



CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

Neiva, 5 FEBRERO DEL 2015

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

IVAN RICARDO CARBALLO RIVAS, con C.C. No. 1.075.240.911,
EDUARDO TOVAR ZAMORA, con C.C. No. 1.075.253.298,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado GUÍA TÉCNICA DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN DE MÚLTIPLE DE CHOQUES,
LÍNEAS DE MATAR ACUMULADORES

presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETROLEOS _____;

autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

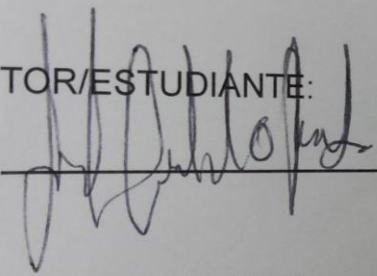
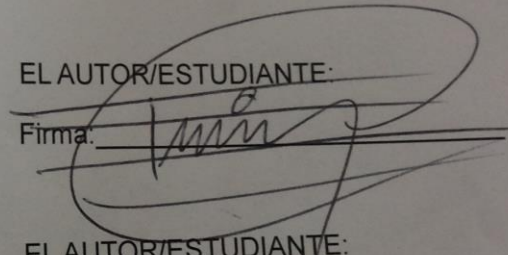
Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.





• Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

• Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

<p>EL AUTOR/ESTUDIANTE:</p> <p>Firma: </p>	<p>EL AUTOR/ESTUDIANTE:</p> <p>Firma: </p>
<p>EL AUTOR/ESTUDIANTE:</p> <p>Firma: _____</p>	<p>EL AUTOR/ESTUDIANTE:</p> <p>Firma: _____</p>

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Guía técnica de mantenimiento e inspección de múltiple de choques, líneas de matar y acumuladores.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Carballo Rivas	Ivan Ricardo
Tovar Zamora	Luis Eduardo

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero De Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO:

CIUDAD: Neiva - Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2015 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 120



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías X Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___ Láminas___
 Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o
 Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:





	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>		<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1.	Lista	List	6.	Cambio de choque	choke Change
2.	Mantenimiento	Maintenance	7.	Acumulador	Acumulator
3.	Perforación	Drilling	8.	Línea de matar	Kill Line
4.	Pozos	Wells	9.	Procedimientos	Procedures
5.	Inspección	Inspection	10.	Equipos	Equipments

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este documento muestra la metodología para la inspección y mantenimiento de tres equipos en particular, el múltiple de choques, los acumuladores y la línea de matar, esta valiosa herramienta enumera los elementos a inspeccionar, las condiciones óptimas para su funcionamiento así como recomendaciones validadas por expertos en el tema con más de 10 años de experiencia.

Se presenta además, la guía de procedimientos y actividades generalizadas así como al frecuencia de trabajos de inspección y mantenimiento preventivo de los equipos: múltiple de choques, acumuladores y líneas de matar.

Finalmente se debe resaltar que este documento y su contenido está sustentado en normas y estándares internacionales API, ASTM, ASME, IADC, entre otras, para garantizar las buenas prácticas.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

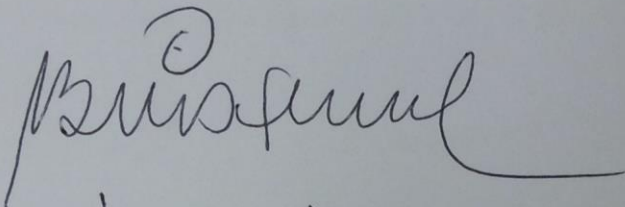
This guide provide a methodology for inspection and maintenance by three items, the choke manifold, accumulator koomey and kill lines, this valuable tool shows the elements to inspect, the optimal conditions by operate, in addition recommendations given by experts with more than 10 years of experience.

This work present the procedure guide and general activities as well as inspection and preventive maintenance work's frequency by choke manifold, accumulator koomey and kill lines.

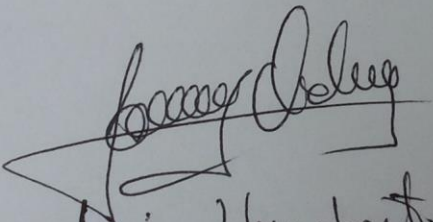
Finally should be noted this document and this content it is sustained by international standards API, ASTM, ASME, IADC and more, by assure the good practices.

APROBACION DE LA TESIS


Nombre Presidente Jurado:

Firma: 

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla C.

Firma: 

Nombre Jurado: Luis Humberto Ochoa Perez



Guía técnica de mantenimiento e
inspección de múltiple de
choques, líneas de matar y
acumuladores

Ivan Ricardo Carballo Rivas
Luis Eduardo Tovar Zamora

**GUIA TECNICA DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN DE MÚLTIPLE DE
CHOQUES, LINEAS DE MATAR Y ACUMULADORES**

IVAN RICARDO CARBALLO RIVAS

LUIS EDUARDO TOVAR ZAMORA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA PETROLEOS

NEIVA, HUILA

**GUIA TECNICA DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN DE MÚLTIPLE DE
CHOQUES, LINEAS DE MATAR Y ACUMULADORES**

IVAN RICARDO CARBALLO RIVAS COD:2007268654

LUIS EDUARDO TOVAR ZAMORA COD: 2006263415

Director del proyecto

ING. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Presentado a:

COMITÉ DE PROYECTO DE GRADO

Facultad de ingeniería

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

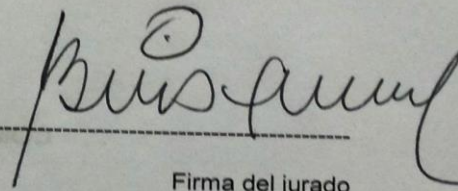
FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA PETROLEOS

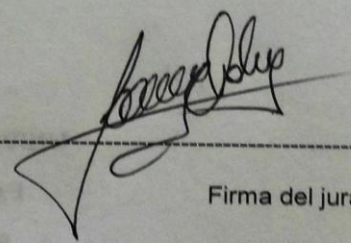
NEIVA,HUILA

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado



Firma del jurado



Firma del jurado

Neiva, Enero del 2015.

CONTENIDO

DEDICATORIAS DE LOS AUTORES.....	10
AGRADECIMIENTOS.....	11
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN.....	13
JUSTIFICACIÓN	14
OBJETIVOS.....	17
OBJETIVO GENERAL.....	17
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	17
CAPITULO I	18
GENERALIDADES.....	18
1.1 MÚLTIPLE DE CHOQUES	18
1.1.1 Descripción del múltiple de choques.....	18
1.1.2 Portachoques.....	20
1.1.3 Choque ajustable.....	20
1.1.4 Choque hidráulico.....	21
1.2 ACUMULADORES.....	21
1.2.1 Requerimientos de los acumuladores.....	21
1.2.2 Presión de operación y precarga.....	22
1.2.3 La precarga de Nitrógeno (N ₂).....	23
1.2.4 El fluido de carga del acumulador.....	24
1.2.5 Volumen requerido.....	24
1.2.6 Elementos que conforman el sistema de acumuladores.....	25
1.3 LÍNEA DE MATAR.....	27
CAPITULO II	28
GESTIÓN DE RIESGOS Y TIPOS DE INSPECCIÓN A REALIZAR	28
2.1 INTEGRIDAD MECÁNICA Y APROBACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	28
2.1.2 Geopeligros.....	29
2.1.3 Seguridad de los procesos.....	30
2.1.4 Seguridad funcional.....	30
2.1.5 Corrosión externa.....	31
2.1.6 Corrosión interna.....	32

2.1.7 Limpieza interna de líneas y mangueras.....	32
2.1.8 Gestión de integridad de activos.....	32
2.2 NIVELES DE INSPECCION	33
2.2.1 Nivel o categoría I.....	33
2.2.2 Nivel o categoría II.....	33
2.2.3 Nivel o categoría III.....	33
2.2.4 Nivel o categoría IV.	34
2.3 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	34
2.3.1 Ensayos No Destructivos (END) Convencionales.....	34
2.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	40
2.4.1 Población y muestra.....	40
2.4.2 Observación directa.	40
2.4.3 Inspecciones formuladas.....	40
2.4.4 Entrevistas de tipo no estructurada.....	41
2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS	41
2.6 RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN	41
2.6.1 Criterios de aceptación.	41
2.6.2 Equipo rechazado.....	41
2.6.3 Registros.....	41
2.7 TECNICAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y PREVENTIVO	42
2.7.1 Mantenimiento predictivo.	42
2.7.2 Mantenimiento preventivo.....	43
2.7.3 Resultados de las acciones de mantenimiento.....	44
2.8 TABLA RESUMEN DE LOS TIPOS Y NIVELES DE INSPECCIÓN A REALIZAR EN CADA EQUIPO	44
CAPITULO III	46
3.1 RECOMENDACIONES DEL MÚLTIPLE DE CHOQUES	46
3.1.1 Válvulas.	47
3.1.2 Válvulas de compuerta (Recomendaciones).....	48
3.1.3 Choque o estrangulador.....	50
3.1.4 Instrumentación para colocar en el múltiple de choques.....	53
3.1.5 Cambio de estrangulador.....	53

3.1.6	Desgaste, lavado o erosión del estrangulador (Falla más común).....	54
3.1.7	Cabecal.	55
3.1.8	Consola de control remoto.	55
3.1.9	Arreglos.	56
3.1.10	Cuerpo del portaestrangulador o portachoques.	58
3.1.11	Recomendaciones de seguridad del múltiple de choques.....	58
3.2	RECOMENDACIONES RESPECTO AL ACUMULADOR KOOMEY	59
3.2.1	Prueba en los acumuladores.....	59
3.2.2	Prueba de efectividad de tiempo de respuesta al sistema de bomba.....	59
3.2.3	Prueba de operación y funcionamiento del sistema de acumuladores.....	59
3.2.4	Requerimientos de volumen de los acumuladores.....	60
3.2.5	Acumulador Koomey.....	61
3.2.6	Precarga.....	62
3.2.7	Carga.....	62
3.2.8	Descarga.	62
3.3	OPERACIONES.....	63
3.3.1	Control de la bomba.....	64
3.3.2	Regulación.	64
3.4	REGLAMENTO API RP 16 E	65
3.4.1	Calcular el volumen de fluido utilizable para cada botella.	66
3.4.2	Determinar el volumen de fluido necesario para efectuar todas las operaciones requeridas.	66
3.4.3	Cálculo del volumen necesario.....	66
3.4.4	Cálculo del número de botellas.....	67
3.4.5	Calcular el número de las botellas requeridas.....	67
3.5	BOMBAS DEL ACUMULADOR	67
3.5.1	Capacidad de la bomba.	67
3.5.2	Tiempo de carga.....	67
3.5.3	Presión de Trabajo.	68
3.5.4	Requisito de Poder.	68
3.6	CONEXIONES DE VÁLVULAS Y OTRAS PARTES.....	68
3.7	VÁLVULAS DE CIERRE	69

3.8 TANQUE DE CONTROL DE FLUIDO.....	69
3.9 BOTELLAS DE ACUMULACION	70
3.10 UNIDAD BOMBA ELECTRICA.....	73
3.11 MANIFOLD.....	74
3.11.1 Válvula reguladora de presión del manifold.	74
3.11.2 Válvula reguladora de presión del BOP anular.	75
3.12 VÁLVULA DE CHEQUE 4 VIAS.....	76
3.13 TRANSMISORES	77
3.14 SISTEMA DE ALARMA	78
3.15 PARTES DEL ACUMULADOR	79
3.16 POSICION DE INTERRUPTORES Y VÁLVULAS	82
3.16 PANEL DE CONTROL REMOTO.....	83
3.17 FALLAS Y MAL FUNCIONAMIENTO	86
3.18 MANTENIMIENTO	87
3.19 LÍNEA DE MATAR	88
3.20 TABLA DE LAS FALLAS MÁS COMUNES EN LOS EQUIPOS MÚLTIPLE DE CHOQUES, ACUMULADOR KOOMEY Y LÍNEAS DE MATAR.....	90
CAPITULO IV	91
4.1 Metodología.....	91
4.2 Resultados	91
CAPÍTULO V	96
CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFIA.....	117

LISTADO DE FIGURAS

- Figura 1 Múltiple de choques
- Figura 2 Múltiple de choque con amortiguador.
- Figura 3 Choque ajustable.
- Figura 4 Choque hidraulico.
- Figura 5 Acumulador tipo flotador.
- Figura 6 Esquema de botellas acumuladoras.
- Figura 7 Sistema de acumuladores de 2000 psi.
- Figura 8 Línea de matar.
- Figura 9 Procedimiento para el diagnóstico de Geopeligros.
- Figura 10 Persona utilizando el boroscopio en lugar de difícil acceso al ojo humano.
- Figura 11 Funcionamiento de la inspección por líquidos penetrantes.
- Figura 12 Clasificación y sub-clasificación de líquidos penetrantes.
- Figura 13 Funcionamiento de la inspección por partículas magnéticas.
- Figura 14 Funcionamiento de la inspección por método de ultrasonido.
- Figura 15 Válvula cameron.
- Figura 16 Válvula flex seal.
- Figura 17 Requerimientos mínimos para un múltiple de choques.
- Figura 18 Choque Swaco.
- Figura 19 Choque Cameron.
- Figura 20 Cabezal de choque.
- Figura 21 Consola de control remoto.
- Figura 22 Configuración para múltiples de choques según la presión esperada.
- Figura 23 Acumulador Koomey.
- Figura 24 Funcionamiento acumulador Koomey.
- Figura 25 Operación de precarga del nitrógeno en acumulador
- Figura 26 Ubicación de las botellas.

Figura 27 Bombas en acumulador Koomey.

Figura 28 Válvula reguladora.

Figura 29 Cálculo de volumen de fluido en acumulador Koomey.

Figura 30 Posición de la válvula que controla los Rams.

Figura 31 Secciones de acumulador Koomey.

Figura 32 Válvula de seguridad.

Figura 33 Botella acumuladora.

Figura 34 Válvulas de cheque.

Figura 35 Funcionamiento unidad bomba eléctrica.

Figura 36 Manifold en bomba Koomey.

Figura 37 Válvula reguladora de presión del manifold

Figura 38 Válvula reguladora de presión de la BOP.

Figura 39 Disposición válvula de 4 vías.

Figura 40 Transmisores.

Figura 41 Sistemas de alarmas.

Figura 42 Partes del acumulador Koomey.

Figura 43 Posición de interruptores y válvulas.

Figura 44 Conexiones acumulador con panel de control.

Figura 45 Panel de piso.

Figura 46 Línea de matar.

Figura 47 Disposición de conectores finales de la línea de matar.

