste por fricción en la sarta y en la tubería de revestimiento.

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

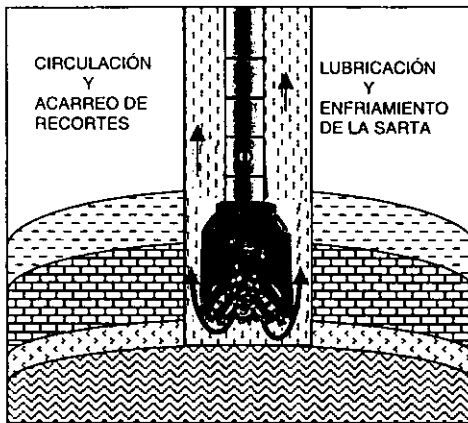


Figura 4.5 Enfriamiento y Lubricación de la Sarta de Trabajo ¹¹

F) Formación de Pared (Enjarre).

La viscosidad y la suspensión de sólidos de algunos fluidos sometidos a ciertas presiones; crean en las paredes de la formación de un pozo, una película protectora llamada enjarre, que sirve de pared entre el fluido de control y la misma formación.

Un fluido de control base agua, preparado con bentonita; por ejemplo, deposita un buen enjarre en la zona de disparos. Este enjarre sirve para consolidar la pared de la formación y retardar el filtrado de lodo en el intervalo productor, evitando así daño al yacimiento.

Un enjarre que contenga el mínimo espesor, permitirá menos filtrado, lo contrario de un enjarre que contenga mayor espesor. La formación de enjarres gruesos se debe a agentes contaminantes como agua salada, cemento, gas y otros que evitan la hidratación de la bentonita.

G) Promover un Medio Adecuado para Efectuar Operaciones de Cable con Línea de Acero y/o Herramientas Especiales.

Normalmente las operaciones para reparar o terminar un pozo se efectúa con movimiento de tuberías con pesos bastante elevados. Otros tipos de operaciones como: Registros de cable, disparos, desconexiones de tuberías, apertura o cierre de válvulas de circulación, toma de registros de presión de fondo, etc., son hechos con herramientas que se introducen al pozo utilizando cable y/o línea de acero.

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

Por lo tanto, es de suma importancia mantener en condiciones adecuadas, la viscosidad y gelatinosidad del fluido de control, para que la introducción y recuperación de las herramientas operadas con cable y/o línea de acero, no encuentren resistencia en el interior de las diferentes tuberías del pozo.

4.2 Propiedades de los Fluidos.

Las propiedades de los fluidos son las siguientes:

- A. Densidad
- B. Densidad Relativa
- C. Viscosidad
- D. Gelatinosidad
- E. Potencial Hidrogeno (pH)

A) Densidad.

Es el peso de un material con relación al volumen que ocupa.

$$Densidad = \frac{masa}{volumen} ; \rho = \frac{m}{V}$$

Para efecto de manejar unidades de campo, se emplea el concepto de peso en lugar de masa por ser proporcional y de mejor comprensión.

Sus unidades, en el sistema decimal se expresan:

- a) Si el peso se mide en gramos, el volumen se medirá en centímetros cúbicos.
- b) Si el peso se mide en kilogramos, el volumen se medirá en litros.
- c) Si el peso se mide en toneladas, el volumen se medirá en metros cúbicos.

Sus unidades en el sistema inglés se expresan:

- a) Si el peso se mide en libras, el volumen se medirá en galones.
- b) Si el peso se mide en libras, el volumen se medirá en pie³.

B) Densidad Relativa.

Es la densidad de un fluido con relación a la densidad del agua.

$$\text{Densidad Relativa} = \frac{\text{Densidad del fluido}}{\text{Densidad del Agua}}$$

La densidad de un fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo logra el control de un pozo: manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación.

C) Viscosidad.

Viscosidad: Es la medida de la resistencia interna al flujo, que tiene un líquido.

Concepto.- Imagine que los líquidos están formados por partículas, que como pequeños balines ruedan unos sobre otros. En algunas sustancias estos "balines - moléculas" se desplazan unos sobre otros con gran facilidad y en otras lo hacen con mayor dificultad. Vea por ejemplo como la miel fluye con mayor dificultad que el agua.

A esta resistencia o dificultad para fluir se le da el nombre de viscosidad.

La viscosidad se mide en segundos marsh, que es el tiempo que un litro de sustancia tarda en fluir, sujeto a determinadas condiciones.

En los fluidos de control, la viscosidad va a depender de la concentración, calidad y dispersión de los materiales viscosificantes suspendidos en los mismos fluidos.

Esta propiedad de los fluidos de control tendrá gran importancia para el acarreo de recortes, que mejorará al aumentar la misma.

D) Gelatinosidad.

Cuando un fluido de control con suficiente viscosidad, ha sido sometido a reposo por determinado tiempo, tiende a formar estructuras más o menos rígidas; pero podrá fluir nuevamente por medio de una agitación mecánica. Técnicamente esta propiedad se le denomina tixotropía.

La Medida de la gelatinosidad se determina con el viscosímetro Fann VG u otro similar a su unidad de medida; la gelatinosidad se mide en lb/100 pie².

La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel, que forma el fluido de control, son de importancia determinante para lograr la suspensión de recortes y material densificante, cuando el fluido se encuentra en reposo. Si los "geles" no tienen suficiente resistencia los recortes y el material densificante se precipitarán hacia el fondo del pozo. Pero una resistencia excesiva de estas estructuras también puede causar peligrosas complicaciones como las siguientes:

- Retención de aire o gas en el fluido.- Lo cual afecta la densidad del fluido y puede provocar en caso extremo un desequilibrio entre la presión hidrostática y la presión de formación.
- Necesidad de pruebas excesivas al establecer circulación después de un viaje de la sarta. Estas presiones excesivas pueden en algunos casos llegar a dañar la formación.
- Reducción de velocidad de asentamiento de recortes en las presas. El fluido que ya ha circulado y acarreado recortes, se deja "reposar" un tiempo en las presas. Si en este tiempo los recortes no han "caído" al fondo del pozo se corre el peligro de recircularlos al sistema.
- Excesiva succión al sacar la tubería. Que en casos graves puede provocar un fuerte desequilibrio de presión y descontrol del pozo.
- Excesiva presión al introducir la tubería. Ya que al cargar más peso para vencer la resistencia de las geles, se incrementa la presión hidrostática y puede fácilmente dañar la formación.
- Dificultad para introducir al fondo del pozo, las herramientas que se manejan con cable y línea de acero. Impidiendo así efectuar correctamente las operaciones como: registros, disparos, calibraciones, etc.

E) Potencial Hidrógeno (pH).

Cuando se prepara un fluido de control base agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas que da como resultado un fluido ácido a alcalino.

A la medida de esa acidez o alcalinidad se le conoce como factor "pH" o Potencial Hidrógeno.

El pH es la medida de acidez o alcalinidad de un fluido. La importancia del pH es que, la acidez o alcalinidad de un fluido de control influye determinantemente en las propiedades del flujo, en las resistencias del gel, en el control de corrosión, en las pérdidas del filtrado, en la remoción de arcillas, etc.

Se sabe que las sustancias alcalinas como la cal comercial, reaccionan produciendo calor y las sustancias ácidas, disociando las moléculas del material con quien entran en contacto. Por lo cual los fluidos de control que se manejan en los pozos deben tender a ser materiales alcalinos.

Existe ya una escala aceptada mundialmente para medir en el campo, el grado de acidez o alcalinidad de los fluidos que se están manejando. La escala pH es de 1 a 14; el punto neutro se indica por el número 7, los fluidos que son analizados y que caen por debajo de este número neutro, son considerados como ácidos, mientras que los fluidos analizados y que caen por arriba del mismo y hasta el 14 son considerados como fluidos alcalinos.

4.3 Relación Entre Funciones y Propiedades.

4.3.1 Relación de la Densidad con la Función de Mantener Controlada la Presión de Formación y Minimizar el Daño a la Misma.

Se sabe que la presión de formación ejercida por el aceite, gas y agua que se encuentran contenidos en el subsuelo, debe equilibrarse con la presión hidrostática que produce el peso de la columna de fluidos de control.

1. Presión Hidrostática.

Es la fuerza que ejercerá una columna de fluido a cualquier profundidad por unidad de área. Supongamos que se tiene un centímetro cúbico lleno con agua dulce. Sabemos que este centímetro cúbico pesa un gramo; por lo tanto, la presión que soporta la base o cara de abajo del cubo es de un gramo (1gr /cm²).

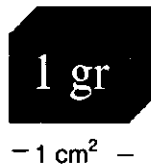


Figura 4.6 Presión

Debido a que el gr/cm^2 es una medida muy pequeña, para medir la presión hidrostática de los fluidos de control; en la práctica real se usan medidas en kilogramos por cm^2 . Un Kg/cm^2 equivale a colocar 1 000 centímetros cúbicos de agua dulce, uno sobre otro; o lo que es lo mismo, formar una columna de 10 metros de altura.

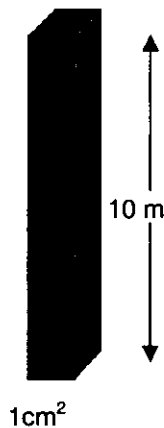


Figura 4.7 Presión Hidrostática

La presión hidrostática en el Sistema Métrico Decimal se calcula matemáticamente con la siguiente formula:

PRESIÓN HIDROSTÁTICA = DENSIDAD POR PROFUNDIDAD

$$P_h = \frac{\rho H}{10}$$

Donde:

P_h = Presión hidrostática (se expresa en Kg/cm^2).

ρ = Densidad del fluido (se expresa en gr/cm^3).

H = Profundidad o altura de la columna de líquido (se expresa en metros).

10 = Constante.

2. Presión Normal de Formación.

Es la presión ejercida por la densidad promedio de los fluidos, contenidos en los poros de la formación de una profundidad determinada. Para la costa del Golfo de México, la densidad promedio de estos fluidos oscila de 1.02 al 1.08 gr./cm³ (agua salada).

3. Presión Anormal de Formación.

El término de presión anormal de formación se refiere a la presión contenida en un yacimiento, que sea menor a una presión hidrostática ejercida por una columna de agua salada con densidad de 1.02 gr/cm² o una presión hidrostática mayor a la ejercida por una columna de agua salada con densidad de 1.08 gr/cm².

Son originadas por asentamientos estructurales que ocurren dentro del subsuelo. Incluyen la compactación y cementación de los granos, áreas muy fracturadas, acumulaciones cerradas y erosión.

Se aplica la siguiente fórmula:

$$PAF = P_h + P_s$$

Donde:

PAF = Presión anormal de formación (Kg./cm²).

P_h = Presión hidrostática que ejerce el fluido (Kg/cm²).

P_s = Presión en superficie (Kg/cm²).

4. Presión Total de Formación.

Equivale al peso de una columna de agua salada con densidad de 1.08 gr/cm³ (al 11% de contenido de sal), más el peso de las rocas de los líquidos contenidos en ellas. La presión total de formación, por lo tanto, siempre tendrá un valor mayor, incluso que la presión anormal de formación.

La presión total de formación, así como los otros tipos de presión se conocen y determinan por regiones. Por ejemplo, en la costa del Golfo de México, la densidad total de la formación es de 2.31 gr/cm³. La figura 4.8 y 4.9 muestran las diferentes presiones de formación con relación a la Costa del Golfo de México.

Para determinar los distintos tipos de presiones por regiones; los técnicos se valen de los datos de presiones de formación reales, obtenidos en pozos terminados anteriormente y éstos les sirve para calcular con gran acierto y probabilidad el comportamiento de algunos pozos de desarrollo, en determinadas regiones.

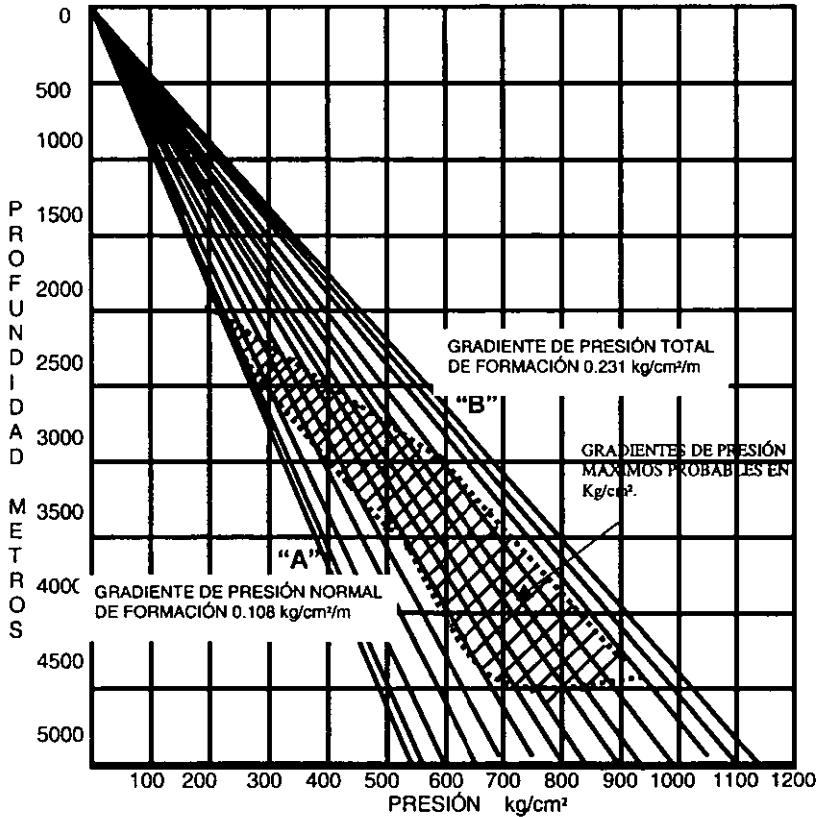


Figura 4.8 Presiones de Formación con Relación a las Costas del Golfo de México¹⁰

10 Ref. Bibliog. - "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

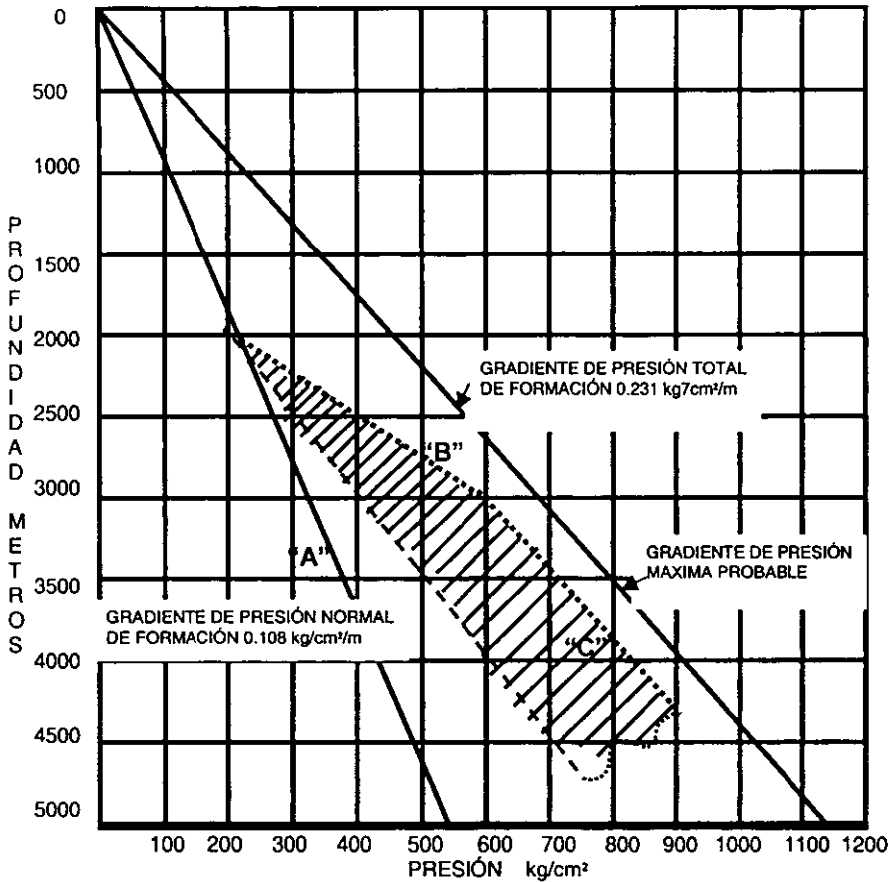


Figura 4.9 ¹⁰ Presión total de Formación

A linha A corresponde a la presión normal de formación.

A linha B corresponde a la presión total de formación.

A zona C corresponde a las presiones anormales que se presentan en la región.

5. Comportamiento de las Presiones de un Yacimiento

Para comprender la relación que existe entre la función de mantener controlada la presión de formación y la densidad de los fluidos de control, veremos cómo actúan las presiones en un yacimiento. Tomando en cuenta el ejemplo de tres pozos terminados bajo distintas condiciones, mostrado en la figura 4.10:

¹⁰ Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

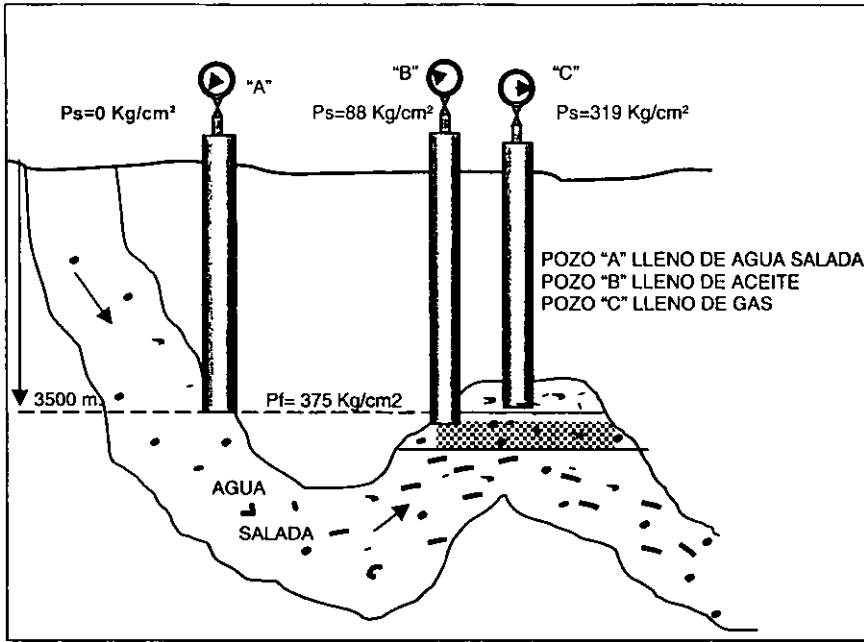


Figura 4.10 Comportamiento de las Presiones en un Yacimiento⁹

Pozo "A". Lleno de agua salada.

Se disparó a 3 500 m, de profundidad, en la cima del yacimiento. Se abrió a la superficie, produciendo agua salada con densidad de 1.07 gr/cm^3 .

PRESIÓN HIDROSTÁTICA DEL AGUA SALADA	PRESIÓN DE FORMACIÓN
$P_h = \frac{\rho H}{10}$	$P_f = \text{DENSIDAD DEL AGUA} \cdot \text{PROFUNDIDAD EN LA QUE SE ENCUENTRA}$
$P_h = \frac{1.07 \text{ gr/cm}^3 \cdot 3500}{10}$	$P_f = \frac{1.07 \text{ gr/cm}^3 \cdot 3500}{10}$
$P_h = 375 \text{ Kg/Cm}^2$	$P_h = 375 \text{ Kg/Cm}^2$

Tabla 4.1

La presión hidrostática del pozo se iguala a la presión de formación del yacimiento. El manómetro en la superficie no registrará presión.

9 Ref. Bibliog.- "Pozo Modelo, Pozo Escuela: "Secuencia Operativa". Gerencia de PMP, División Sur. PEMEX.

POZO "B". Lleno de aceite.

Se perforó la tubería de revestimiento a 3 500 m, de profundidad. Al abrirse a la superficie, se produce aceite con densidad de 0.82 gr./cm³.