DEDICATORIAS DE LOS AUTORES

Agradezco a Dios todo poderoso, por todas las bendiciones que han llenado mi vida por las innumerables ocasiones donde vi evidente tu obrar, por las muchas veces que estuviste para salvarme de muchos peligros, hoy dedico este trabajo a Dios.

A mi querido padre Rubén Carballo por ser siempre esa mirada estricta pero fervorosa que poco a poco fue forjando mi carácter y sembrando desde pequeño con ese inolvidable “traiga la enciclopedia y le muestro”, el amor por la investigación, esas ganas de querer ser como él, una persona organizada, estricta y correcta en todo sentido.

A mi querida madre Amparo Rivas por ser aquella mujer inigualable de impecable actuar de la que aprendí tantos valores, que me ayudaron a madurar por siempre haberme brindado su amor incondicional y cariño.

IVAN RICARDO CARBALLO RIVAS

Agradezco principalmente a Dios por permitirme tener la fuerza y la entrega suficiente para salir adelante en esta y todas mis metas alcanzadas hasta el momento.

A mi padre Javier Alfonso Tovar por ser esa columna vertebral en mi vida, por ser ese apoyo incondicional, por mostrarse siempre para mi como una persona valiente, estricta y sobre todo con mucha fortaleza y dedicación en todo lo que se propone.

A mi madre Luz Vianey Zamora por tener siempre para mi palabras de apoyo, actitudes llenas de inteligencia, por su amor y cariño, por enseñarme, motivarme a ser una persona perspicaz y sobre todo a “pensar antes de actuar”.

Finalmente a Tatiana Helena Roza, gran motivación, gran apoyo, gran amor y por ser “la persona que me ayudó a ser persona”.

LUIS EDUARDO TOVAR ZAMORA

AGRADECIMIENTOS

Se desea expresar los más sinceros agradecimientos a:

Dios, porque definitivamente sin su presencia esto no sería posible.

A la Ing. Constanza Vargas, directora de tesis, por su valiosa guía y asesoramiento

Al Ing. Héctor Enrique Sánchez, por su amabilidad y gentileza con la que nos colaboró y compartió valiosa información.

Al Ing. Luis Humberto Orduz por brindarnos su conocimiento y acertada guía.

A todos los colaboradores de la empresa Varisur, especialmente al Ing. Yesid Cely.

A todos nuestros compañeros y amigos que en el transcurso de nuestra carrera que hicieron parte de este proceso.

A doña Elcy por toda su ayuda a lo largo de la carrera y sus gestiones.

A la Universidad Surcolombiana y a todos sus docentes que nos compartieron sus conocimientos.

RESUMEN

Esta guía muestra la metodología para la inspección y mantenimiento de tres equipos en particular, el múltiple de choques, los acumuladores y la línea de matar, esta valiosa herramienta enumera los elementos a inspeccionar, las condiciones óptimas para su funcionamiento así como recomendaciones validadas por expertos en el tema con más de 10 años de experiencia.

Diferenciación entre marcas y mecanismo de funcionamiento, se presenta además, la guía de procedimientos y actividades generalizadas así como al frecuencia de trabajos de inspección y mantenimiento preventivo de los equipos: múltiple de choques, acumuladores y líneas de matar.

Finalmente se debe resaltar que este documento y su contenido está sustentado en normas y estándares internacionales API, IADC, entre otras, para garantizar las buenas prácticas.

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta todos los problemas causados por los accidentes como consecuencia a un mal mantenimiento e inspección, surge este proyecto cuyo objetivo principal es el desarrollo de un manual que refleje los procedimientos establecidos en las normas API 16C, API RP53, brindando una herramienta adecuada a los empleados de habla hispana para agilizar y optimizar la realización, además de periodicidad de las inspecciones necesarias; que guie a cualquier persona encargada a realizar la programación de operaciones de inspección y mantenimiento de las líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores.

Con la finalidad de garantizar su correcto funcionamiento y la seguridad del equipo ante una situación crítica.

Este proyecto presenta como ventaja adicional la creación de unas listas de chequeo apropiada según la marca y referencia de los equipos, el tipo de inspección y mantenimiento que debe ser sometido cada uno de ellos, adicionando un listado de las fallas más frecuentes.

Para llevar a cabo este proyecto se realizó una investigación de enfoque cualitativo por medio de entrevistas semi-estructuradas a través de preguntas tipo conocimiento, por lo menos a tres especialistas en el tema, consultas en documentos, registros materiales de origen organizacional, en archivos públicos además de documentos grupales.

JUSTIFICACIÓN

Las perforaciones y operaciones de pozo se caracterizan por su considerable complejidad además representan un gran porcentaje de los costos de operación en la industria. Un número de factores interactúan en conjunto con los descubrimientos tecnológicos para conducir a pozos más profundos y yacimientos más complejos¹. Sin embargo, la falta de documentación adecuada y con formato adaptado para las personas que trabajan en estas operaciones tienen una alta incidencia de accidentes ocurridos cada año².

Un total de 12 reportes de investigación de control de pozos, 21 eventos reportados entre el 2003 hasta el 2010, varios reportes, documentación escrita de la instituciones, firmas de consultoría, autoridades, organizaciones de la industria, fueron evaluados por parte de 18 empresas, 8 de ellas operadoras y las 10 restantes contratistas de perforación; estas investigaciones arrojaron una listado de la distribución de las causas comunes de los incidentes que se presentan en esta tabla³.

¹LOOTZ Elisabeth, OVESEN Monica. Risk of Major Accidents: Causal Factors and Improvement Measures Related To Well Control In the Petroleum Industry. En: SPE. (2013). P 1.

²SANCHEZ David, RUANO Norma. La Importancia de la FormacionBilingue (ingles/español) en Materia de Seguridad metodologias. Base de datos American Society of Safety engineers. [base de datos en línea]. (2005). [consultado 5 junio 2014]. Disponible en <www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=ASSE-05-757S&societyCode=ASSE> ; p. 3 -7.

³ Ibíd. P 4.

Humano.	Error humano.	0
	Error Cognitivo/ Falta de concepción.	3
	Error humano por falta de diseño.	0
	Fallas por caso omiso a las recomendaciones.	2
	Gestión de la empresa/ Gestión de instalación.	0
	Evaluación de riesgos/ Análisis.	0
	Preparación/ Planeamiento.	3
	Procedimiento/ Documentación.	3
Organización.	Prácticas de trabajo/ Seguimiento operacional de las barreras.	0
	Carga laboral.	0
	Control/ Chequeo/ Verificación.	6
	Comunicación / Cooperación/ Interface.	0
	Competencia/ Entrenamiento.	0
	Conflicto de objetivos/ Seguridad vs efectividad.	0
	Cambio de gerencia.	6
Tecnología.	Diseño del pozo(cemento, tapones, caising, etc).	6
	Falla técnica o deficiencias al detectar la patada.	13
	Falla técnica o problemas con la barrera primaria/ Columna de lodo.	22
	Falla de la segunda barrera/ Bop.	3
	Otra falla del equipo técnico o deficiencia.	5
	Ergonómico.	0
	Causa externa geología y yacimiento.	19

Tabla Causas comunes de los incidentes que se presentan en control de pozos.
Realizada en base al artículo "La Importancia de la Formación Bilingüe"

Es posible ver en la tabla, las cuatro principales causas de accidentes en orden de mayor a menor frecuencia son:

-Falla técnica (error en la barrera primaria) [Tecnología].

-Causa externa (geología y yacimiento) [Tecnología].

-Error de comprensión [Humano].

-Falla técnica o imperfección a la hora de detectar la patada de pozo.

Destacando que la rata de fallas técnicas y la falta de comprensión humana pueden ser disminuidas, se llevará a cabo una modificación tanto en las políticas de capacitación del personal como en el manejo periódico en las inspecciones con el fin de detectar y prevenir situaciones de riesgo con mantenimiento preventivo.

Enfocado a solucionar estos problemas, se plantea el desarrollo de una herramienta en el área de control de pozos. El proceso de investigación previa para la formulación de esta herramienta, ha evidenciado una problemática que afecta a los empleados de la industria petrolera de habla hispana, especialmente los de educación media y baja.

Según los estudios realizados por Truman College de Chicago en su publicación “La Importancia De La Formación Bilingüe En Materia de Seguridad Metodológicas” aun cuando las técnicas de entrenamiento para distintos procedimientos se realizan en la lengua nativa de los interesados, estas pierden efectividad al usar como apoyo documentación en un idioma que los empleados no dominan⁴.

Con miras a solucionar las problemáticas expuestas se propone la ejecución de un macro proyecto guiado por el GESOPP (Grupo de Estudio de Operaciones de Perforación Petrolera) para realizar debidamente la inspección y mantenimiento de todos los equipos de control de pozos, dado que es una temática muy amplia. Este proyecto se limita a tratar las líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores; obedeciendo los procedimientos establecidos en las normas API 16C y API RP 53 brindando una herramienta calibrada para ser usada por empleados de habla hispana, cuya finalidad es disminuir el índice de accidentalidad y mejorar la comprensión en las operaciones designadas.

⁴SANCHEZ David, RUANO Norma. La Importancia de la FormacionBilingue (ingles/español) en Materia de Seguridad metodologias. Base de datos American Society of Safety engineers. [base de datos en línea]. (2005). [consultado 5 junio 2014]. Disponible en <www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paper

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar la guía para inspección y mantenimiento de las líneas de matar, múltiple de choque y acumuladores de equipos de perforación terrestre, más usados en Colombia.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Inventariar los equipos de perforación terrestre más usados en Colombia: Las líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores.
- Realizar un inventario de marcas de los equipos de perforación terrestres: Líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores.
- Definir los tipos de inspecciones que deben ser sometidos los equipos: Las líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores.
- Definir un programa de las operaciones de inspección y mantenimiento.
- Establecer las herramientas requeridas para realizar la inspección de los equipos: Las líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores.
- Detallar en un listado las fallas más frecuentes en los equipos mencionados.
- Diseñar listas de chequeos usadas para inspeccionar en cada equipo.
- Establecer metodología (rutinas) para realizar mantenimiento a cada uno de los equipos.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 MÚLTIPLE DE CHOQUES

1.1.1 Descripción del múltiple de choques.

Un múltiple de choques normalmente está compuesto por una conexión de entrada (inlet) unión de golpe, dependiendo de la presión de trabajo y del diámetro del múltiple de choques, será la conexión "inlet" del múltiple. Luego se tiene 4 válvulas de compuerta, dos brazos por donde circula el flujo y en uno de los cuales se aloja un choque estrangulador ajustable o también llamado variable, en el otro brazo normalmente se aloja un choque fijo. Las dos primeras válvulas se las llama válvulas de aguas arriba o también válvulas de upstream porque están antes del estrangulador, las otras dos válvulas se llaman válvulas de aguas abajo o también llamadas válvulas de "downstream", estas válvulas reciben este nombre porque están colocadas detrás del estrangulador, después se tiene la salida o también llamada "outlet", esta salida es también unión de golpe. Algunos múltiples de choques tienen una quinta válvula que permiten un flujo pleno a través de ellos.



Figura 1 Múltiple de choques. Fuente: Catálogo Topland Oilfield Supplies Ltd.

El sistema de control superficial está conectado a las BOP a través de líneas metálicas que proporcionan opciones a la dirección del flujo o permiten que él (por medio de las válvulas) sea confinado totalmente.

La estandarización y aceptación de los múltiples de choque están reglamentados por la norma API 16-C y API RP-53. El diseño del múltiple de choques debe considerar varios aspectos que se deben tener en cuenta:

- Primero se debe fijar la presión de trabajo igual que la de las BOP, ya que estará en función de la máxima presión que se espera manejar en superficie, así como de las presiones anticipadas de la formación.
- Segundo la composición esperada del influjo también su abrasividad y el volumen por manejar.
- Tercero los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario además el entorno ecológico que rodea al pozo.

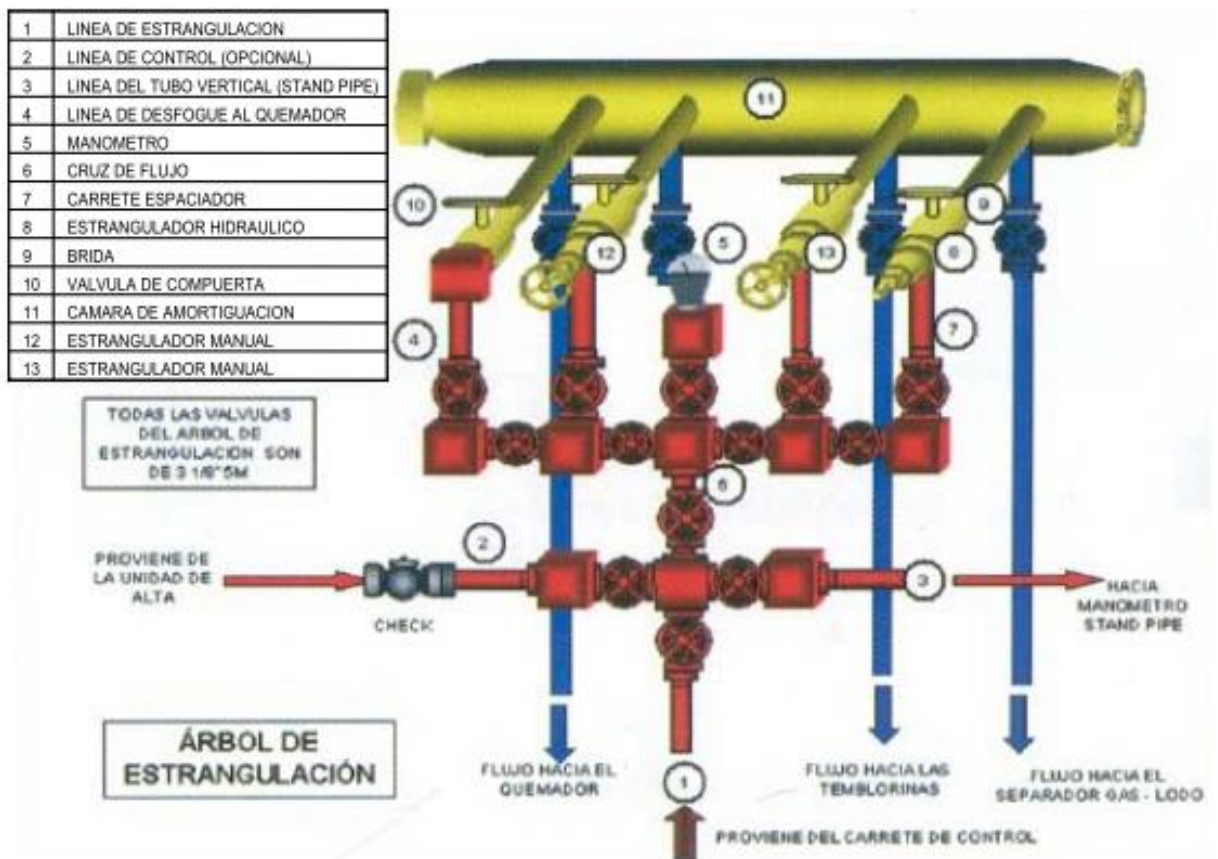


Figura 2 Múltiple de choque con amortiguador. Fuente: Control de Pozos PRIDE.