PRESION HIDROSTATICA DEL ACEITE	PRESIÓN DE FORMACION
$Ph = \frac{\rho H}{10}$ <p>SUST. $Ph = \frac{0.82 \times 3500}{10}$</p>	Tendrá el mismo valor total que el pozo "A", ya que también él aceite es empujado por la presión del agua salada, que es más pesada que él aceite
Ph = 287 Kg./cm ²	Pf = 375 Kg./cm ²

Tabla 4.2

Por la diferencia de presiones (375 - 287 = 88), el aceite saldrá a la superficie con una presión de 88 kg./cm². Que es el registro que marcará el manómetro al cerrar el pozo.

Pozo "C". Lleno de gas.

Al disparar el pozo "C" a la misma profundidad de los pozos anteriores (3 500 m). El pozo producirá gas con una densidad de 0.16 gr./cm³.

PRESION HIDROSTATICA DEL GAS.	PRESIÓN DE FORMACION
$Ph = \frac{D * H}{10}$ <p>Ph = $\frac{0.16 \text{ gr/cm}^3 \times 3500 \text{ m}}{10}$</p>	El valor de la presión total de la formación será el mismo del pozo "A" y "B", pues el gas es también es empujado por el aceite y el agua salada, que son más pesados que el gas.
Ph = 56 Kg/cm ²	Pf = 375 Kg./cm ²

Tabla 4.3

La diferencia de presiones (375 - 56 = 319), provocará que el gas sea desalojado a una presión de 319 Kg./cm²; valor que registrará el manómetro en la superficie al cerrar el pozo.

Por lo tanto, según sea la profundidad de los disparos y de la densidad del fluido

que desaloje (ya sea gas, aceite o agua salada); será la diferencia de presiones en la superficie.

4.3.2 Relación entre la Densidad y el Peso de la Sarta

Según la relación entre la propiedad de la densidad y la función de soportar parte del peso de la sarta de tubería; un "cuerpo" sumergido en un líquido, recibe un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del líquido desalojado. Este fenómeno llamado también, efecto de flotación; ayuda a optimizar el rendimiento del equipo al soportar el peso de la sarta de tubería cuando se sumerge en el fluido, y permite realizar con menor dificultad las operaciones de terminación y reparación de pozos.

Este efecto de flotación, comprobado con la balanza hidrostática, sucede exactamente igual cuando la sarta o la tubería se introduce en un fluido de control. Indudablemente que a mayor densidad del fluido desalojado su peso será mayor y mayor también el empuje hacia arriba que recibe la sarta o la tubería.

En la tabla 4.4 se podrán observar los resultados de este efecto de flotación. En ella aparecen tres pozos a la misma profundidad, en las que se introduce tubería de igual diámetro y peso. La única variante es la densidad de los fluidos que se manejan.

DIÁMETRO T.P. pg	PESO T.P. Kg/m	DENSIDAD DE FLUIDO gr/cm ³	PESO EN EL AIRE Kg.	PESO FLOTANDO Kg.
2 7/8	9.6	1.10	19,200	16,509
2 7/8	9.6	1.40	19,200	15,775
2 7/8	9.6	1.80	19,200	14,797

10
Tabla 4.4 Efectos de Flotación

Fórmula empleada para el cálculo de flotación del peso de la sarta:

$$P_{\tau\rho} = P_{ta} \left(1 - \frac{\delta}{a}\right) \text{ donde:}$$

$P_{\tau\rho}$ = Peso de la tubería sumergida, en Kg.

P_{ta} = Peso de la tubería en el aire en Kg.

δ = Densidad del fluido de control gr/cm³.

a = Densidad del acero (para este caso 7.85 gr/cm³).

10 Ref. Bibliog.- "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; PMP; IMP.

4.3.3 Relación entre Viscosidad y Acarreo de Recortes

La propiedad de viscosidad o resistencia interna al flujo, es la cualidad directamente relacionada con la importante función de acarreo de recortes. Los recortes, cemento, fierro, arena, por ser sólidos y por consiguiente más pesados que el fluido de control tenderán a caer por la fuerza de gravedad; esto se evita gracias a la viscosidad del fluido y la velocidad de acarreo en el espacio anular.

Un fluido que no contenga materiales viscosificantes en la cantidad suficiente, exigirá mayores velocidades anulares; no siempre recomendables por el peligro que representan de dañar la formación.

Un fluido con suficiente viscosidad permitirá que la fuerza centrífuga, provocada por la fuerza de rotación aplicada a la tubería, empuje los recortes a la parte central del espacio anular del pozo, donde generalmente existen las velocidades de acarreo más altas.

4.3.4 Relación entre Gelatinosidad y Suspensión de Recortes

La gelatinosidad es la propiedad de los fluidos de control, directamente relacionada con la suspensión de recortes. El control del efecto de formación de estructuras gelatinosas está en relación directa con la viscosidad y la concentración de sólidos en suspensión. En algunos tipos de fluidos de control, la gelatinosidad se forma con adición de agentes orgánicos. Esto facilita la emulsión de aceite en agua.

Es importante controlar directamente el grado de gelificación: por una parte, debe permitir la suspensión de recortes y por otra, no debe ofrecer un alto grado de resistencia al introducir nuevamente la sarta de tubería, por el riesgo que esto tiene de dañar a la formación. Por esto se recomienda que cuando el fluido está en reposo el grado de gelificación no se lleve a un grado más alto que el necesario, para cumplir la función de suspensión de recortes.

4.4 Tipos de Fluidos de Control en la Reparación y Terminación De Pozos.

La tabla 4.5. Muestra los tipos de fluidos de control en la reparación y terminación de pozos:

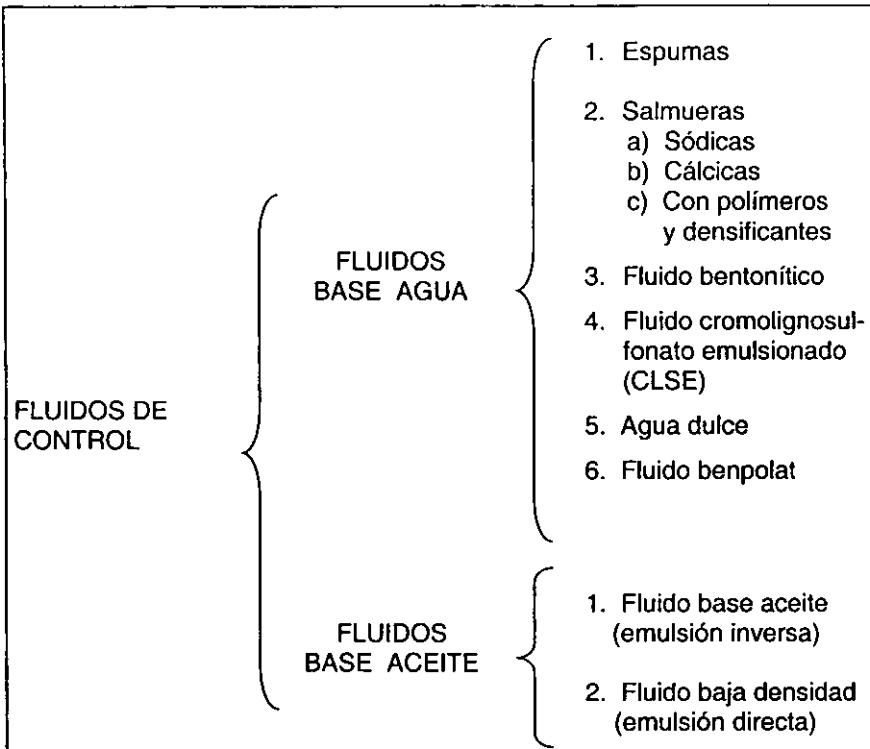


Tabla 4.5 Tipos de Fluidos de Control ¹¹

4.4.1 Suspensión

Una suspensión es el fenómeno que se produce en un fluido, en cuyo interior se encuentran dispersas otras sustancias sólidas y líquidas en un sentido estricto, cuando esas sustancias dispersas en el líquido también son líquidas se les conoce como "emulsión" y cuando es un sólido en líquido se le llama "mezcla".

En una suspensión se distinguen dos fases:

Fase Continua:

Es el líquido en donde se encuentran suspendidas las partículas de un material de mayor volumen.

¹¹ Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

Fase Discontinua:

Son las partículas sólidas o los glóbulos líquidos que se encuentran suspendidos en la fase continua o líquidos con mayor volumen.

Por ejemplo, en un fluido compuesto de agua y arcilla; la fase continua es el agua y la discontinua o interna es la arcilla (bentonita).

Es importante distinguir esas fases ya que para terminar las propiedades de un fluido generalmente hay que buscarlas en la fase discontinua; la viscosidad de un fluido dependerá del aumento en la fase continua (agua) tenderá a disminuirla.

4.4.2 Fluidos Base Agua.

Un fluido de control es una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un fluido que se emplea en los campos petroleros para cumplir ciertas funciones específicas. El agua dulce también se emplea como fluido y no lleva mezcla de ningún otro elemento.

El uso de fluidos de control base agua por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son los comúnmente usados; debiéndose extremar cuidados en aquellos que utilizan base de agua dulce, ya que la pérdida de ésta, dañará el yacimiento.

A continuación se mencionan cada uno de los principales fluidos base agua que se utilizan en la práctica.

Espumas

Las espumas son una combinación de agua, un agente espumante y un gas sometidos a presión. Se obtienen densidades de 0.10 gr/cm^3 hasta 0.96 gr/cm^3 .

Ventajas:

- Permiten grandes velocidades anulares: de 400 a 500 pie/min.
- No dañan las formaciones productoras.

Desventajas:

- Sólo se emplean con fluidos de limpieza.
- Son afectados por la profundidad y la temperatura y no pueden utilizarse por lo tanto en pozos profundos.
- Se utilizan en pozos con una profundidad máxima de 3 000 m.
- No controlan la presión de formación.

- No son recuperables.

Aplicaciones :

Se utilizan en pozos hasta de 3 000 metros para:

- a) Desarenamiento de pozos.
- b) Desengravado de aparejos con cedazos.
- c) Desplazamiento de fluidos.
- d) Limpieza de pozos (algunas veces utilizando tubería flexible).
- e) Operación de disparos con tuberías represionadas.

La utilización de espumas en trabajos de pozos depresionados será únicamente con la finalidad de limpiarlos.

Salmueras

Las salmueras son soluciones de sales con agua. Son los fluidos que menos daño causan a las formaciones productoras. Su uso en las operaciones de terminación y reparación de pozos es para control y limpieza de los mismos.

Pueden prepararse como:

- a) Salmueras sódicas y cálcicas sin sólidos en suspensión
- b) Salmueras sódicas y cálcicas combinadas con sólidos en suspensión que son solubles con ácido clorhídrico.

Aplicaciones:

- a) Se utilizan siempre como fluido de control.
- b) Permiten fácilmente la introducción de aparejos de bombeo neumático cuando estos no contengan sólidos en suspensión.

Salmuera Sódica

Es una solución formada por agua dulce y sal en grano (cloruro de sodio). Su densidad máxima es de 1.19 gr/cm³.

Ventajas:

- No dañan la formación ya que son fluidos libres de sólidos.
- Su costo es muy bajo.

Desventajas:

- Limitaciones en el rango de densidad.
- Nulo poder de arrastre, por no contener sólidos en suspensión.
- Son corrosivos.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación se precipita la sal.

Aplicaciones:

- Se utiliza siempre como un fluido de control.
- Permiten fácilmente la introducción de aparejos de bombeo neumático; por que estos fluidos no tienen sólidos en suspensión.

Salmuera Cálcica

Es una solución de cloruro de calcio en agua. Su densidad máxima es de 1.39 gr/cm³.

Ventajas:

- No dañan a las formaciones.
- Permite efectuar operaciones de conversión de aparejos en los pozos petroleros.

Desventajas:

- Son corrosivas.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación se precipita la sal.

Aplicaciones:

- Control y limpieza de pozos; especialmente si se mezcla con una arcilla cálcica (atapulguita).

Salmueras con Polímeros y Densificantes

Son soluciones con sales a las que se agregan polímeros para dar viscosidad y gelatinosidad al fluido, así como, densificantes para aumentar el valor de su densidad.

Ventajas:

- Al agregar polímeros se convierte en un fluido de limpieza con gran poder de arrastre.
- Al densificarlo, puede aumentar su densidad hasta 1.70 gr/cm^3 .
- Contienen sólidos en suspensión que no dañan la formación.
- Son fácilmente solubles en ácidos.

Desventajas:

- Los costos al agregar polímero aumentan considerablemente
- Son irritantes (sobre todo la salmuera cálcica).
- Cuando la temperatura pasa de $100 \text{ }^\circ\text{C}$, se degradan causando problemas de asentamiento.
- Causan problemas de generación de espuma.
- Son corrosivos.

Aplicación:

- Se utilizan en el control y limpieza de pozos.

Importancia de la Temperatura en el Uso de las Salmueras:

Al utilizar las salmueras es importante tomar en cuenta, que éstas son afectadas por la temperatura. El aumento de la temperatura disminuye la densidad de las salmueras. Recuerde que la temperatura del pozo variará de acuerdo a la profundidad.

Se anexan las gráficas donde se aprecia la disminución de la densidad. La Figura 4.11, es para la salmuera sódica y la Figura 4.12, para la salmuera cálcica.

Para las salmueras, la reducción promedio de densidad es de 0.03 gr/cm^3 . Este valor será afectado al aumentar la temperatura.

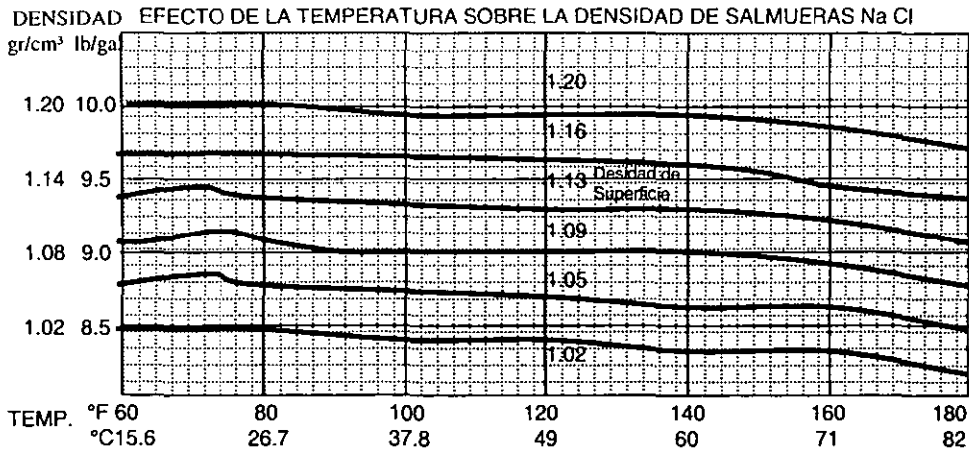


Figura 4.11 Efecto de la Temperatura Sobre la Densidad de Salmueras, NaCl¹¹

Manejo de Gráficas:

1. Efecto de la temperatura sobre la densidad en salmueras sódica (NaCl).
 - a) Localice la temperatura del pozo, en la parte inferior de la gráfica.
 - b) Horizontalmente localice la temperatura que tendrá esa salmuera en el fondo del pozo.
 - c) Con la densidad localizada, observe que curva le corresponde a estos dos valores (temperatura y densidad).
 - d) Trazar una curva paralela a la inmediata superior o inferior y lea el valor de la nueva densidad en el margen izquierdo, que será la densidad de superficie,

2. Efecto de la temperatura sobre la densidad en salmueras cálcicas (Ca Cl₂).
 - a) Localice la densidad requerida en la superficie, en el margen izquierdo.
 - b) Tome la temperatura de fondo y trace una vertical, al intersectar la horizontal de la temperatura localizada.
 - c) Trazar una horizontal sobre el margen izquierdo y obtendrá la nueva densidad.

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

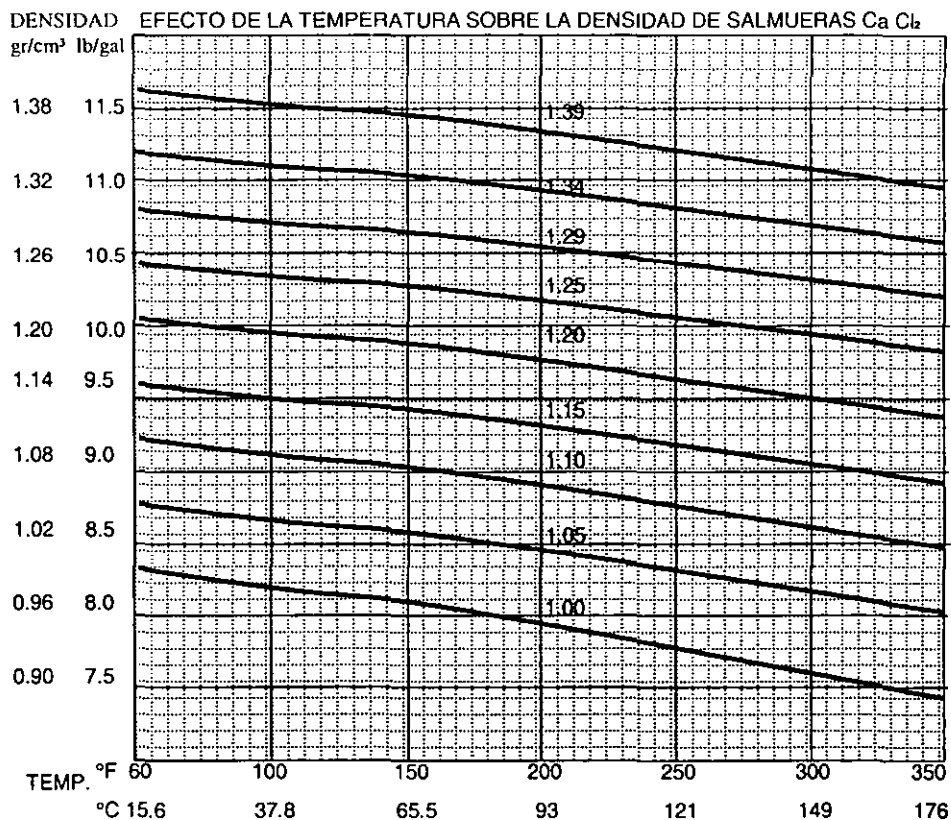


Figura 4.12 Efecto de la Temperatura sobre la Densidad de Salmueras, CaCl₂¹¹

Cálculo de la Temperatura a Diferentes Profundidades

Para tener la posibilidad de manejar acertadamente las gráficas que le hemos presentado, es necesario conocer la temperatura del pozo a diferentes profundidades. Para lograr esto se emplea la siguiente fórmula:

$$TEMPERATURA = \frac{\text{profundidad}}{35} + 21.1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

TEMPERATURA = En grados centígrados.

PROFUNDIDAD = En metros.

21.1 °C = Es la temperatura ambiente promedio.

35 = Constante

11 Ref. Bibliog.- "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP Nivel Fundamental; PMP IADC.

Fluido Bentonítico

Es una mezcla de arcilla (sódica) en agua dulce. La concentración de los cloruros no debe exceder de 5 000 partes por millón (ppm), con la finalidad de facilitar la hidratación y dispersión de la bentonita. La mezcla puede fluctuar con densidad de 1.04 a 1.08 gr/cm³ dependiendo del rendimiento de la arcilla.

Ventajas:

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Bajo costo.
- Permite buen control del filtrado.

Desventajas:

- Al rebajar cemento se flocula fácilmente.
- Al usarse a temperaturas mayores de 180 °C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla. Por lo cual no es recomendable utilizarlo a profundidades que excedan de esta temperatura.

Aplicaciones:

- Limpieza de pozos.
- Moliendas (cemento, fierro etc.).
- Control de pozos.

Fluido Cromolignosulfonato Emulsionado (CLSE)

Es un fluido bentonítico densificado al que se agregan lignosulfonatos, cromolignitos y diesel como emulsificante. Es un fluido base agua tratado y como estos constan de tres fases:

- Fase líquida, agua.
- Fase coloidal, arcilla.
- Fase inerte, sólidos en suspensión.