1.1.2 Portachocos.

El portachoco donde está alojado el choque que sirve para medir y limpiar el pozo, normalmente uno de los portachocos aloja el choque fijo y el otro el choque variable, se recomienda que posterior al periodo de limpieza ambos portachocos puedan convertirse en fijos para hacer el cambio fijo/fijo en forma directa.

Para convertir el portachoco variable en portachoco fijo se debe quitar la flecha del variable y colocar la tapa o capuchón de fijo. Se recomienda colocar dos válvulas de aguja en cada portachoco, esas válvulas permiten aliviar la presión entrampada en el portachoco durante el cambio de estrangulador, de las 2 válvulas de aguja, la que está conectada al cuerpo del portachoco debe permanecer siempre abierta y la que está alejada del cuerpo del portachoco es la que debe abrir y cerrar para aliviar la presión entrampada. La que esta enroscada en el cuerpo del portachoco sirve como válvula de respaldo ya que permite cambiar la otra válvula de aguja en caso necesario.

1.1.3 Choque ajustable.

Son accesorios que restringen el paso de fluidos en las operaciones de control, logrando con esto contrapresión en la tubería de revestimiento, con el objetivo de sostener la presión de fondo igual a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

El API 16C recomienda para pozos terrestres disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico.

Son muy importantes en los métodos de control, ya que permiten mantener la presión deseada en el fondo del pozo según a la apertura del mismo y están en función de las variables siguientes:

- Columna hidrostática en el espacio anular
- Caudal y presión de bombeo.
- Contrapresión ejercida en el sistema

Para llegar al equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla, la contrapresión ejercida, la cual se controla con el choque ajustable. Es decir, que en vez de variar el caudal, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, es más sencillo estar variando el diámetro del choque para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

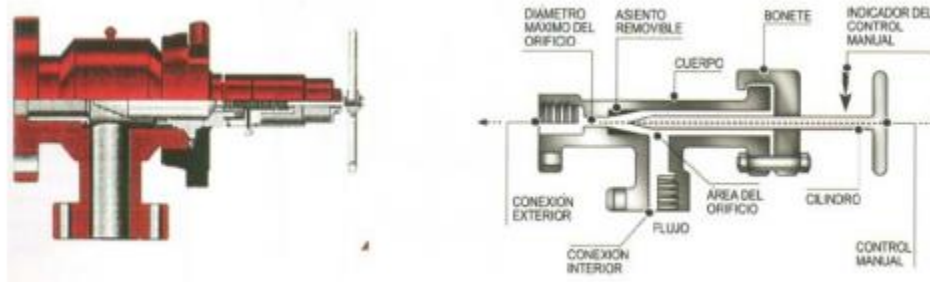


Figura 3 Choque ajustable. Fuente: Catálogo Seekpart.

1.1.4 Choque hidráulico.

Su diseño cuenta con entrada y salida bridadas. Se opera a través de una consola de control remoto, algunas ventajas en comparación con un choque ajustable manual son:

La velocidad de cierre y apertura, las opciones del diámetro de su orificio. Cuando se obstruye por pedazos de hule, rocas, hierro, etc., se facilita su apertura rápidamente hasta alcanzar el diámetro máximo, y luego puede cerrarse sin suspender la operación de control.



Figura 4 Choque hidráulico. Fuente: Jereh Drilltech Products.

1.2 ACUMULADORES

1.2.1 Requerimientos de los acumuladores.

Son recipientes que sirven para almacenar fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son usados para referirse a los acumuladores tipo Koomey.

Por medio del gas Nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan presión y energía, la cuál será usada para efectuar un cierre rápido de la BOP.

Existen dos tipos de acumuladores:

1. Tipo separador: Utilizan un diafragma flexible, cuyo material es de hule sintético, resistente y separa completamente la precarga de Nitrógeno y el fluido hidráulico.
2. Tipo flotador: Utilizan un pistón flotante para separar el Nitrógeno del aceite.

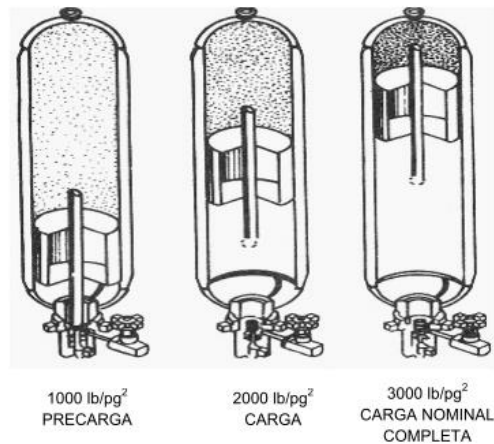


Figura 5 Acumulador tipo flotador. Fuente: Manual y estandarización de conexiones superficiales.

1.2.2 Presión de operación y precarga.

Una botella acumuladora no debe ser operada bajo ninguna circunstancia a presiones mayores de su presión de trabajo.

La presión de precarga de cada una de las botellas acumuladoras deben ser medidas al iniciar la instalación de la unidad en cada pozo, y en su caso debe ser ajustada a la presión correspondiente. Sólo debe usarse gas Nitrógeno para la presión de precarga del acumulador, dicha presión debe ser verificada con frecuencia.

Los acumuladores, también conocidos como unidad de Koomey por ser uno de los primeros fabricantes (Koomey), son parte de la unidad de cierre de las preventoras (BOP). Éstos son unidades de depósito de fluidos que actúan bajo presión, proporcionando energía hidráulica creada por el uso de gas Nitrógeno (N₂) comprimido en botellas, usando flotadores o bolsas flexibles, las cuales son de hule sintético resistente y separa en su totalidad la carga de Nitrógeno (N₂) del fluido hidráulico (como se muestra en la Figura siguiente).

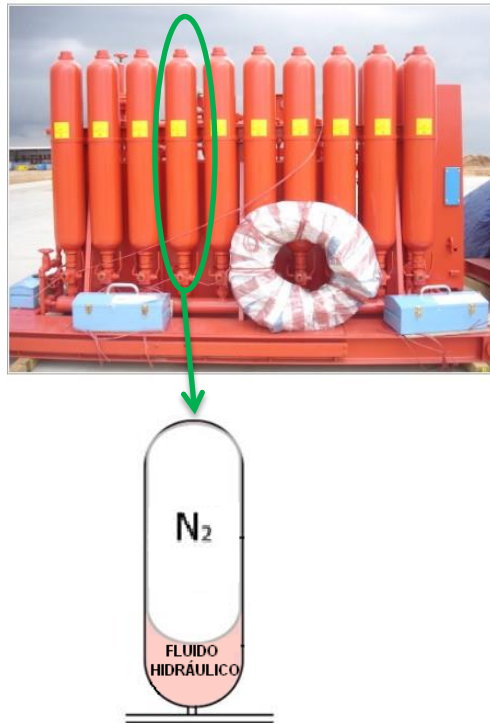


Figura 6 Esquema de botellas acumuladoras. Fuente: The Oilfield Store.

Debido a la importancia de la confiabilidad, los sistemas de cierre tienen bombas adicionales y un volumen excesivo de fluido, además de sistemas alternativos. Las bombas neumáticas se conectan para recargar las unidades automáticamente a medida que disminuye la presión en las botellas del acumulador.

En general, el sistema de los equipos usa fluido de control de aceite hidráulico y agua guardados en botellas de acumuladores de 3.000 psi. Se almacena suficiente fluido para usarlo bajo presión para que todos los componentes de la BOP puedan funcionar, junto con una reserva para seguridad. Esto a su vez, comprime aún más el Nitrógeno contenido en las bolsas de hule sintético que en el sistema estándar está comprimido a 1000 psi.

1.2.3 La precarga de Nitrógeno (N_2).

Si la bolsa disminuye su carga por completo, no se podrá almacenar ningún fluido adicional bajo presión. Es necesario mantener la presión de precarga operativa puesto que el Nitrógeno generalmente, tiende a fugarse con el tiempo. Estas pérdidas varían con el diseño de la botella pero es necesario inspeccionar cada botella en el sistema de acumuladores y registrar su precarga cada 30 días.

1.2.4 El fluido de carga del acumulador.

El fluido de carga del acumulador es el aceite hidráulico, ya que éste actúa como lubricante no corrosivo y no forma espuma. Estos aspectos son llamados a tener en cuenta debido a que el fluido que se usa en el acumulador no debe ablandar las partes de goma usadas para el sellado ni volverlas quebradizas.

La mezcla de aceite soluble con agua resulta satisfactoria por ser más barato y no es considerado como contaminante; en gran parte de los casos se prefiere antes que el aceite hidráulico, en climas cálidos es más costoso debido a la necesidad de productos químicos para contrarrestar la acumulación y crecimiento de bacterias y hongos.

1.2.5 Volumen requerido.

Debe contar con la suficiente capacidad de abastecer el volumen necesario y no sobre pasarse. Hay diferentes procedimientos estandarizados para calcular el volumen requerido además de los factores de seguridad implicados en la norma API RP 16 E, se define y puntualiza los cálculos de volumen mínimo requerido en el sistema de acumuladores.

Por otro lado, es mejor contar con más volumen que el mínimo requerido, de hecho, la mayor parte de compañías, coinciden en emplear tres veces el volumen mínimo necesario con el fin de cerrar todo lo que está en la columna y disponer de energía de reserva suficiente para que el sistema de acumuladores actúe sobre la columna y que aún quede más que la precarga de Nitrógeno.

1.2.6 Elementos que conforman el sistema de acumuladores.

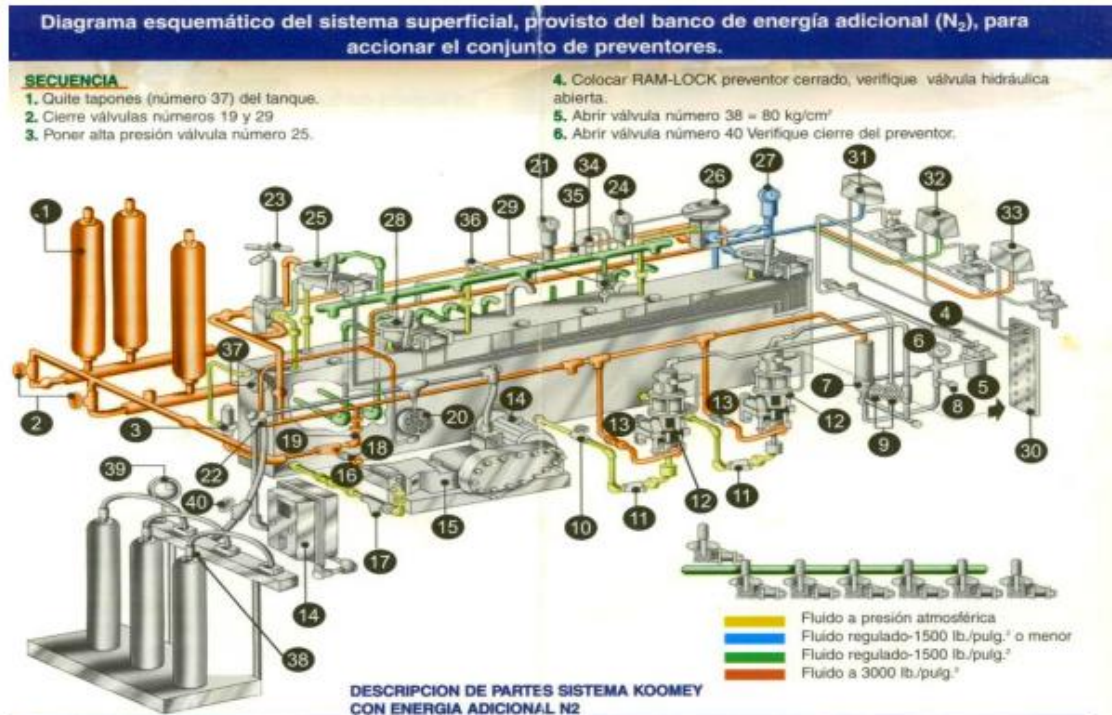


Figura 7 Sistema de acumuladores de 2000 psi. Fuente: Well control for the man on the rig, Murchison Drilling Schools.

1. Acumuladores.
2. Válvulas aisladoras del banco acumulador.
3. Válvula de seguridad del banco acumulador.
4. Filtro de la línea suministro de aire.
5. Lubricador de aire.
6. Manómetro indicador de la presión de la línea de suministro del aire.
7. Interruptor de presión automática hidroneumático.
8. Válvula para aislar el interruptor hidroneumático.
9. Válvulas para suministrar aire a las bombas.
10. Válvulas de cierre de succión. Siempre permanecerán abiertas.
11. Filtros de succión: La limpieza se realizará cada 30 días.
12. Bombas hidráulicas impulsadas por aire.
13. Válvulas de contrapresión (check).

14. Motor eléctrico y arrancador.
15. Bomba triplex (o dúplex) accionada por motor eléctrico.
16. Válvula de cierre de succión. Normalmente debe estar abierta.
17. Filtro de succión. Efectúe su limpieza cada 30 días.
18. Válvula de contra presión (check).
19. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.
20. Interruptor de presión automático hidroeléctrico.
21. Manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador
22. Filtro para fluido en el sistema acumulador.
23. Válvula reguladora y reductora de presión.
24. Manómetro indicador de presión en el múltiple de distribución de fluido.
25. Válvula para aislar la válvula reductora de presión.
26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire.
27. Manómetro indicador de presión del preventor anular.
28. Válvulas de cuatro vías.
29. Válvula de purga.
30. Caja de empalme de aire.
31. Transmisión de presión neumática para la presión del preventor anular.
32. Transmisor de presión neumática para la presión.
33. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador.
34. Válvula neumática reguladora de la válvula.
35. Selector de regulador de presión del preventor anular.
36. Válvula de seguridad del múltiple distribuidor de fluido.
37. Tapones del tanque de almacenamiento.
38. Cilindros de Nitrógeno.
39. Manómetro del banco de energía adicional.
40. Válvula maestra del banco de energía adicional.