Los sólidos en suspensión óptimos son la barita y el carbonato de calcio. Los indeseables son los recortes de cemento, fierro, arena, etc.

Debido a la intervención de pozos más profundos y basándose en las temperaturas encontradas, es necesario que en las operaciones de terminación de los pozos, se utilicen estos fluidos tratados con cromolignosulfonatos.

Ventajas:

- Se densifica con barita hasta 2.40 gr/cm³ y con carbonato de calcio hasta 1.60 gr/cm³, siendo este producto fácilmente disuelto con tratamiento de ácido.
- Se emulsiona con diesel al 20% en volumen sin necesidad de agregar emulsificantes.
- Al perforar cemento; su reología es poco afectada.
- Son estables a altas temperaturas y altas presiones.

Desventajas:

- Costo elevado.
- Requiere mayor control en su tratamiento.
- El filtrado es agua; dañando ésta a la formación; actualmente ya no es utilizado por ser contaminante, por disposiciones de seguridad ambiental

Aplicación:

- Normalmente se utiliza como fluido de control y de limpieza.

Agua Dulce

Ventajas:

- Fácil manejo.
- Facilidad para efectuar operaciones de cable y línea de acero.

Desventajas:

- Hidrata fácilmente las lutitas arcillosas dañando a la formación productora, por lo cual deberá tenerse cuidado en su uso.

Aplicaciones:

- Se utiliza como fluido de control en zonas de baja presión, no propiamente como fluido limpieza; ya que no tiene propiedades reológicas.

Fluido Benpolat (Bentonita- Polímero-Alta Temperatura)

Es un fluido base agua para la intervención de pozos profundos con temperaturas superiores de 150 °C a 190 °C, el cual es altamente resistente a las contaminaciones comunes encontradas en la terminación y reparación de pozos. Además de tener una Reología estable a temperaturas superiores a 150 °C; el sistema genera geles frágiles, permitiendo las operaciones de tubería y cable sin problemas, controlando la concentración de los sólidos coloidales; con los consecuentes ahorros en los costos de los materiales químicos para evitar el empleo de emulsiones inversas, así como una mejor optimización de la hidráulica de circulación en los pozos; contribuyendo a incrementar la eficiencia de las intervenciones realizadas por el Departamento de Reparación y Terminación de Pozos.

Ventajas:

- El fluido tiene amplias ventajas tanto en manipulación, costos e hidráulica con respecto a las emulsiones inversas.
- En cuanto a la hidráulica de circulación, se comporta como un fluido plástico y el modelo reológico que lo describe, es el modelo de Ostwala de Waele.

Desventajas:

- Se necesita mantener la concentración de arcilla en rangos de 30 Kg./m³ a 35 Kg./m³.
- Evita la incorporación de agua porque la reología se altera, teniendo que ajustar la concentración de aditivos en función del volumen de agua incorporada.
- Se requiere de mayor supervisión por parte del Ingeniero Químico.

4.4.3 Fluidos Base Aceite

Son fluidos en los que la fase continua, es el aceite y la fase dispersa o discontinua es el agua. La ventaja principal de estos fluidos, es que la pérdida de filtrado (aceite) no daña a la formación, pero su degradación con agua dulce obligará a extremar cuidados en su mantenimiento.

Por sus rangos de densidad, se utilizan en pozos depresionados; así como en aquellos que manejan altas presiones.

Fluidos Base Aceite (Emulsión Inversa)

Es una emulsión inversa de aceite y agua. Para interrelacionar sus fases se requiere de una agitación vigorosa y un agente emulsificante (jabón o detergente). La ventaja de estos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite) no daña a la formación; pero su degradación con agua dulce obligará a extremar los cuidados en su mantenimiento.

Ventajas:

- Evita dañar la formación por filtración de agua.
- Se puede preparar el fluido con densidad menor que el agua dulce.
- La viscosidad es fácil de controlar con diesel y agua.
- Su densidad es de 0.92 a 2.40 gr/cm³.
- No se contamina fácilmente con gas.
- Su baja gelatinosidad permite el asentamiento rápido de los recortes en las presas.
- Es estable a altas temperaturas por arriba de los 200 °C.

Desventajas:

- Su costo es mayor que el fluido bentonítico.
- Requiere una atención especial.
- Se requiere el cambio completo (no deben mezclarse con otros tipos de fluidos).
- Es irritante.

Aplicación:

- Para control y limpieza de pozos.

CAPÍTULO V

CONTROL DE BROTES.

Para sacar los recortes, es necesario eliminarlos mediante un fluido que a su vez tenga las siguientes funciones:

- Contener o controlar la presión de las zonas productoras perforadas.
- Sustener las paredes de la formación y evitar su derrumbe.
- Lubricar y enfriar la herramienta.

De todas las funciones, la más importante es la primera, es decir, contener la presión que se tenga en las zonas productoras perforadas. Cualquier aportación de fluidos, ya sea del pozo a la formación o de la formación al pozo desequilibrará las presiones, dando lugar a un brote.

Un brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación hacia el pozo, tales como aceite, gas o agua. En consecuencia, se hace necesario emplear un fluido de control que equilibre las presiones existentes en las formaciones, de manera que los líquidos o los gases contenidos bajo presión, no lleguen al pozo y que el fluido utilizado como control no se pierda hacia la formación. Logrando este equilibrio, se tendrá un control primario.

Control Primario.- Se le da este nombre, al hecho de tener dentro del pozo un fluido de control adecuado y que mantenga la presión del yacimiento confinado.

Control Secundario.- Cuando el control primario haya sido vencido por la presión de formación; es necesario recurrir al equipo superficial preventivo para controlar el brote; a este equipo se le llama control secundario.

Control Terciario.- Son operaciones especiales que se realizan para efectuar un control adecuado, cuando los anteriormente descritos no han dado resultados positivos.

5.1 Causas que Originan un Brote

Al realizar intervenciones en un pozo, ya sea en terminaciones o reacondicionamiento, surgen brotes imprevistos, los cuales se originan debido a lo siguiente:

1. Densidad inadecuada del fluido de control.

Las operaciones que se realizan al estar interviniendo un pozo en terminación o reparación presentan, en algunas ocasiones que la presión de formación excede en valor a la ejercida por la columna hidráulica, esto se debe a que se utiliza una densidad incorrecta en el fluido de control, siendo ésta una de las causas más importantes en el origen de los brotes.

El uso de una densidad inadecuada; es la falta de conocimiento de la verdadera presión del fondo del pozo, la cual puede ser por:

- A. Tapones de arena.
- B. Formaciones bloqueadas.
- C. Chatarra dentro de las tuberías.

2. Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería.

Los trabajos que con mayor frecuencia se efectúan en la intervención de un pozo, son: realizar movimientos de tubería; en la mayoría de los casos ésta es la causa de que se origine un brote o arracón, ya sea al estar sacando la tubería, el nivel del fluido de control baja por el desplazamiento del volumen del acero de la tubería que se está sacando, y como consecuencia la presión de la columna hidráulica ejercida por el fluido de control disminuye, originando un brote o arracón, ya que la presión de fondo es mayor; esto sucede por no reponer el volumen desplazado por el acero de la T.P.

3. Instalación inapropiada de conexiones superficiales.

Ésta es quizá una de las causas que con menos frecuencia originan riesgos de arranques, pero es importante mencionarla, ya que al instalar las conexiones deberán verificarse las condiciones que tienen, así mismo constatar que su presión de operación sea la correcta, de acuerdo a los trabajos a que van a ser sometidas.

4. Presión diferencial entre la de formación y la hidráulica necesaria para trabajar, nula.

Es una de una de las causas que puede originar un brote o arracón, debiéndose principalmente, a que no se tiene en el pozo un fluido de control con la densidad de trabajo adecuada; que nos proporcione una diferencial entre la presión ejercida por la columna hidráulica y la presión de formación. Esta diferencial debe existir invariablemente, para que al momento de estar sacando tubería del pozo haya un equilibrio entre

ambas presiones, mientras se repone el volumen de fluido desplazado por el acero.

5. Desconocimiento de procedimientos de control y operaciones inadecuadas.

Es la causa que con mayor frecuencia provoca que los brotes se conviertan en verdaderos descontrolados, ya que por lo general los miembros que forman las cuadrillas y que tripulan los Equipos de Reparación y Terminación de Pozos, al momento de presentarse un brote, desconocen los procedimientos a seguir para controlar el pozo y también el manejo adecuado del equipo de control secundario.

5.2 Condiciones que Impiden Detectar un Brote a Tiempo.

Anteriormente se explicaron las causas que origina los brotes o arrancones, pero a la vez existen condiciones que impiden detectar a tiempo dichas causas, mismas que a continuación se enumeran:

- a) Fluido de control con columnas desbalanceadas.
- b) No llevar control de llenado del pozo al sacar tubería
- c) No observar la línea de flujo (al meter o sacar tubería).
- d) No revisar y probar las conexiones del equipo de control superficial.
- e) No tener instalado el equipo de control adecuado.
- f) Desconocer los procedimientos de prevención de los brotes.

La primera condición que impide detectar un brote a tiempo es tener las columnas desbalanceadas, pues se confunde con un arracón, ocasionando en la mayoría de los casos una falsa alarma.

Esta condición se presenta principalmente por que no se tiene un buen control de la densidad del fluido tanto en la entrada como en la descarga del pozo, y en consecuencia todas las demás condiciones, se originan por falta de vigilancia y atención en este tipo de operaciones.

5.3 Tipos de Brotes.

Básicamente existen, cuatro tipos de brotes que pueden presentarse en el interior del pozo que se está interviniendo, las cuales pueden originar un descontrol o reventón y son los siguientes:

- De gas.
- De aceite.
- De agua
- Combinados.

En todos los brotes, el gas debe de ser considerado como único elemento, ya que los brotes provocados por este fluido, normalmente son los más explosivos y los que representan más riesgos.

El método usado para eliminar los riesgos de brotes y reanudar el control primario, varía para cada caso, pero todos mantienen la presión constante en el fondo del pozo. Debemos recordar que la formación productora no dejará de aportar fluidos a la superficie hasta que el pozo quede debidamente controlado.