1.3 LÍNEA DE MATAR



Figura 8 Línea de matar. Fuente: Página de Completioninfo

Es la línea que transporta el fluido proveniente del pozo en caso de un reventón hacia el múltiple de choques, con la finalidad de poder ejercer uno de los métodos de control de pozos.

Tanto la línea de matar como las líneas corrientes debajo del estrangulado deben ser:

1. Lo más rectas posible, en su caso usar tapón ciego.
2. Estar firmemente sujetadas para disminuir la línea de peligro.
3. Tener un diámetro suficiente para evitar un exceso de erosión o de fricción causada por los fluidos. Considerándose que.
 - a. El mínimo diámetro nominal recomendado para las líneas de Estrangulación es de 3" (en las instalaciones con presión de 2000 psi , un diámetro nominal de 2" es aceptable).
 - b. El diámetro nominal recomendado para las líneas de descarga corriente abajo de los estranguladores es de 2" .
 - c. Para las operaciones con altos volúmenes y de perforación con aire o gas se recomiendan líneas con un diámetro nominal mínimo de 4". Deben instalarse rutas alternas para el flujo corriente abajo de la línea de estrangulación, a fin de aislar los componentes erosionados, taponados o defectuosos para su reparación sin interrumpir el control del pozo.

CAPITULO II

GESTIÓN DE RIESGOS Y TIPOS DE INSPECCIÓN A REALIZAR

A continuación se realiza una descripción de las áreas que forman parte de la gestión de riesgos.

2.1 INTEGRIDAD MECÁNICA Y APROBACIÓN DE LOS EQUIPOS

- Evaluación de riesgos y operación (HAZOP).
- Límites de operación segura.
- Avance de procedimientos operativos.
- Implementación de los planes de seguridad de los procesos, mediante el uso de las normas y estándares: Risk Based Process Safety (RBPS) y OSHA 29 CFR 1910.119.
- Examen de seguridad de los procesos de acuerdo con: Risk Based Process Safety (RBPS) y OSHA 29 CFR 1910.119.
- Esquema de formación en HAZOP, uso del cambio y cultura de seguridad de los procesos.

2.1.1 Gestión de riesgos.

Es el desarrollo de gestión orientado a determinar, apreciar y gobernar el riesgo afiliado a la integridad y confiabilidad de los equipos en el sector energético de la industria, mediante la incorporación de diferentes métodos y fases de mejoramiento en el transcurso de las etapas del ciclo vital.

La gestión de riesgos esta enfocada con lo establecido por los diferentes estándares, códigos y reglamentaciones internacionales en el sector energético, siguiendo los requerimientos fijados, dando garantía al cliente de la condición del servicio y dándole confianza de que sus activos están evaluándose, valorándose y gestionándose de manera segura, para procedimientos acreditados internacionalmente.

Sumándose a eso, los trabajadores a cargo de dar vía a este servicio están acreditados y certificados por la debida entidad internacional de prestigio como ASME, API.

A continuación se realiza una breve descripción de cada una de las áreas que forman parte de la Gestión de Riesgo.

2.1.1.1 Análisis y evaluaciones de riesgo

El análisis de riesgo tiene como objetivo el proceso de análisis de riesgos cualitativos, semi-cuantitativos y cuantitativos, en los equipos fijos y líneas de flujo mediante la implementación de métodos de evaluación de riesgos y por tanto, calcular el nivel de riesgo financiero, riesgo relativo y riesgo absoluto en los ámbitos social e individual.

2.1.1.2 Procesos de análisis de peligros.

El análisis PHA es un paso fundamental que debe implementarse en el curso de un proyecto de ingeniería; un procedimiento metódico indispensable para el análisis de peligros de instalaciones industriales, por medio de técnicas PHA (Process Hazards Analysis) como: HAZOP, WhatIf, Check List.

2.1.1.3 Seguridad instrumentada.

La Seguridad Funcional (Functional Safety). Tiene como meta que los sistemas instrumentados funcionen correctamente en contestación a sus entradas y que sea seguro su funcionamiento, y así garantizar los niveles de riesgo soportable en plantas de procesos y utilización de fluidos peligrosos.

2.1.2 Geopeligros.

Reconocimiento, descripción y calificación de fenómenos causados por fuerzas de la naturaleza que perjudiquen la integridad mecánica de los equipos, darlos de baja, impedir su funcionamiento a condiciones normales y poner en riesgo la imagen de la compañía que opera los equipos.

Se implementa esta actividad con la percepción de analizar el efecto de fuerzas externas naturales y posteriormente ingresarlos en la implementación de los sistemas de integridad.

Basándose en la apreciación de todos los geopeligros que puedan afectar la integridad de las instalaciones del cliente, se ejecuta el diagnóstico:

- Movimientos por falla de talud.
- Erosión hídrica y eólica.
- Socavamiento, crecientes, migraciones en cauces de ríos.
- Terremotos.
- Asentamientos.
- Huracanes.
- Tormentas eléctricas.

Se ejecutan los siguientes pasos para diagnosticar geopeligros:

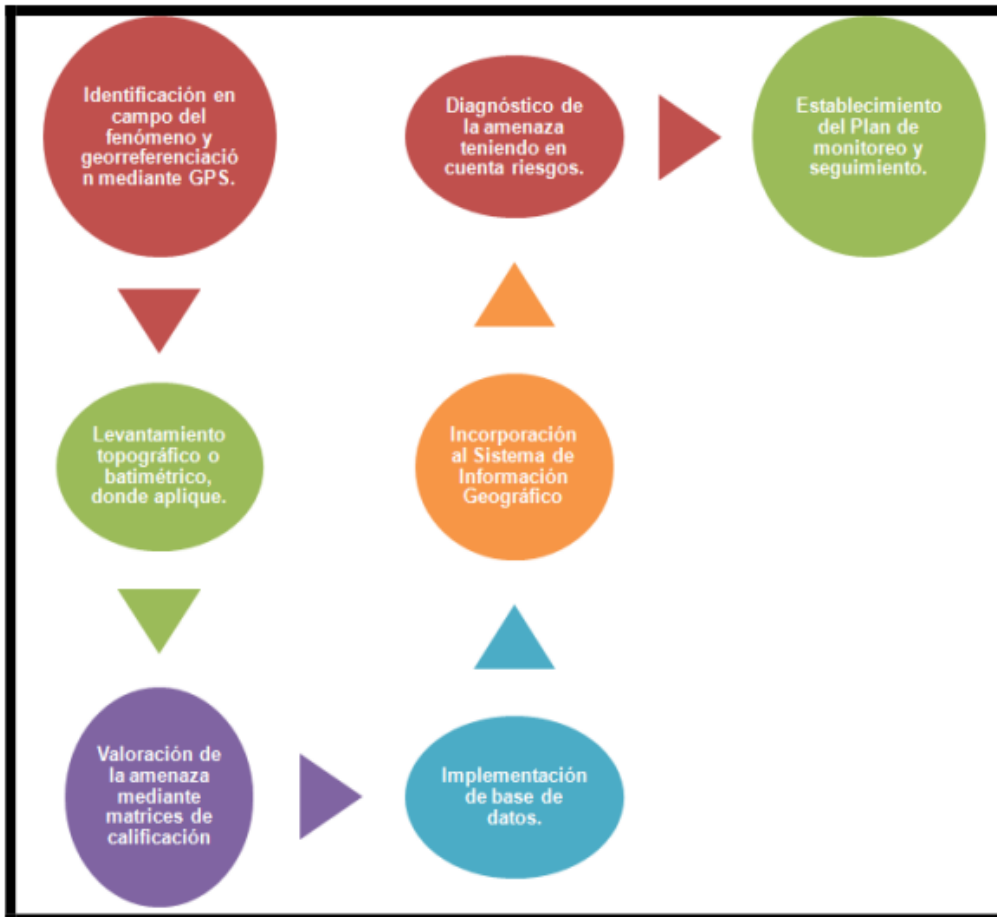


Figura 9 Procedimiento para el diagnóstico de Geopeligros. Fuente: Autores.

2.1.3 Seguridad de los procesos.

Es el ámbito que maneja la integridad de los sistemas operacionales y los procedimientos de manejo de sustancias peligrosas con la implementación de buenos conceptos de diseño e ingeniería y buenos hábitos de operación.

Por su lado, el control de percances que potencian fugas de material peligroso energía confinada, ya que proporcionan efectos tóxicos, explosiones y por consiguiente accidentes al personal, daños en infraestructura, pérdidas de producción e impactos negativos al medio ambiente.

2.1.4 Seguridad funcional.

La infraestructura industrial encargada del almacenamiento, procesamiento y generación de sustancias peligrosas se asocian con un nivel alto de riesgo sobre el personal, la infraestructura y el medio ambiente. Estos riesgos exigen que las

plantas se acojan a normas y criterios de diseño, pre-comisionamiento, comisionamiento y función de las instalaciones y equipos enrutados a la seguridad funcional y de proceso.

La seguridad funcional define los rangos para reducir los riesgos a niveles tolerables por la organización. Con diferentes métodos enlazados a normas internacionales de la industria (IEC, ISA, API, NFPA, EEMUA, etc.) con personal certificado por TUV, SUD y ABS Consulting y con software especializado.

Dentro de los principales se encuentran:

- Verificación y validación del SIL basado en IEC- 61511: Metodología que establece si un SIS (Sistema Instrumentado de Seguridad) cumple con SIL (safety Integrity Level) especificado.
- Diseño de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS), basado en IEC-61511: Especificación de los sensores, procesadores lógicos y elementos finales que hacen parte de un SIS y que tienen el propósito de llevar el proceso a un estado seguro cuando se han violado condiciones predeterminadas.
- Priorización de Sistemas de alarmas, basado en ISA 18.02 & EEMUA 191: A medida que los procesos y las plantas se hacen más complejas, se requiere un sistema de gestión de alarmas cada vez más sofisticado, para informar a los operadores de los posibles fallos.
- Gestión de Equipos Críticos por Seguridad (SCE) y sistemas de protección: Identificación y manejo de la integridad de los Equipos Críticos por Seguridad (SCE). Los SCE son sistemas de protección más críticos para la gestión de peligros de accidentes mayores, es decir, son los ítems del equipo que en mayor grado evitan, controlan y mitigan los peligros mayores y por lo tanto, se requiere que tengan una alta confiabilidad y disponibilidad antes y durante un accidente mayor.

2.1.5 Corrosión externa.

Está enfocado al estudio de variables que se relacionan con fenómenos de corrosión externas en estructuras enterradas para su posterior evaluación, como datos de entrada al análisis de integridad mecánica y de su nivel de riesgo. Estas variables no se limitan a la fuerza del electrolito ni a los niveles de protección catódica, igualmente al diseño y desarrollo de sistemas y métodos para la moderación de procesos activos de corrosión externa.

2.1.6 Corrosión interna.

La corrosión interna representa una de las mayores amenazas a la integridad de los equipos y líneas de procesos. Considerando las consecuencias de dicha amenaza sobre la seguridad del personal, el medio ambiente y el sector de hidrocarburos, se encuentran en el mercado métodos para valorar la corrosión interna que van de la mano con los principales estándares de NACE (National Association of Corrosion Engineers). Esto se hace con el fin de esquematizar planes de acción encaminados a la integridad de las estructuras durante la ejecución del proyecto.

2.1.7 Limpieza interna de líneas y mangueras.

Debe enfocarse y trabajar en la eliminación de sustancias presentes en el interior de las mangueras y tuberías, por medio de herramientas de limpieza, mediante el dimensionamiento de tuberías a limpiar y garantizar un perfecto seguimiento en puntos específicos de las tuberías o línea de flujo.

Con las limpiezas garantizamos:

- Eliminación de formación de celdas de corrosión.
- Máxima eficiencia de la tubería.
- Remoción de cualquier depósito en la tubería.
- Monitoreo de condiciones físicas de la línea.

2.1.8 Gestión de integridad de activos.

Es el mecanismo de gestión orientado al aseguramiento de la integridad durante todo el proceso vital de un activo en la industria energética, incluyendo desde su diseño hasta su deserción y disposición segura implementando métodos y procedimientos de mejoramiento continuo. Ésto para asegurar íntegramente los sistemas que manejen sustancias peligrosas y así pueda operar de forma segura y sin percances durante su vida útil.

La gestión de integridad de activos se basa en la aplicación de las diferentes habilidades de ingeniería y habilidades de tipo gerencial para la prevención de accidentes catastróficos ligados al uso de productos químicos y de productos del petróleo como lo son los incendios, las explosiones y las emisiones tóxicas.

2.2 NIVELES DE INSPECCION

En términos de investigación en este trabajo se procede a desarrollar la aplicación de métodos idóneos para tratar de explicar determinadas observaciones y en su defecto resolver problemas que afecten la integridad mecánica y operacional de los equipos en cuestión. Así, en función de su nivel el tipo de investigación analítico-descriptiva. Pues es el mismo objeto de estudio quien sirve como fuente de información para el investigador que basándose y haciendo uso de estos métodos idóneos sugeridos y explicados en este trabajo será capaz de realizar inspecciones con observación, directa y en vivo.

El operario del equipo siguiendo las condiciones estipuladas por el fabricante debe desarrollar y actualizar en forma conjunta la inspección, mantenimiento y reparación en consonancia con la aplicación del equipo, carga, ambiente de trabajo, forma de uso, y las condiciones operativas.

Estos factores pueden cambiar a través del tiempo, como resultado de las nuevas tecnologías, el historial del equipo, mejoras, nuevas técnicas de mantenimiento y el cambio en las condiciones de servicio.

2.2.1 Nivel o categoría I.

Inspección visual que deben realizar los operarios del equipo en su rutina diaria con el fin de detectar pérdidas de partes, malformaciones físicas o de seguridad, recalentamiento o fugas hidráulicas, o cualquier rendimiento inadecuado del equipo durante su funcionamiento.

2.2.2 Nivel o categoría II.

Incluye la categoría I de Inspección visual, en esta categoría se deben revisar los mecanismos retirando todas las tapas de inspección con el fin de detectar desgastes. Además de inspección de la corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación adecuada, grietas exteriores visibles y ajuste.

2.2.3 Nivel o categoría III.

Además de retomar la categoría II esta categoría debe incluir el examen no destructivo (NDT) con partículas magnéticas o líquidos penetrantes (ASTM), se hace exposición en áreas críticas que puedan acarrear desmontaje para acceder a componentes específicos e identificar desgaste que supera tolerancias permitidas y estipuladas por el fabricante, se debe realizar cada 180 días.

2.2.4 Nivel o categoría IV.

Recogiendo a la categoría III inspección con ultra sonido y partículas magnéticas a las tuberías de conducción, los conductos de alta presión, lubricantes, etc. Para realizar esta inspección se debe desarmar totalmente el equipo y la debe realizar un inspector nivel II. Se debe utilizar el formato para su reporte, además se debe llevar a cabo NDT.

2.3 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Se deben realizar ensayos no destructivos con el fin de garantizar la integridad mecánica del equipo y su óptimo funcionamiento ya que se está tratando de equipos de control de pozos.

2.3.1 Ensayos No Destructivos (END) Convencionales.

Los Ensayos No Destructivos (END) son herramientas fundamentales en el control de calidad o garantía de calidad de materiales, soldaduras, equipos, piezas o partes, verificación de montajes, desarrollo de procesos y para la investigación. La mayor parte de los END se diseñan para descubrir discontinuidades, tras lo cual hay que decidir si éstos son significativos o no de acuerdo con estándares de aceptación (códigos). Los ensayos no destructivos son aplicables en conjunto para detectar todos los tipos de discontinuidades, eso quiere decir que el uso de un ensayo no excluye el uso de otros.

2.3.1.1 Inspección visual.

Es el método más básico y frecuente, ya que se puede obtener información inmediata de la condición superficial de los materiales que se estén inspeccionando, con el simple uso del ojo humano y en algunos casos, con la ayuda de algún dispositivo óptico, ya sea para mejorar la percepción visual (lupas, lentes, etc.) o para proporcionar contacto visual en zonas de difícil acceso, tal como en el interior de tuberías y equipos donde se emplean boroscopios y pequeñas videocámaras rígidas o flexibles.



Figura 10 Persona utilizando el boroscopio en lugar de difícil acceso al ojo humano. Fuente: Página ILOG.

El personal que realiza este ensayo tiene amplia capacitación y conocimiento en los materiales a inspeccionar, así como también en el tipo de irregularidades o discontinuidades a detectar en los mismos. Este control se hace basándose en las normas o códigos que rigen la fabricación, proceso y servicio. La inspección visual es el primer paso de cualquier evaluación. En general, las pruebas no destructivas establecen como requisito previo realizar una inspección de este tipo y es utilizada para los siguientes propósitos:

- La inspección de superficies expuestas o accesibles de objetos opacos (incluyendo la mayoría de ensambles parciales o productos terminados).
- La inspección del interior de objetos transparentes (tales como vidrio, cuarzo, algunos plásticos, líquidos y gases).
- Detectar errores en el proceso de manufactura.
- Obtener información acerca de la condición de un componente que muestra evidencia de un defecto.
- Dar una valoración total de la condición de una pieza, estructura, componente o sistema.
- Proveer una detección temprana antes que una discontinuidad alcance un tamaño crítico.
- Inspeccionar lugares que están fuera del alcance de los inspectores, mediante instrumentos diseñados para dicho trabajo.

2.3.1.2 Ensayo con líquidos penetrantes.

Es un tipo de ensayo no destructivo que se utiliza para detectar e identifica, consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie en estudio, el cual penetra en cualquier discontinuidad que pudiera existir debido al fenómeno de capilaridad. Después de un determinado tiempo, se remueve el exceso de líquido y se aplica un revelador, el cual absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de éstas.

Este ensayo se basa en el principio físico conocido como "Capilaridad" y consiste en la aplicación de un líquido con buena penetración en pequeñas

aberturas sobre la superficie del material a inspeccionar. Una vez que ha transcurrido un tiempo suficiente como para que el líquido penetre, se realiza una remoción del exceso de líquido penetrante y a continuación se aplica un líquido absorbente comúnmente llamado "revelador", de color diferente al líquido penetrante, el cual absorberá el líquido que haya penetrado en las aberturas superficiales. Por consiguiente, las áreas en las que se observe la presencia de líquido penetrante después de la aplicación del líquido absorbente, son áreas que contienen discontinuidades superficiales (grietas, perforaciones, etc.).

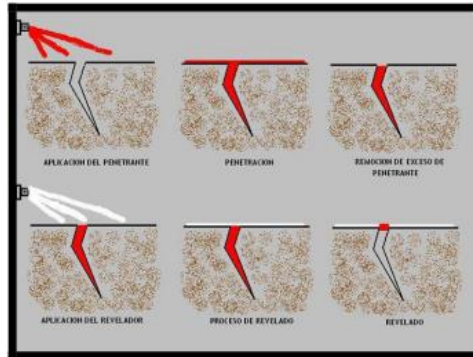


Figura 11 Funcionamiento de la inspección por líquidos penetrantes.

Fuente: Página Endases.

Estos se clasifican de la siguiente manera:

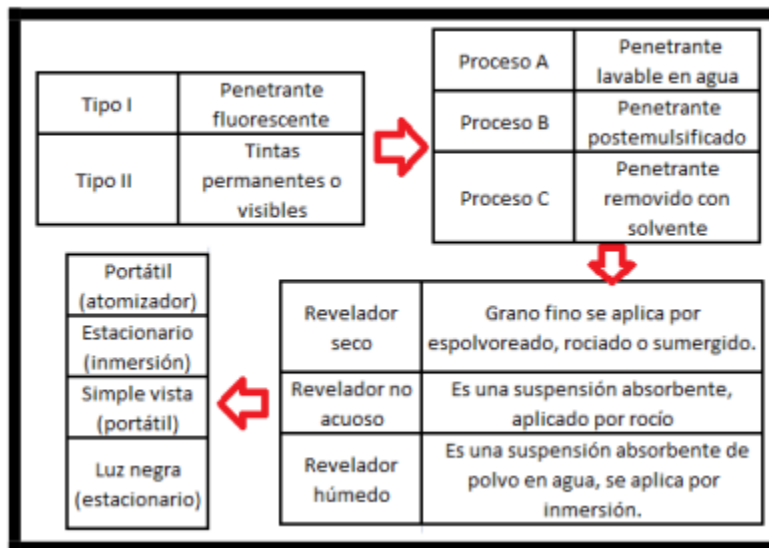


Figura 12 Clasificación y sub-clasificación de líquidos penetrantes. Fuente: Autores.

Es importante saber que para cada proceso se recomienda un tipo revelador indicado y una metodología diferente para realizar el ensayo. Este ensayo es

válido para todo tipo de materiales de alta sensibilidad, aplicable a superficies extensas, portátiles y fáciles de operar e interpretar.

2.3.1.3 Inspección por partículas magnéticas.

Es un tipo de ensayo no destructivo que permite detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en materiales ferromagnéticos como el hierro, el Cobalto y el Níquel. Los defectos que se pueden detectar son únicamente aquellos que están en la superficie o a poca profundidad. Cuanto menor sea el tamaño del defecto, menor será la profundidad a la que podrá ser detectado. Si un material magnético presenta discontinuidades en su superficie, éstas actuarán como polos, y por lo tanto, atraerán cualquier material magnético o ferromagnético que esté cercano a las mismas. De esta forma, un metal magnético puede ser magnetizado local o globalmente y se le pueden esparcir sobre su superficie pequeños trozos de partículas magnéticas y así observar cualquier acumulación de las mismas, lo cual es evidencia de la presencia de discontinuidades sub-superficiales o superficiales en el metal.

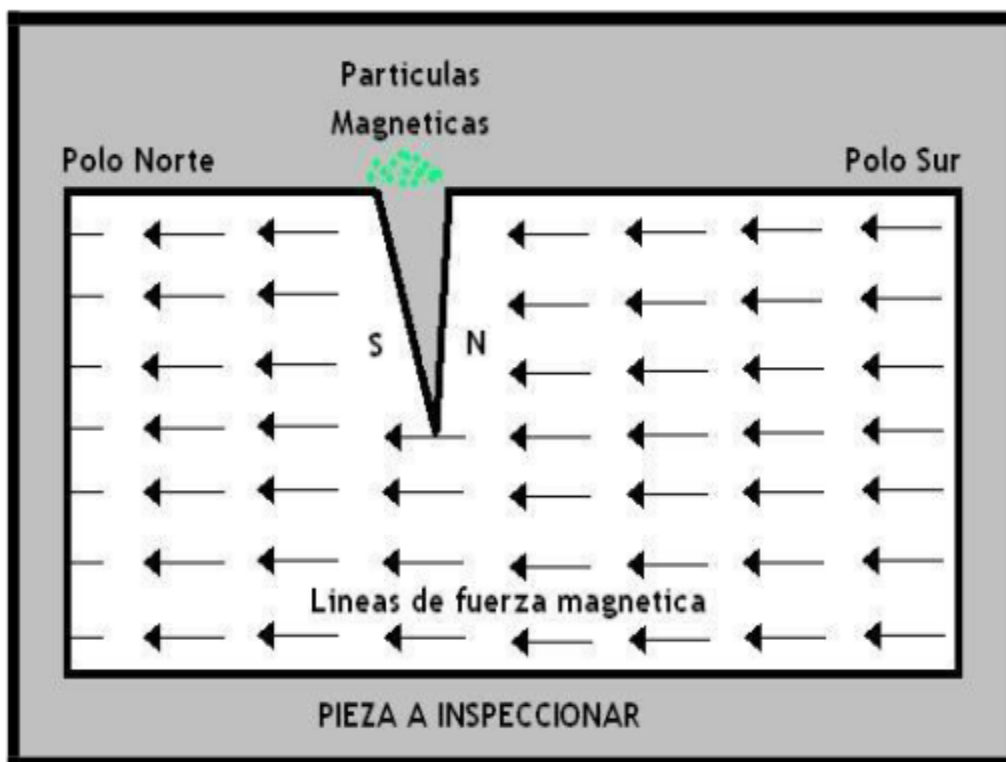


Figura 13 Funcionamiento de la inspección por partículas magnéticas.

Fuente: Página Endases.

Este método es ampliamente utilizado en el ámbito industrial y algunas de sus principales aplicaciones las encontramos en:

- El control de calidad o inspección de componentes maquinados.
- La detección de discontinuidades en la producción de soldaduras.
- En los programas de inspección y mantenimiento de componentes críticos en plantas químicas y petroquímicas (recipientes a presión, tuberías, tanques, etc.).
- La detección de discontinuidades de componentes sujetos a cargas cíclicas (discontinuidades por fatiga).

2.3.1.4 Inspección con el método de ultrasonido.

El método de ultrasonido se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales, ya que por principio las ondas ultrasónicas pueden propagarse a través de todos los medios donde exista materia. Es una prueba confiable y rápida, que emplea ondas sonoras de alta frecuencia (0.25 a 25 MHz) producidas. La realización del ensayo por ultrasonido requiere una serie de etapas, las cuales deben ser realizadas por personal altamente capacitado y entrenado en este ensayo.

Ya que la inspección ultrasónica se basa en un fenómeno mecánico, se puede adaptar para que pueda determinarse la integridad estructural de los materiales de ingeniería. Sus principales aplicaciones consisten en:

- Detección y caracterización de discontinuidades.
- Medición de espesores, extensión y grado de corrosión.
- Determinación de características físicas, tales como: estructura metalúrgica, tamaño de grano y constantes elásticas.
- Definir características de enlaces (uniones).
- Evaluación de la influencia de variables de proceso en el material.

Las principales ventajas de este ensayo son:

- Elevada sensibilidad de detección.
- Poca dependencia de la geometría de la pieza, bastando el acceso a una sola cara.
- Posibilidad de inspeccionar volumétricamente el material.
- Rapidez del examen y resultado inmediato.
- Utilización de equipos portátiles.

Existen 3 formas de inspección por ultrasonido Scan A, Scan B y Scan C:

2.3.1.4.1 En el scan A.

El sonido viaja y al rebotar se analiza la onda que puede ser completa o media onda. La altura del pico está relacionada con el tamaño del defecto; y la distancia horizontal donde éste aparece, está relacionada con el recorrido sónico seguido por la onda dentro del material. Los patrones de calibración permiten posicionar el defecto con precisión y los patrones de referencia permiten establecer un nivel de comparación para estimar la severidad de los defectos.

2.3.1.4.2 El scan B.

Es la representación gráfica de los espesores obtenidos mediante ultrasonido, frente a la distancia recorrida por el palpador frente al tiempo. De esta manera, se logra un corte transversal de la pieza inspeccionada.

2.3.1.4.3 El scan C.

Es una presentación de la información de manera bidimensional, con un código de pseudo-colores que representa la profundidad o espesor del material.

Esta representación puede ser obtenida por un palpador mono cristal con un manipulador robotizado o mediante el empleo de un arreglo de varios cristales, excitados por grupos, de tal manera que constantemente obtienen un corte transversal de la pieza debajo de él y que va avanzando manual o automáticamente para obtener el mapa bidimensional de espesores.

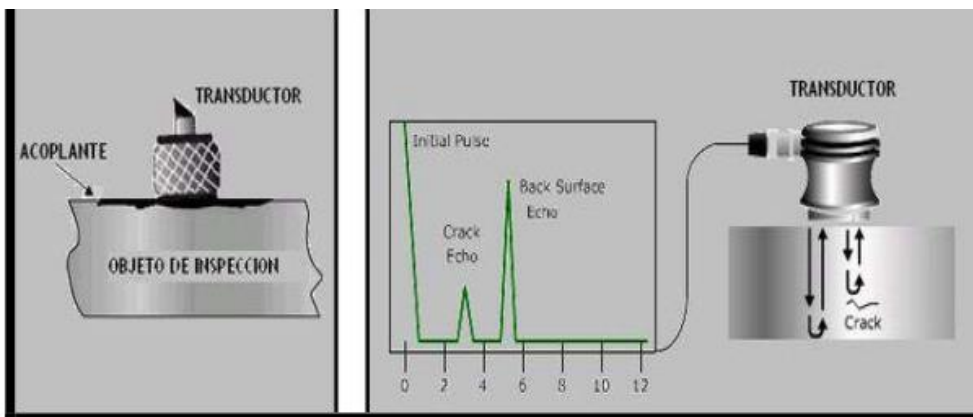


Figura 14 Funcionamiento de la inspección por método de ultrasonido.

Fuente: Página Endases.

2.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Se trata de llevar a cabo una investigación de los principales conceptos teóricos, técnicas, fundamentos, entre otros aspectos importantes de los cuales se tengan registro, a través de medios impresos o digitales, todos estos relacionados con el tema del proyecto o temas de interés para el desarrollo del mismo, con el sentido de recopilarse y construir la guía manual.

2.4.1 Población y muestra.

Como factor principal es de gran importancia al llegar a las instalaciones determinar la población que las integra, bajo las que opera el equipo, y en los que se incluyen los empleados que trabajan directamente con éste, pues al evaluar las causas raíz de las fallas operacionales y mal mantenimiento el factor humano puede ser parte o elemento común en la ocurrencia de fallas.