5.4 Métodos y Técnicas de Control.

Existen básicamente tres técnicas de control de pozos, las cuales pueden utilizarse tanto para un control primario como para un control secundario.

Como anteriormente se vio, el control primario es aquel en que la columna hidráulica de un fluido convertida a presión es capaz de equilibrar la presión de formación. Cuando el control primario se ve afectado, es necesario reacondicionar o reestablecerlo, a través de las siguientes técnicas:

1. Bombeo o Circulación de Fluidos.
2. Precipitación de Sólidos.
3. Mecánicos Combinados.

5.4.1 Bombeo o Circulación de Fluidos.

Los métodos de Bombeo o Circulación de Fluidos son los Siguietes:

1. Densificar y esperar.
2. Del Perforador.
3. Volumétrico (bombeo y descarga).
4. De Control dinámico.
5. Regresar fluidos a la formación.

1. Densificar y Esperar.

Al detectar el brote:

Acondicionar el fluido de control a la densidad requerida. Por circulación directa, desplazar la capacidad de la tubería de trabajo, estrangulando el flujo del espacio anular, de tal manera que la presión ejercida sobre la formación sea igual o ligeramente mayor que la presión de formación.

Después de llenada la capacidad de la T.P., con el fluido de control calculado, suspender circulación y observar la presión en dicha T.P., si ésta es 0 Kg/cm², continuar desplazando fluido del espacio anular, manteniendo una presión de fondo constante igual a la de formación, por medio del manejo del estrangulador del espacio anular.

Condiciones:

- a) Conocer las pérdidas de presión en el sistema.
- b) El gasto debe ser tal que permita el manejo de las presiones en un rango permisible.
- c) El gasto debe mantenerse constante durante todo el control.
- d) El gasto debe dar tiempo a reaccionar oportunamente en el manejo del estrangulador.
- e) Debe poder cerrarse el pozo para acondicionar el fluido de control.

Una vez efectuados los cálculos para determinar el gasto y la presión reducida de circulación (prc), la presión inicial, la presión final y la cédula de bombeo, los pasos siguientes son:

1. Embragar la bomba o iniciar el bombeo lentamente operando simultáneamente al estrangulador ajustable del espacio anular, hasta alcanzar el gasto seleccionado para el control y la presión final de circulación.
2. Manteniendo el gasto constante (el seleccionado para el control), opere el estrangulador ajustable con el fin de mantener el comportamiento de las presiones conforme a la cédula calculada, hasta desplazar el volumen de la T.P.
3. Una vez llena la T.P. con el fluido de control, cierre el pozo y pare la bomba simultáneamente, observe la presión en T.P. Si la presión en T.P., es 0 Kg/cm² quiere decir que la densidad del fluido de control equilibra la presión de formación. Si la presión registrada en la T.P. es mayor que cero, quiere

decir que es necesario agregar material densificante al fluido de control, para lo cual se debe de hacer el cálculo de la densidad y el material que debe de agregarse.

4. Ya sea que la densidad del fluido haya sido la adecuada o que se haya recalculado y preparado el nuevo fluido, continuar embragando la bomba y abriendo simultáneamente el estrangulador ajustable, hasta lograr que el gasto sea el seleccionado anteriormente y la presión de bombeo sea igual a la presión final de circulación calculada, correspondiente al fluido que se está bombeando al pozo.
5. Continúe bombeando hasta desplazar el volumen del espacio anular a gasto y presión constantes, operando el estrangulador ajustable para que la presión de bombeo (T.P.) se mantenga constante durante el desplazamiento del espacio anular.
6. Aumente la densidad del fluido de control de la densidad equivalente de trabajo, circule hasta homogeneizar con la densidad de trabajo.

2. Del Perforador

Al detectar el brote, desplazar todos los fluidos aportados por la formación por medio de circulación directa con el fluido original, manteniendo la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la presión de formación. Aumentar la densidad del fluido de control en presas al valor de la densidad necesaria para controlar. Desplazar todo el fluido de control original por el fluido de control adecuado, cuidando que la presión en el fondo sea igual a la presión de formación.

Condiciones:

- a) Conocer la presión y gasto de bombeo en condiciones normales de operación.
- b) Reducir la presión y gasto de bombeo para mantener las presiones generadas a un rango permisible.
- c) El gasto debe mantenerse constante durante todo el control.
- d) El gasto debe dar tiempo a reaccionar oportunamente en el manejo de las presiones.
- e) No es necesario cerrar el pozo.

3. Volumétrico

Bombeo y Descarga.- Este método se emplea cuando no es posible controlar un pozo por medio de circulación y no admite la formación; se aprovecha la compresibilidad de los fluidos de la formación.

Condiciones:

- a) Presión en la cabeza estabilizada.
- b) Depresionar, permitiendo su máximo abatimiento (cuidando de no romper tuberías).
- c) Se bombea fluido de control sobredensificado, hasta alcanzar la presión original en la cabeza.
- d) Se observa y se purga la presión del pozo desalojando sólo gas y aceite, hasta alcanzar la mínima presión permisible para que la formación no aporte más fluidos.
- e) Se bombea fluido de control sobredensificado hasta alcanzar la presión mínima permisible anteriormente determinada.
- f) Se observa y se purga la presión del pozo desalojando sólo gas y aceite, hasta alcanzar la presión mínima permisible a las nuevas condiciones y se continua con la rutina hasta que el pozo quede controlado.

4. Control Dinámico

Es el método empleado cuando por alguna causa no se puede estrangular la descarga de un pozo ó controlarlo por medio de otro de alivio.

Este método utiliza las caídas de presiones friccionales y la presión hidrostática de un fluido de control, el cual se bombea por la tubería de trabajo en el fondo del pozo hasta el pozo que fluye descontrolado, permitiendo el uso de fluidos ligeros de control dinámico y que se sustituye posteriormente por otro adecuado que controle la formación. La velocidad del fluido inyectado debe de ser suficiente para que la suma de presiones friccionales e hidrostática exceda la presión de formación estática, esta velocidad debe sostenerse hasta que el fluido de control estático más pesado desplace al fluido de control dinámico más ligero.

5. Regresar Fluidos a La Formación

Este método se emplea cuando no se puede controlar un pozo por medio de circulación y no se teme dañar la formación, o si los fluidos son producto de la misma y ésta admite con facilidad.

Consiste bombear contra la formación, la capacidad de la o las tuberías.

5.4.2 Precipitación de Sólidos

Este grupo comprende sólo un método.

1. Bombeo de Agua con Barita.

Se emplea con frecuencia cuando se tiene tubería de trabajo corta y presión a la cabeza.

Generalmente se bombea el volumen suficiente de agua con barita para tapar por precipitación el intervalo que fluye, cerrando el pozo y facilitando dicha precipitación.

5.4.3 Mecánicos Combinados

Los métodos que pertenecen a este bloque son:

- a) Introducción con tubería a presión.
- b) Tubería flexible.
- c) Instalar equipo de control con flujo en el pozo.

a) Introducción con Tubería a Presión

Básicamente este método se utiliza en los pozos que contienen presión, cuando se tiene un conjunto de preventores instalados sobre el cabezal del pozo en problema.

El forzamiento puede hacerse con un polipasto invertido que tenga la misma potencia del malacate, o bien utilizando un equipo especial que introduzca la tubería a presión mediante gatos hidráulicos (hidraulic-snubbing). Además se recomienda que se utilice una válvula de retención en la tubería de trabajo para no permitir el flujo del pozo.

b) Tubería Flexible

Este equipo fue diseñado para ciertas operaciones más rápidas y económicas que las realizadas con un equipo convencional de Reparación y Terminación de Pozos.

Las operaciones pueden hacerse en el pozo con un árbol de válvulas instalado, o bien con el conjunto de preventores.

La introducción de tubería flexible se hace mediante la fuerza hidráulica, impulsada por bombas instaladas en la unidad.

Cuando la tubería de producción se encuentra rota y no admite la formación, se puede utilizar éste método.

Su uso está condicionado a las limitaciones del diámetro y resistencia, para lo cual deben tomarse en cuenta las presiones y profundidades de los pozos a intervenir. No es recomendable utilizar tubería flexible cuando se tengan desprendimientos o colapsos en las tuberías.

c) Instalar Equipo de Control con Flujo en el Pozo

Es el método de control más riesgoso que existe actualmente, su uso está condicionado a la falla del conjunto de control superficial secundario, es decir, cuando el conjunto de preventores o cabezales del pozo está totalmente dañado.

El procedimiento de separar lo dañado y sustituir por conjuntos en buen estado, significa el peligro latente de que se incendie el pozo o si está incendiado la necesidad de su control.

La mezcla de hidrocarburos a alta presión y altos volúmenes de flujo dificultan este método de control.

El efectuar estas operaciones implica el uso de unidades operadas por unidades de combustión interna, que como es sabido, al aspirar gas aceleran su funcionamiento con el riesgo latente de un incendio total.

Aún cuando en Reparación y Terminación de Pozos este método ha operado a satisfacción, es necesario que sólo intervenga personal compenetrado en la materia.

5.5 Equipo Para Detección de Brotes

5.5.1 Equipo

Un indicador de nivel de fluido de control en presas, para la detección de pérdida o ganancia del fluido, este dispositivo deberá estar equipado con alarma audible y visual.

Un contador de emboladas para cuantificar el volumen de fluido requerido para llenar el pozo al sacar tubería y un indicador en las presas para medir el volumen desplazado al introducir la T.P.

Un indicador de flujo en la línea de retorno, con alarma audible y visible que indique si el volumen que sale del pozo es igual al que se bombea.

5.5.2 Señales

Al estar interviniendo un pozo ya sea en terminación o reacondicionamiento, surgen brotes imprevistos, los cuales se originan por no detectar las señales e impedir a tiempo las causas que los provocan; para evitar lo anterior, se enumeran las siguientes señales.

1. Aumento o Disminución del Volumen de Fluido de Control en las Presas.

a) Aumento de nivel en las presas.

Se puede originar por la inclusión de fluido de la formación (intervalo abierto) al de control.

b) Disminución del nivel en presas.

Se debe a la pérdida de fluido de control en la zona o intervalo abierto, ésta puede ser por inducción (provocada) o por alta permeabilidad (natural).