2.4.2 Observación directa.

Es uno de los métodos más utilizados, tanto por ser el más antiguo, como por su eficiencia, consiste en acudir al sitio de estudio para recoger datos y toda la información necesaria a través de su propia observación. Para la presente investigación se utilizó la observación directa como herramienta fundamental para la detección de riesgos a la hora de realizar inspecciones formuladas y no formuladas, siendo una técnica importante durante el periodo de identificación de riesgos.

2.4.3 Inspecciones formuladas.

Para esta técnica se contó con formatos de inspecciones de tipo lista de chequeo, proporcionados por la empresa, donde se consideraron varias de las cualidades de las instalaciones, tomando en cuenta las regulaciones y reglamentos correspondientes.

Los formatos utilizados para fines de esta investigación fueron:

Inspección a extintores, inspección a estaciones manuales y finalmente inspección general a la base.

2.4.4 Entrevistas de tipo no estructurada.

Además de la realización de inspecciones bajo formatos proporcionados por la compañía, se procedió a realizar numerosas inspecciones no formuladas, primeramente para familiarizarse con el ambiente general de trabajo y luego para identificar aquellos factores de riesgo que son pasados por alto en las inspecciones anteriores. Por otro lado, también se consultó al personal que labora en las diferentes áreas de la base, a fin de obtener información directa del empleado, tomando en consideración que es realmente él, el que conoce muy bien su puesto de trabajo y los riesgos a los que se expone día a día.

2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS

Una vez identificados los riesgos se procedió a cuantificarlos, se les asignó un valor y un nivel de importancia según dicho valor. Esta cuantificación de riesgos ayuda a la persona que realiza el estudio en el proceso de elaboración de la propuesta para la disminución de los mismos.

2.6 RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN

2.6.1 Criterios de aceptación.

Los criterios de aceptación deben establecerse sobre la base de la experiencia y las recomendaciones del fabricante.

Equipos desgastados que no cumplen los criterios de aceptación no debe ser aceptado para su funcionamiento.

2.6.2 Equipo rechazado.

Equipos rechazados debe ser marcado y retirado de servicio para evaluación adicional o hasta que las deficiencias se corrigen.

2.6.3 Registros.

Los registros de categoría III y las inspecciones categoría IV deben ser inscrito en el registro del equipo como pruebas relacionadas e indicando la deficiencia y su corrección además de su capacidad actual de trabajo.

2.7 TECNICAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y PREVENTIVO

Los procedimientos establecidos de conformidad con la Norma API RP 16 C y API RP 53 “Práctica recomendada de procedimientos para la inspección, mantenimiento de equipos, múltiple de choques y líneas de matar”, indican que los fabricantes deberá definir en sus equipos los daños especiales por grupo, herramientas y materiales sacados al mercado, así como con respecto a la medición o inspección, advertir al personal calificado necesario todos los procedimientos que se deben realizar para el mantenimiento de los equipos.

El fabricante también debe especificar los procedimientos que se debe realizar exclusivamente por el representante del fabricante, dentro de las instalaciones del fabricante o por otros servicios calificados.

2.7.1 Mantenimiento predictivo.

En este tipo de mantenimiento el objetivo o función primordial es el de predecir con toda oportunidad la aparición de una posible falla y/o diagnosticar un daño futuro al equipo. En este sistema, la característica principal es el empleo de aparatos e instrumentos de prueba, medición y control.

Este tipo de mantenimiento, es necesario porque ayuda a evitar las costosas reparaciones de equipo y maquinaria, así como minimizar el tiempo perdido por suspensiones imprevistas. Con este sistema no es necesario aumentar la cantidad de personal requerido para aplicar los procedimientos, ya que se cuenta con el personal de supervisión indispensable para mantener y conservar las instalaciones.

2.7.1.1 Procedimiento para su aplicación.

En este tipo de mantenimiento, una vez establecidas las rutinas de revisiones y Comprobaciones, el trabajo se facilitará con el auxilio de registros y anotaciones, esto nos indica la existencia de un problema en algún elemento de la máquina, por lo que se decide parar la unidad con el fin de revisarla minuciosamente y evitar daños mayores al equipo.

Complemento de este tipo de mantenimiento es el trabajo de gabinete. Aquí el Ingeniero de mantenimiento elabora estadísticas con los registros que los supervisores efectúan en campo, logrando con esto una historia del comportamiento de cada unidad en operación, usar gráficas es conveniente ya que con ellas se puede predecir con oportunidad cuando un elemento de maquinaria debe ser reemplazado para que el equipo pueda proseguir operando con seguridad. En resumen, el mantenimiento predictivo es beneficioso por las siguientes razones:

- Reduce el número de paros imprevistos.

- Reduce las reparaciones repetitivas.
- Alarga el período de vida útil del equipo.
- Permite un refaccionamiento oportuno.
- Elimina el tiempo ocioso del personal de mantenimiento para aplicarlo en otra actividad.

2.7.2 Mantenimiento preventivo.

La característica principal de este sistema es detectar las fallas o anomalías en su fase inicial y su corrección en el momento oportuno. La definición implica "prevenir" o sea, la correcta anticipación para evitar un riesgo o un daño mayor al equipo. Con el auxilio del mantenimiento predictivo, ahora en forma conjunta con el preventivo y programas de mantenimiento adecuadamente planeados, la conservación de las unidades está en su grado óptimo, dando como resultado una mayor disponibilidad del equipo, reduciendo con esto los tiempos de operación del mismo en la perforación o desarrollo.

Una buena organización de mantenimiento que aplica estos sistemas con experiencia determina las causas de fallas repetitivas y la vida útil de componentes, llegando a conocer los puntos débiles de maquinaria e instalaciones.

2.7.2.1 Procedimientos para su aplicación.

Una vez establecido un plan de mantenimiento y elaborado el programa de revisiones rutinarias y periódicas que deben efectuarse sobre un componente del equipo, el siguiente paso será el de coordinar con las secciones de operación y materiales todas aquellas actividades que les competen, de tal manera que el tiempo que la unidad este fuera de operación sea el mínimo, o bien que no afecte la buena marcha de las operaciones del equipo, en esta sección de mantenimiento se han establecido programas que permiten llevar un record de todas las unidades en operación y al mismo tiempo determinar con prontitud que componentes de maquinaria son susceptibles de reemplazo.

Los factores que intervienen en el desarrollo del mantenimiento programado y que determinan su correcta aplicación son a grandes rasgos los siguientes:

- Limpieza de componentes.
- Herramienta adecuada y en condiciones
- Refacciones y materiales.
- Ruta de trabajo.
- Seguridad personal.
- Experiencia en las operaciones.

2.7.3 Resultados de las acciones de mantenimiento.

En conclusión se puede observar que al reunir todos los elementos necesarios para planear y ejecutar las actividades del mantenimiento preventivo, alcanzará sin duda el éxito en los objetivos propuestos.

2.7.3.1 Métodos.

Las acciones de mantenimiento pueden incluir cualquiera de los siguientes ítems: Inspecciones, ajustes, limpieza, lubricación, las pruebas, y sustitución de piezas.

2.7.3.2 Criterios de aceptación.

Las acciones de mantenimiento pueden ser aceptados basado en, pero no limitado a, es decir, pueden ser correspondientes a uno o más de los siguientes criterios: Tiempo específico o en intervalos; límites de desgaste medibles; medio ambiente; incumplimiento de equipo experiencia (historia); requisitos regulatorios, y otros límites medibles.

2.7.3.3 Registros.

Las actividades de mantenimiento que implican la sustitución de cualquier componente primario deben ser inscritas en el registro o historial de intervenciones en equipo.

2.8 TABLA RESUMEN DE LOS TIPOS Y NIVELES DE INSPECCIÓN A REALIZAR EN CADA EQUIPO

Equipo	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Descripción.	Inspección visual que deben realizar los operarios del equipo en su rutina diaria con el fin de detectar pérdidas de partes, malformaciones físicas o de seguridad, condición de los bloques de freno, recalentamiento o fugas hidráulicas. O cualquier rendimiento inadecuado del equipo durante su funcionamiento.	Incluye la categoría I de Inspección visual, en esta categoría se deben revisar los mecánicos retirando todas las tapas de inspección con el fin de detectar desgastes. Además de una inspección de la corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación adecuada, grietas exteriores visibles, y ajuste.	Además de retomar la categoría II esta categoría debe incluir el examen no destructivo (NDT) con partículas magnéticas o líquidos penetrantes (ASTM), se hace exposición a áreas críticas que puedan acarrear desmontaje para acceder a componentes específicos e identificar desgaste que supera tolerancias permitidas y estipuladas por el fabricante se debe realizar cada 180 días.	Recogiendo a la categoría III Inspección con ultra sonido y partículas magnéticas a las tuberías de conducción, los conductos de alta presión, lubricantes, etc. Para realizar esta inspección. Se debe desarmar totalmente el equipo y su inspección la debe realizar un inspector nivel II. Se debe utilizar el formato para su reporte, además se debe llevar a cabo NDT.

Continuación tabla resumen de los tipos y niveles de inspección a realizar en cada equipo

Equipo	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Múltiple de choques	x	X	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.
	Usando el boroscopio.	Usar herramientas de medición.	Tintas permanentes.	Tintas permanentes.
			Ultrasonido(equipo de scan a, b y c para ultrasonido).	Ultrasonido.
				Pruebas de presión en banco de prueba.
Líneas de matar	X	X	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.
	Usando el boroscopio.	Usar herramientas de medición.	Tintas permanentes.	Tintas permanentes.
			Ultrasonido.	Ultrasonido.
Acumulador Koomey	X	X	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.	Partículas ferromagnéticas, líquidos penetrantes.
	Usando el boroscopio.	Usar herramientas de medición.	Tintas permanentes.	Tintas permanentes.
				Ultrasonido.
			Prueba en los acumuladores.	Prueba en los acumuladores.
			Prueba de efectividad de tiempo de respuesta al sistema de bomba.	Prueba de efectividad de tiempo de respuesta al sistema de bomba.
			Prueba de operación y funcionamiento del sistema de acumuladores.	Prueba de operación y funcionamiento del sistema de acumuladores.

CAPITULO III

RECOMENDACIONES, MANTENIMIENTO SEGÚN DISEÑO DE CADA EQUIPO Y FALLAS MÁS COMUNES.

3.1 RECOMENDACIONES DEL MÚLTIPLE DE CHOQUES

La línea y el múltiple de choque deben ser probados a la misma presión y con la misma frecuencia que el conjunto de preventores. Todas las válvulas, conexiones y líneas deben cumplir con la norma API RP 53, en relación con su presión de trabajo, temperatura y corrosividad.

Para rangos de presión de trabajo superiores a 3000 psi deben emplearse únicamente conexiones bridadas o soldadas y evitar el uso de las roscas. La línea de choque o línea de matar se debe equipar con dos válvulas, una de las cuáles será hidráulica cuando la presión de trabajo se eleve a 5000 psi.

La línea será lo más recta posible y estará anclada para evitar vibraciones.

En lugares donde la temperatura es baja, deben tomarse las medidas necesarias para evitar la obstrucción por congelamiento. Debe usarse de manómetros que marquen la presión en las tuberías de perforación y de revestimiento, en el lugar donde se esté llevando el control de las operaciones.

El diámetro interior no debe tener restricciones, en aras de evitar altas caídas de presión y desgaste por abrasividad.

Se debe tener más de una línea de descarga del choque, con para no suspender la operación por obstrucción, fugas, erosión, etc. Tiene que haber una línea de desfogue que no pase a través de los choques ajustables y tenga un diámetro menor al de la línea de estrangulación.

El múltiple se deberá instalar en un lugar accesible y fuera de la subestructura del equipo. También permite desfogar altos caudales de fluidos del pozo, evitando excesos de presión en la tubería de revestimiento a pozo cerrado.

En todos los equipos se tiene que instalar un estrangulador ajustable hidráulico adicional y consola de control remoto.

En ciertas ocasiones, aunque no son comunes en los múltiples de choques típicos, se instalan cámaras de amortiguación después del conjunto de estranguladores, para conectar líneas de descarga. Al utilizarlos, deberá preverse poder aislarlos en caso de un mal funcionamiento, para no interrumpir el control del flujo.

La línea y el múltiple de choques deben ser controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y estar puestos para que se desfogue por uno de los choques hacia la presa o el separador gas-lodo.

Si no dispone de una válvula hidráulica en la línea de choque, el control del múltiple se hará con una sola válvula, de preferencia del múltiple de choque, ya que, aunque está retirado, es más fácil y menos riesgoso el acceso.

Se deben efectuar inspecciones físicas a la línea de matar y al múltiple de choques, para verificar que estén correctamente ancladas, así como de algunos otros daños físicos que se pudieran presentar.

3.1.1 Válvulas.

Las válvulas de compuerta se localizan en el ensamble de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento.

Existen varios tipos de válvulas de compuerta y su selección estará en función de diferentes factores como lo menciona en las prácticas recomendadas API RP-53.



Figura 15 Válvula cameron. Fuente: Página Cameron Internacional.

El múltiple de choques debe estar equipado con una válvula de pleno paso y su conector para que pueda ser conectada una bomba en caso de emergencia.

La unidad debe estar equipada para permitir aislar las bombas y acumuladores desde el múltiple de choques y circuitos de control anular y así permitir reparaciones o mantenimiento.

Las válvulas de control deben estar siempre marcadas indicando: Que preventor o válvula hidráulica es operada y la posición de la válvula (abierta, cerrada o

neutral), cada válvula para control de preventores debe estar en posición de abierta (no en posición neutral) durante las operaciones de perforación. La válvula para operar la válvula hidráulica debe estar en posición cerrada durante las operaciones normales.

Aunque el maneral de la válvula para operar el preventor ciego debe estar protegido para evitar una operación no intencional, pero permitir la completa operación desde el panel remoto sin interferencia.

Todos los manómetros instalados en la unidad deben estar calibrados para una presión del 1% de su plena escala al menos cada 3 años.

Al igual que los elementos mencionados anteriormente, se deben considerar factores tales como: Presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo, corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.

3.1.2 Válvulas de compuerta (recomendaciones).

Lubricar periódicamente el sistema de cierre de la válvula.