2. Contaminación del fluido de control con gas, aceite o agua salada.

Se provoca cuando se introduce al sistema gas, aceite o agua, del intervalo que está abierto, debido a que la densidad no es la adecuada.

3. Manifestación en la línea de flujo sin estar bombeando.

Se debe a que al momento de ir sacando tubería, no se llena el pozo con un volumen de fluido igual al desplazado por el cuerpo de la tubería.

4. Aumento de volumen en la salida de la línea de flujo sin haber variado el régimen de bombeo establecido.

Es señal de que el intervalo o zona donde se está operando, está aportando fluidos, lo que provocará también aceleración en el motor de la bomba.

5.6 Procedimientos de Cierre

Cuando se observa alguna o más señales de un brote en un pozo, deberán aplicarse siempre los pasos necesarios para cerrarlo.

De acuerdo a los arreglos de los preventores de reventones, ya probados; sólo existen dos métodos para cerrar un pozo, siendo éstos: el procedimiento de cierre al estar circulando con la flecha, y el procedimiento de cierre al estar sacando o metiendo tubería.

Un porcentaje muy alto de brotes ocurren cuando se efectúan viajes de tubería por lo que se recomienda repasar bien los procedimientos que a continuación se describen.

5.61 Procedimientos de Cierre al estar Circulando con flecha y Preventor Esférico Anular Instalado (Arreglo No. 1)

1. El primer paso por efectuar al tener la flecha dentro del pozo; ésta deberá levantarse hasta que la primera junta de tubería quede en posición de quiebre. La razón de levantarla, es que el cierre del preventor esférico anular ofrece más seguridad de sello en la tubería que en la flecha. Otra razón es que si la presión en la tubería se torna excesiva y ponen peligro la manguera vibratoria, se puede cerrar la válvula inferior de la flecha. También no se debe permitir que los fluidos de la formación lleguen a la manguera.
2. Parar la bomba de lodos. Esto se realiza para evitar cerrar el pozo con flujo de la bomba y se manifieste una contrapresión.
3. Abrir la válvula de desfogue número 6. Esto se hace para desviar el flujo del pozo hacia las presas y de esta forma; evitar un golpe de ariete al parar bruscamente la salida del fluido por cerrar el preventor.
4. Cerrar el preventor esférico anular. Esta operación se efectúa por que el elemento sellante del preventor centrará la tubería con toda seguridad.
5. Sentar la tubería en cuñas y cerrar la válvula de seguridad inferior de la flecha. La operación es necesaria para poder efectuar la desconexión de la flecha arriba de la válvula inferior de la misma.
6. Cerrar el preventor de arietes de la tubería de trabajo, el realizar esta operación nos ofrece mayor seguridad por las siguientes razones:
 - a) La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
 - b) Los tornillos candado permiten mantener cerrados los arietes en todo momento.
 - c) El diseño de los arietes evitan la expulsión de la tubería cuando el cople está en contacto con ellos.
7. Desviar el flujo abriendo la válvula número 28 y cerrando la válvula número 30 de manera que quede preparada para la siguiente operación.
8. Cierre la válvula número 28 lo cual se realiza para registrar las presiones instantáneas de cierre aproximadamente en cinco minutos.
9. Abra el preventor esférico anular. Esta operación deberá hacerse teniendo cuidado, ya que pueden existir presiones entrampadas.

5.6.2 Procedimientos de Cierre al Estar Sacando (Arreglo No. 1)

1. Sentar T.P. en cuñas.
2. Abrir válvula hidráulica de desfogue número 6.
3. Instalar válvula de seguridad abierta en T.P.
4. Cerrar preventor esférico anular.
5. Cerrar válvula de seguridad en T.P.
6. Cerrar preventor de arietes.
7. Abrir válvula número 28 y cerrar la número 30 para desviar el flujo al estrangulador.
8. Cerrar el pozo con la válvula número 28.
9. Abrir el preventor esférico anular.

5.6.3 Procedimientos de Cierre al estar Circulando con Preventor Esférico Anular Instalado (Arreglo No. 2)

1. Levantar la flecha hasta que la primera junta de tubería quede en posición de quiebre.
2. Pare la bomba de lodos.
3. Abra la válvula de desfogue número 6.
4. Cerrar preventor esférico anular.
5. Sentar la tubería en cuñas y cerrar la válvula de seguridad inferior de la flecha.
6. Centrar la tubería y cerrar el preventor de arietes, operación imprescindible ya que de no hacerlo adecuadamente, dañará la tubería.
7. Desviar el flujo abriendo la válvula número 28 y cerrando la válvula número 30, ajustando el estrangulador.
8. Cerrar la válvula número 22 para tomar presiones.
9. Abrir preventor esférico anular.

5.6.4 Procedimientos de Cierre al Efectuar un Viaje con Tubería y Preventor Esférico Anular Instalado (Arreglo No. 2)

1. Sentar la tubería en cuñas. Operación imprescindible para colocar la válvula de seguridad.
2. Abrir la válvula de desfogue número 6.
3. Instalar la válvula de seguridad abierta, procurando que sea de paso interior completo y que permita bajarse con tubería al interior del pozo.

4. Cerrar el preventor esférico anular.
5. Desviar el flujo abriendo la válvula número 28 y cerrando la válvula número 30.
6. Cerrar la válvula número 22.
7. Abrir el preventor esférico anular, observando la recomendación de tener cuidado por si existen presiones entrampadas.

5.6.5 Procedimientos de Cierre al Efectuar un Viaje con Tubería sin Preventor Esférico Anular Instalado (Arreglo No. 3).

1. Abrir la válvula de desfogue número 6.
2. Centrar la tubería y cerrar el preventor de arietes.
3. Sentar la tubería en cuñas.
4. Instalar la válvula de seguridad abierta.
5. Cerrar la válvula de seguridad.
6. Abrir la válvula número 28 y cerrar la válvula número 30, para desviar el flujo al estrangulador.
7. Cerrar el pozo con la válvula número 22.

5.6.6 Cuidados Después del Cierre

1. La presión del pozo no debe rebasar la presión de prueba del equipo y conexiones superficiales.
2. Que la presión del pozo no expulse a la tubería de trabajo.
3. Que el manejo de las válvulas se efectúe con cuidado para evitar roturas de tuberías.
4. Limpiar el área del pozo.
5. Vigilar que no se fume ni se prenda fuego en el área de trabajo.
6. Vigilar el acceso al área, para evitar que personal no necesario se encuentre en la localización.
7. Verificar el debido suministro de agua.

5.6.7 Datos para Restituir el Control

Una vez cerrado el pozo y para efectuar la evaluación es necesario conocer de antemano los datos que a continuación se presentan:

- a) Presión instantánea de cierre en T.P y T.R.
- b) Volumen ganado en presas.
- c) Longitud y características de la (s) tubería (s), que quedó dentro del pozo.
- d) Densidad del fluido original.
- e) Densidad del fluido invasor.
- f) Densidad del fluido de control necesario.
- g) Cantidad de material químico necesario.
- h) Por último los datos necesarios anticipados que se requieren son los siguientes:
 - i) Longitud de la tubería que podría ser expulsada.
 - j) Presión reducida de circulación.
 - k) Volumen del espacio anular.
 - l) Volumen de la tubería de trabajo.
 - m) Desplazamiento de la bomba.
 - n) Emboladas necesarias para desplazar el volumen de la tubería de trabajo.
 - o) Emboladas necesarias para desplazar el volumen del espacio anular.
 - p) Volumen de desplazamiento de diez paradas de tuberías de trabajo.
 - q) Emboladas necesarias para llenar el desplazamiento de 10 paradas de tuberías de trabajo.
 - r) Densidad de trabajo.
 - s) Gradiente de fractura.
 - t) Resistencias de las tuberías de trabajo y revestimiento.

- u) Presión de prueba del equipo y conexiones.
- v) Presión máxima esperada.
- w) Geometría del pozo.
- x) Parte más débil de la tubería de revestimiento y/o equipo superficial.
- y) Capacidad y potencia de las bombas.
- z) Inventario del material químico y equipo.

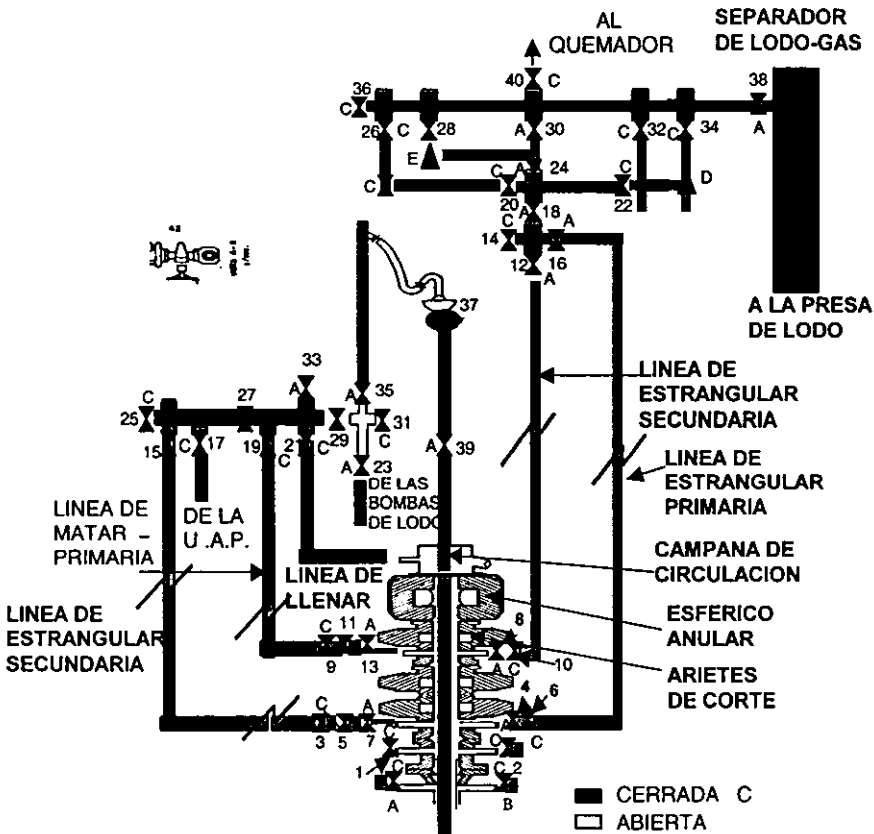
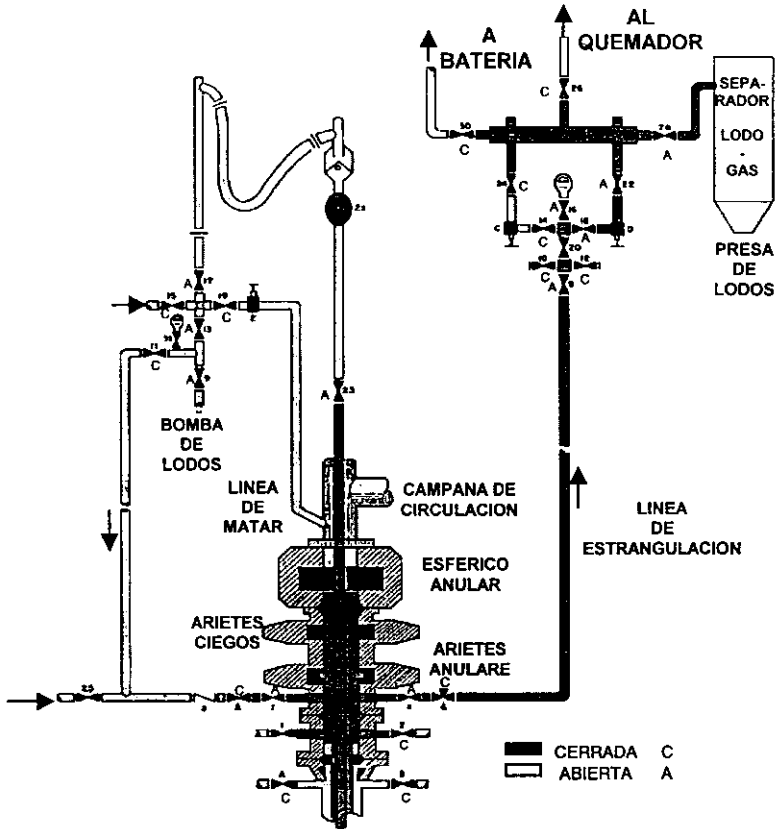
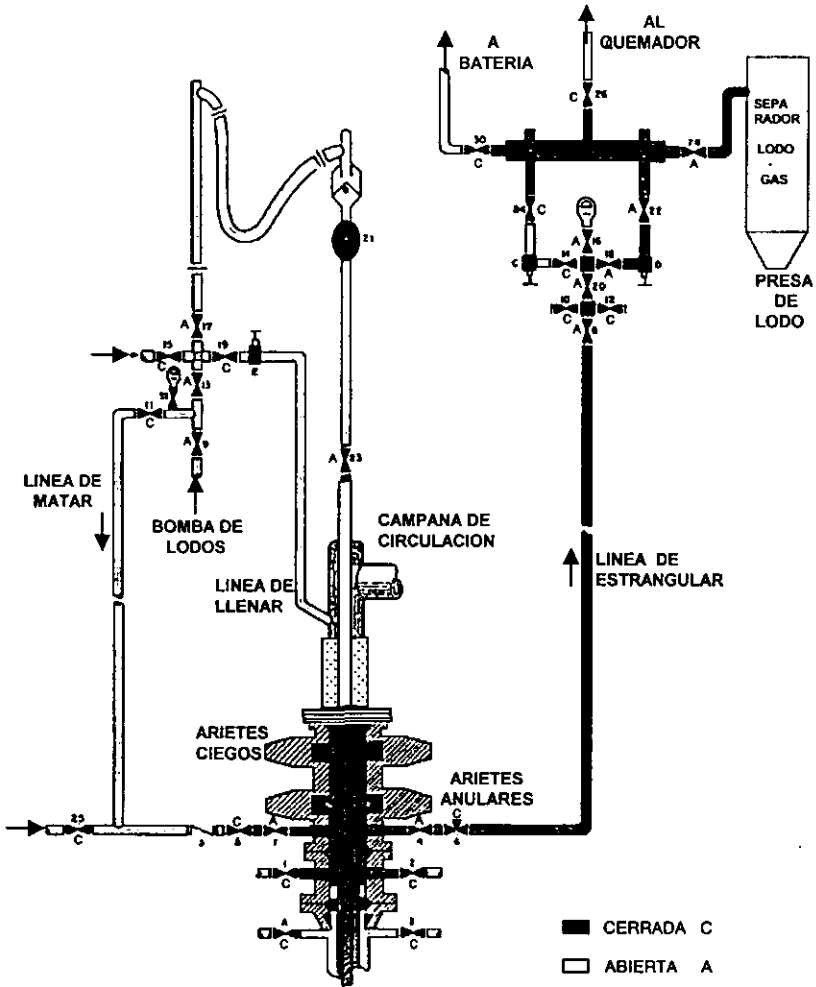


Figura 5.1 Arreglo 1



13
 Figura 5.2 Arreglo 2



13
 Figura 5.3 Arreglo 3

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES.

Cuando la vida productiva de un pozo, no cumple con las expectativas de rentabilidad por la declinación de la producción; se deben realizar estudios para poder determinar la factibilidad de restituir o mejorar su producción actual. Analizando también la historia del mismo pozo, en cuanto a su producción, comportamiento del o los intervalos productores, intervenciones de Reparación, etc. En base a los estudios se podrán determinar los procedimientos a seguir para los pozos que serán intervenidos.

En pozos fluentes se puede disminuir la producción por problemas de: Acumulaciones de arena frente al intervalo productor, Obturación de la tubería producción, Fallas en la tubería de producción (rota, colapsada, etc.), etc. Casos en los cuales el pozo puede ser sometido a una Reparación Menor.

También la producción de hidrocarburos puede reducirse por: Declinación natural de la producción del intervalo productor, por invasión de agua del yacimiento (avance natural del frente o por conificación) etc., problemas que están presentes y que pueden resolverse mediante una Reparación Mayor.

Las complicaciones que acarrea: Perforar, Terminar y Reparar los Pozos Petroleros a grandes profundidades; implican la necesidad de programar y supervisar los procedimientos de intervención a conciencia; tomando en cuenta las técnicas de los diferentes procedimientos en las intervenciones, así como el control del pozo.

Se considera conveniente y necesario, que al presentarse un problema de control de pozos en el campo; sea analizado concienzudamente, antes de iniciar los diversos procedimientos operativos que se llevarán a cabo para resolver el problema presentado y en esa forma evitar el dispendio de materiales, así como poner en peligro equipo y personal que intervienen.

De acuerdo con los recursos que se disponen en la actualidad para enfrentar tal situación se recomienda:

1. El adiestramiento del personal debe de ser lo más completo, duradero y actualizado posible.
2. La implementación de un programa o procedimiento para realizar intervenciones en los pozos y equipo; debe incluir factores, tales como: operatividad, funcionamiento y buen estado.
3. Un adecuado uso y seguimiento de los Procedimientos Operativos que permitan trabajar bajo condiciones más seguras.
4. El empleo de programas y herramientas actuales que faciliten las intervenciones operativas y alivie los esfuerzos provocados tanto en los elementos del equipo, como en el pozo.

Las malas experiencias que se han tenido en el pasado, en el descontrol de los pozos; dieron paso a que la capacitación o actualización de conocimientos, sea encaminada hacia el entendimiento del origen de los descontrol de los pozos y evitar este tipo de contingencias; con la mejor iniciativa y capacidad de los programas operativos y del personal que los desarrolla.

NOMENCLATURA.

API	Instituto Americano del Petróleo.
°C	Temperatura en grados centígrados.
CaCl ₂	Cloruro de Calcio.
D.C.	Tubería Lastrabarrena.
ρ	Densidad.
E.A.	Espacio Anular.
°F.	Temperatura en grados Fahrenheit
gr/cm ³ .	Gramo sobre centímetro cúbico.
HP.	Potencia en caballos de fuerza.
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
Kg/cm ² .	Kilogramos sobre centímetro cuadrado.
lb/pg ² .	Libras por pulgada cuadrada.
m	Metros.
NaCl	Cloruro de Sodio.
PF.	Presión de formación.
PH.	Presión hidrostática.
Ps.	Presión de superficie
psi.	Libras sobre pulgadas.
rpm.	Revoluciones por minuto.
T.P.	Tubería de Producción.
T.R.	Tubería de Revestimiento.

BIBLIOGRAFÍA.

1. "Apuntes de Tecnología de la Perforación" (primera parte). Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. Ing. Miguel Ángel Benítez Hernández (1984).
2. "Apuntes de Terminación de pozos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. Ings. Francisco Garaicochea P., Miguel A. Benítez H. (1985).
3. "Apuntes de Estimulación de Pozos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. Ing. Francisco Garaicochea Petirena. (1985).
4. "Introducción al Servicio de Reparación de Pozos Petroleros". Instituto Mexicano del Petróleo; Subdirección de Capacitación.
5. "Manual de Procedimientos y Normas Operativas para la Prevención y Control de Brotes en Pozos petroleros", Petróleos Mexicanos.
6. "Manual de Empacadores de Producción", Instituto Mexicano del Petróleo; Dpto. de Reparación y Terminación de Pozos.
7. "Manual de Empacadores y Retenedores", PEP, Región Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos; Niño Chávez Mario A.
8. Baker Division, Baker Oil Tools Inc.; Catálogo.
9. Pozo Modelo, Pozo Escuela; "Secuencia Operativa". Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos. División Sur, Petróleos Mexicanos.
10. "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1; Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos; Petróleos Mexicanos, Instituto Mexicano del Petróleo.
11. "Programa de Acreditación en Control de Brotes", WellCAP; Curso Combinado, Nivel Fundamental; Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos; IADC.
12. "Control de Pozos Petroleros en Reparación"; Curso impartido en IMP Ing. Carlos Hernández Valero; Dpto. de Reparación y Terminación de Pozos. Petróleos Mexicanos, Zona Sur.
13. "Control de Pozos", Nivel 2; Plan Nacional de Capacitación Obrera PEMEX – IMP.
14. Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services, 1998-99 43rd, Edition Published by world Oil, Golf Publishing Company.