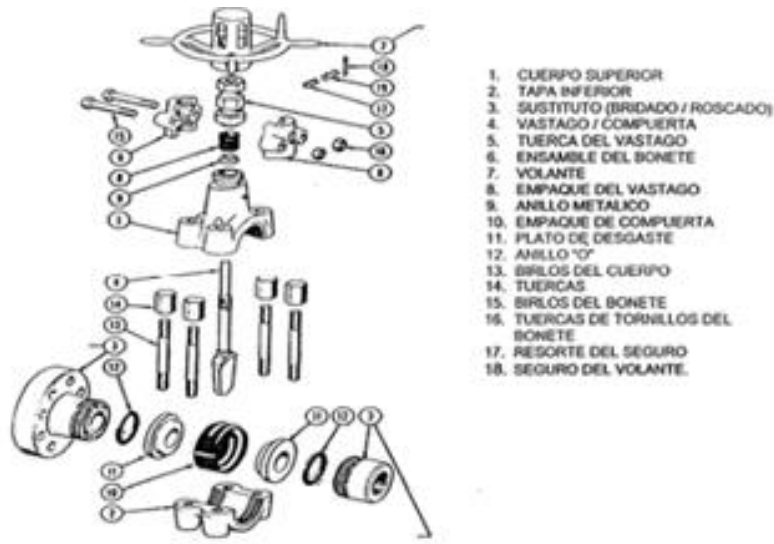
De ser posible el cierre de la válvula la realice una sola persona para evitar daños al hule de retención de presión por exceso de apriete.

Principales tipos de válvulas de compuerta:

- a) De sellos flotantes.
- b) De equilibrio de presiones.
- c) De acuñamiento. En lo referente a su operación, se recomienda que el personal designado para operarlas esté seguro de lo siguiente:

Elemento	Anotación
Identificación.	
Instalación.	
Operación de la válvula.	
Situación de apertura o de cierre.	
Efectividad de retención a la presión	
Número de vueltas para abrir o cerrar la válvula	
Mantenimiento	
Número de vueltas para abrir o cerrar la válvula.	

Tabla de datos necesarios en válvulas de compuertas para su operación y mantenimiento



Partes de válvula Flex Seal "S"

Figura 16 Válvula flex seal. Fuente: Norma API 16C.

Los requerimientos mínimos de un múltiple de choques son los presentados en la figura 17.

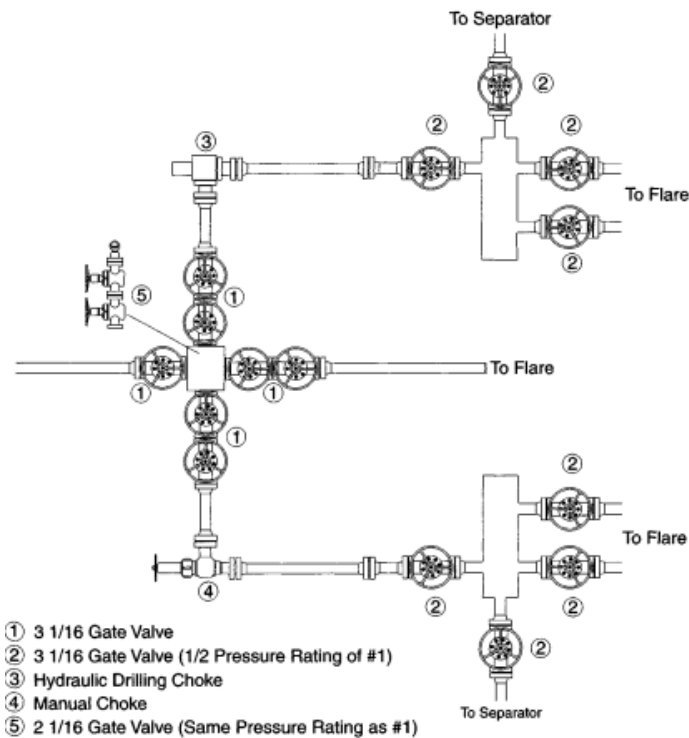


Figura 17 Requerimientos mínimos para un múltiple de choques. Fuente: Norma API 16C.

- 1) 3 1/16 Válvula de compuerta.
- 2) 3 1/16 Válvula de compuerta (con la mitad de la presión nominal que las # 1).
- 3) Choque hidráulico de perforación.
- 4) Choque manual.
- 5) 2 1/16 válvulas de compuerta (con la misma presión nominal que las #1).

Debe considerarse que las válvulas de compuerta están diseñadas únicamente para cortar el flujo y en ningún caso debe usarse para controlar el flujo, ya que esa función le pertenece al estrangulador, de las válvulas de compuerta deben ser usadas totalmente abiertas o totalmente cerradas ya que de no ser así, se desgastan por fenómenos de abrasión impidiendo un óptimo sello al momento de ser usadas para cortar flujo, trayendo consecuencias graves a la hora de controlar un pozo.

Se han usado en el pasado válvulas de compuertas aguas arriba del choque y aguas abajo se han usado válvulas de bola, y funcionan sin ningún problema o falla. Sin embargo, una válvula de bola no puede ser cerrada en caso de un flujo significativo por esa única razón no se construyen manifolds usando válvulas de bola.

3.1.3 Choque o estrangulador.

Aguas abajo de las primeras válvulas de compuerta están los choques de perforación. El choque es el corazón del sistema de control de pozo.

El choque debe ser diseñado de forma que ante la mayor producción en condiciones de control de pozo pueda cerrar el flujo en pocos minutos. Si el múltiple tiene un espacio para un choque de producción se hace necesario que sea diseñado para tener otro choque de perforación instalado, ya que no se recomienda usar soldadura para poner otro en un equipo de control de pozos.

El primer intento de choque llamado hors'ass choque, consistía en un mecanismo que usaba una bolsa de caucho básicamente funcionaba como una preventora anular dentro de la tubería la presión, se mantenía y los sólidos no podían cortar el caucho sin embargo era necesario mantener presurizada la parte externa del caucho lo que hacía muy incómodo el uso de este dispositivo.

Todos los choques modernos pueden clasificarse en dos categorías según la forma como ellos restringen el flujo.

La primera categoría están los choques que se cierran rotando usando superficies con aperturas que concuerdan algunos usan platinas y otros cilindros o jaulas. El SWACO super choque se muestra en la figura 18 es típico de esta categoría; dentro de la trayectoria de este hay dos platinas de carburo de

tungsteno pulidas. Ambas tienen aperturas en forma de media luna, que rotan para aumentar o disminuir el área de drenaje.

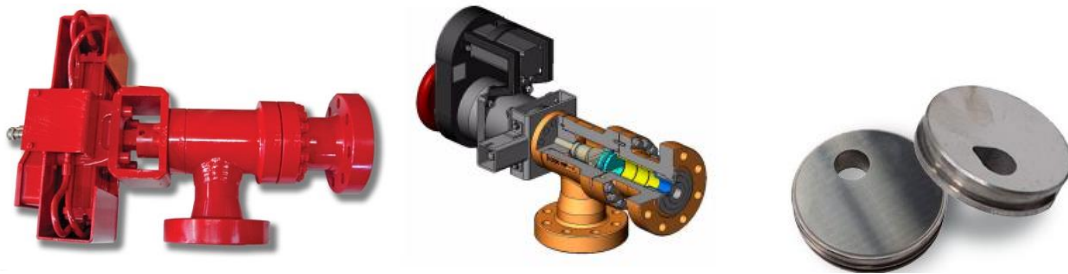


Figura 18 Choque Swaco. Fuente: Página MI-swaco.

La segunda categoría es del tipo de choque Cameron mostrado en la figura 19 que corresponde el carburo de tungsteno en forma de flecha sellando sobre una manga.

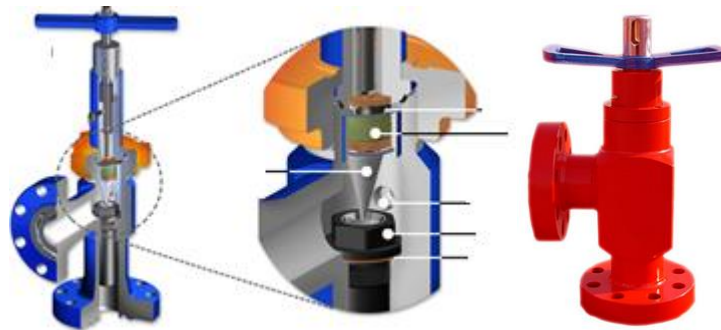


Figura 19 Choque Cameron. Fuente: Catálogo de Seekpart.

3.1.3.1 Choque Variable y Fijo.

Los estranguladores variable y fijo en un múltiple de choques cumplen distintas funciones, el choque variable o ajustable se usa siempre para limpiar el pozo o también llamado periodo de limpieza, el choque ajustable nunca se usa para medir un pozo debido a que el diámetro del orificio no tiene precisión.

Durante el periodo de limpieza el pozo normalmente aporta suciedad y sólidos que tapan el estrangulador.

El estrangulador variable permite destapar con un pequeño movimiento de apertura y regreso al diámetro original, evitando cerrar el pozo para destapar el estrangulador. Esta pequeña operación de destapar un estrangulador puede hacerse varias veces en el periodo de limpieza del pozo.

El estrangulador ajustable está compuesto por una flecha y un asiento, el asiento es del máximo diámetro que permite el múltiple de choques.

Un aspecto importante del estrangulador variable es la revisión del cono o flecha antes de empezar y durante un periodo de limpieza porque es muy común que sufra desgaste debido a los sólidos finos que trae el pozo.

Otro aspecto es la calibración del estrangulador ajustable, esa calibración debe hacerse aflojando completamente el tambor indicador y cerrando la flecha hasta que toque con el asiento, una vez que toque la flecha con el asiento se debe colocar el tambor indicador en cero "0".

También se debe verificar que el asiento haya sido enroscado completamente en el cuerpo del múltiple de choques hasta que haga sello, para ello se debe limpiar completamente las cuerdas o hilos del cuerpo del múltiple de choques, colocar una delgada capa de grasa y enroscar el asiento en el cuerpo contando el número de vueltas que se necesita para que llegue a su posición correcta de sello, anotar el número de vueltas en una libreta o tallybook para futuras referencias. Si existe alguna duda o el número de vueltas para colocar el asiento en el cuerpo no fueron las que anteriormente se tenían como referencia, quite el asiento y revise tanto las cuerdas o hilos del asiento como del cuerpo del múltiple de choques, algunas veces las cuerdas tienen rebaba o suciedad que no permite ajustar correctamente el asiento en el cuerpo, limpie y vuelva a colocar el asiento, es importante colocar adecuadamente el asiento porque de lo contrario puede lavarse el cuerpo del múltiple de choques porque el flujo del pozo buscara todas las formas de pasar porque no hay sello entre el asiento y el cuerpo del estrangulador.

El estrangulador fijo es el estrangulador que debe usarse para la medición de los caudales que produce el pozo, porque tiene un diámetro exacto que viene garantizado por el fabricante del estrangulador fijo.

Los estranguladores fijos normalmente vienen en las siguientes medidas en fracciones de pulgadas 1/8", 3/16", 1/4", 5/16", 3/8", 7/16", 1/2", 9/16", 5/8", 11/16", 3/4", 13/16", 7/8", 15/16" 1", 1 1/4", 1 1/2", 1 3/4" y 2", estos mismos diámetros en pulgadas también se conocen como 8, 12, 16, 20, 24, 28, 32, 36, 40, 44, 48, 52, 56, 60, 64, 80, 96, 112 y 128, en algunos casos dependiendo del cliente puede usarse diámetros en milímetros, para ello debe hacerse la conversión de pulgadas a milímetros.

Para colocar el estrangulador fijo en el cuerpo del múltiple de choques se debe seguir los mismos pasos y cuidados explicados en la colocación del asiento del estrangulador variable, es muy importante que haya sello hermético entre el estrangulador fijo y el cuerpo del múltiple de choques.

Dependiendo del flujo del pozo y de los requerimientos del cliente es necesario cambiar (incrementar o disminuir) el diámetro del estrangulador fijo, para ello debe hacerse un cambio de estrangulador que básicamente es pasar el flujo de un brazo a otro.

3.1.4 Instrumentación para colocar en el múltiple de choques.

Se recomienda como instrumentación básica a colocar en el múltiple de choques: Un manómetro aguas arriba del estrangulador del rango adecuado a la presión máxima esperada en boca de pozo, este manómetro servirá para medir la presión en cabeza de pozo (WHP), el segundo manómetro debe estar colocado después del estrangulador y servirá para medir la presión aguas abajo del múltiple de choques (WHDCP).

3.1.5 Cambio de estrangulador.

Cuando se está en medición es conveniente hacer el cambio del estrangulador de fijo a fijo para evitar las turbulencias que impiden una adecuada interpretación de los registros de presión/temperatura de fondo de pozo.

Procedimiento para cambio de estrangulador variable/fijo.

Esta es una operación que merece toda la atención de los operadores de SWT.

El cambio de estrangulador es una operación que se debe realizar entre dos operadores en forma simultánea y el operador de mayor experiencia es quien debe dar las instrucciones.

1. Abrir la válvula aguas abajo del lado fijo para ecualizar la presión en la válvula aguas arriba del lado fijo.
2. Abrir la válvula aguas arriba del lado fijo y cerrar en forma simultánea la válvula aguas arriba del lado variable.
3. Cerrar la válvula aguas abajo del lado variable.
4. Desfogar a través de la kerotest la presión atrapada entre las válvulas del lado del choque variable.
5. Proceder a desenroscar el tapón de la flecha del variable, para ello se debe golpear con un combo de bronce el tapón del variable hasta aflojarlo, si después de golpear repetidas veces no desenrosca es que aún existe presión atrapada en el cuerpo del portachoque.

Nota: La presión atrapada es muy peligrosa si no es detectada oportunamente, la forma más fácil de detectar es observando que una rosca se pone inusualmente difícil de quitar.

6. Si aún existe presión atrapada en el cuerpo del portachoque, desfogar esa presión a través de la kerotest.
7. Quitar la flecha del estrangulador variable y revisar para observar si existe desgaste o daño.

Procedimiento para cambio de estrangulador fijo/fijo.

1. Se debe medir con un vernier el diámetro del estrangulador y anotarlo en el "tallybook" para futuras referencias, se recomienda que esta medida se

haga en presencia de otra persona y especialmente en presencia del representante del cliente.

2. Abrir la válvula aguas abajo del lado fijo para ecualizar la presión en la válvula aguas arriba del lado fijo.
3. Abrir la válvula aguas arriba del lado fijo y cerrar en forma simultánea la válvula aguas arriba del lado otro lado fijo.
4. Cerrar la válvula aguas abajo.
5. Desfogar a través de la kerotest la presión entrampada entre las válvulas.
6. Proceder a desenroscar el tapón, para ello se debe golpear con un combo de bronce el tapón hasta aflojarlo, si después de golpear repetidas veces no desenrosca es que aún existe presión atrapada en el cuerpo del portachoque.
7. Si aún existe presión entrampada en el cuerpo del portachoque, desfogar esa presión a través de la kerotest.
8. Quitar el estrangulador y revisar para observar si existe desgaste o daño, si existiese desgaste comunicar inmediatamente al supervisor de Surface Well Testing para que él comunique al representante del cliente.

3.1.6 Desgaste, lavado o erosión del estrangulador (Falla más común).

Es común que un estrangulador se desgaste, erosione o lave cuando el pozo produce arena, sedimentos o sólidos finos, al lavarse un estrangulador el diámetro se hace más grande lo cual provoca que el caudal no sea representativo para ese choque.

Normalmente cuando un pozo está en el periodo de medición, la presión en cabeza de pozo (WHP) es estable y la presión después del estrangulador (WHDCP) también es estabilizada, la forma más fácil de darse cuenta que el estrangulador se está lavando es que la presión de cabeza (WHP) decrece y la presión después del estrangulador (WHDCP) aumenta sin razón aparente porque no han cambiado las condiciones del pozo.

Si se llegase a presentar esa situación se recomienda comunicar al supervisor de Surface Well Testing para que él comunique al representante del cliente.

El operador de SWT debe recomendar cambiar el flujo del pozo por el otro brazo del múltiple de choques y revisar el estrangulador que posiblemente se lavó.

3.1.7 Cabezal.

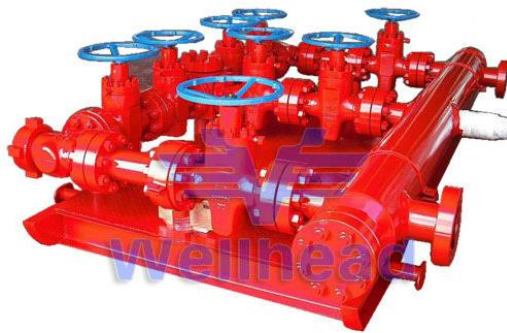


Figura 20 Cabezal de choque. Fuente: Página de Cameron International.

En un choque generalmente las líneas de flujo de los choques van todas al cabezal. La idea del cabezal es poder direccionar uno o ambos flujos provenientes del choque al separador o a la tea.

El problema más común es usar un diámetro reducido de 2 pulgadas haciendo que las velocidades de flujo sean muy altas y por ende altamente erosionadas por esa razón si una línea de pánico se conecta aun cabezal lo más probable es que ocurran desastres.

Muchos fallos en operaciones de control de pozos ocurren entre el choque y el separador, debido a las dimensiones bajas aguas abajo, por esa razón el área de flujo debe ser al menos de 4 pulgadas con el fin de reducir la velocidad de flujo y la erosión de la tubería.

3.1.8 Consola de control remoto.

Son unidades auxiliares cuya función es accionar el estrangulador hidráulico por medio de una palanca que regula el cierre y apertura del mismo, siendo registrada en la carátula que muestra la posición del estrangulador.

Cuenta además, con manómetros que señalan las presiones en TP y TR así como un contador de emboladas por minuto que indica la velocidad de la bomba. Las señales son enviadas por un transmisor a través de mangueras y los valores se registran en los manómetros de la consola, tienen las marcas más usadas en Colombia son al igual que los choques Swaco y Cameron. Son instaladas en el lugar donde se observe totalmente el escenario durante el control del pozo.

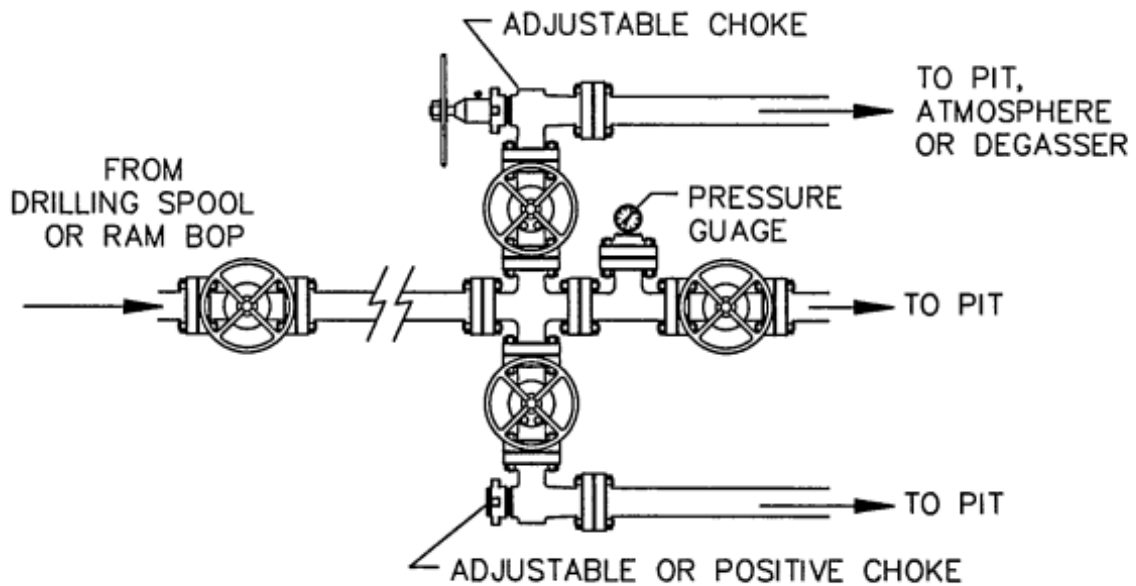


Figura 21 Consola de control remoto. Fuente: Página Alibaba.

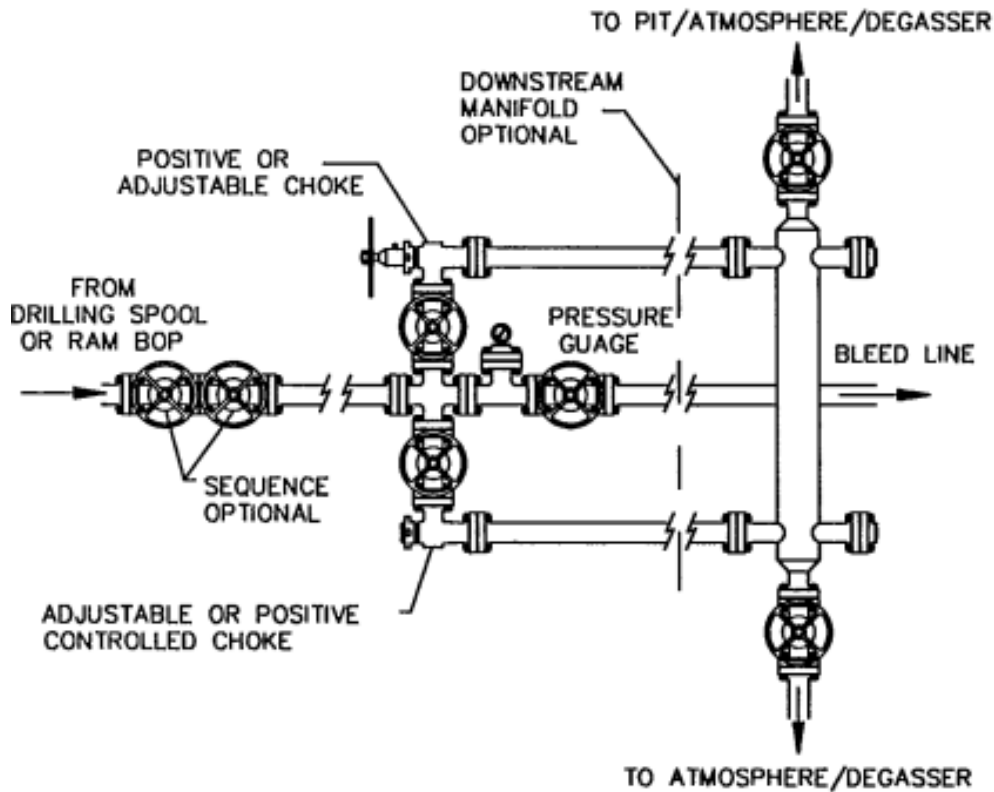
3.1.9 Arreglos.

Las configuraciones típicas para múltiples de estrangulación están reglamentadas por el API 16-C y por las prácticas recomendadas API RP-53, según la presión de trabajo.

Múltiple típico para 2000 Psi.



Múltiple típico para 5000 Psi.



Configuración para 10 000 a 20 000 Psi.

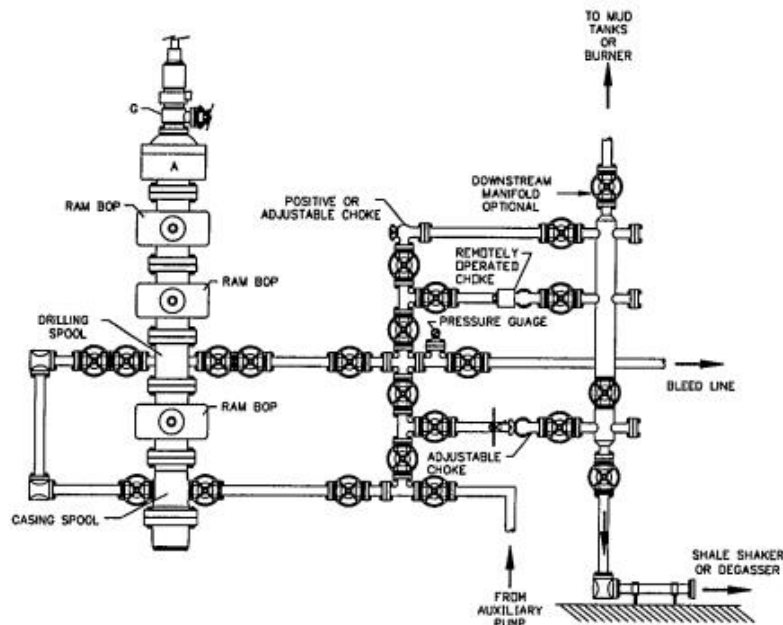


Figura 22 Configuración para múltiples de choques según la presión esperada.
Fuente: Norma API 16C.

3.1.10 Cuerpo del portaestrangulador o portachoques.

El porta estrangulador o portachoque como su nombre lo indica es donde está alojado el estrangulador que sirve para medir y/o limpiar el pozo, normalmente uno de los portachoques aloja el estrangulador fijo y el otro el choque variable, es altamente recomendable, posteriormente al periodo de limpieza ambos portachoques puedan convertirse en fijos para hacer el cambio fijo/fijo en forma directa, para hacer el portachoque variable en portachoque fijo solo se debe quitar la flecha del variable y colocar la tapa o capuchón de fijo.

Es altamente recomendable colocar dos válvulas de aguja o kerotest en cada portachoque, esas válvulas permiten desfogar la presión entrampada en el porta choque durante el cambio de estrangulador, de las 2 válvulas kerotest, la que está conectada al cuerpo del portaestrangulador debe permanecer siempre abierta y la que está alejada del cuerpo del portachoque es la que debe abrir y cerrar (manipular) para desfogar la presión entrampada. La que esta enroscada en el cuerpo del portachoque sirve como válvula de respaldo ya que permite cambiar la otra kerotest en caso de ser necesario.

3.1.11 Recomendaciones de seguridad del múltiple de choques.

Para el manejo y operación del múltiple de choques el personal debe estar entrenado y certificado, si no está entrenado comunique a su supervisor inmediato para que se asigne una persona entrenada para su manejo y operación.

En todo momento la persona que está en la operación del múltiple de choques debe tener su equipo de protección personal completo y seguir todas las políticas y procedimientos de la compañía para el manejo de equipos sometidos a presión.

Las eslingas que se usan para levantar el múltiple de choques mínimo deben ser del doble del peso máximo del múltiple de choques y deben ser certificadas anualmente.

La elección del tipo del múltiple de choques dependerá del tipo de pozo, la presión esperada en cabeza de pozo, el caudal esperado de aceite o gas y los requerimientos del cliente.

Según recomendaciones internacionales es conveniente identificar con bandas de colores un múltiple de choques según las presiones de trabajo (WP) para los cuales está diseñado, se recomienda pintar una banda de color amarillo si la presión de trabajo es 5000 psi, una banda de color negro si la presión de trabajo es 10000 psi, una banda de color blanco si la presión de trabajo es 15000 psi, una banda de color azul si la presión de trabajo es 20000 psi. También se recomienda pintar una banda de color verde si es equipo es para servicio de gas amargo o H₂S.

3.2 RECOMENDACIONES RESPECTO AL ACUMULADOR KOOMEY

3.2.1 Prueba en los acumuladores.

Esta prueba se debe llevar a cabo en cada pozo antes de conectar la unidad con los preventores BOP:

- a) Descargar el fluido hidráulico de las botellas abriendo las válvulas correspondientes (las bombas deben estar fuera de servicio).
- b) Utilice un manómetro de precisión, conectándolo en el orificio de medición de la presión de la precarga, para verificar la presión de nitrógeno en cada botella acumuladora, ajustando la presión en su caso.

3.2.2 Prueba de efectividad de tiempo de respuesta al sistema de bomba.

El sistema debe ser capaz de cerrar cada preventor de arietes y los preventores anulares menores de 20" en 30 segundos como máximo y hasta 45 segundos para los de 20" y de mayor diámetro.

La bomba hidroeléctrica, con los acumuladores bloqueados y las bombas hidroneumáticas paradas, debe ser capaz de abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación, cerrar el preventor anular sobre la tubería y obtener un mínimo de 1200 psi de presión en un tiempo que no exceda de dos minutos.

Las bombas hidroneumáticas por sí mismas deben ser capaces de llevar a cabo lo indicado en el punto anterior.

La prueba de los acumuladores consiste en abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación y cerrar el preventor anular sobre la tubería de perforación en un tiempo que no exceda de 30 segundos, conservando una presión final mínima de 1200 psi y teniendo las bombas hidroneumáticas e hidroeléctricas paradas.

3.2.3 Prueba de operación y funcionamiento del sistema de acumuladores.

1. Aislar las fuentes de energía hidroeléctrica e hidroneumática del Sistema y verificar si están abiertas las válvulas de los acumuladores.
2. En caso de no tener tubería dentro del pozo introduzca una lingada de TP.
3. Abra la válvula hidráulica de la línea de matar, cierre el preventor anular y el preventor de arietes del diámetro de la TP correspondiente. Registre el tiempo que tarda en efectuar estas tres operaciones. El máximo tiempo requerido es de 50 segundos, debiendo conservar una presión final mínima de 1200 psi.

4. Recargue los acumuladores a 3000 psi con las dos fuentes de energía y registre el tiempo empleado el cual debe ser de 5 minutos como máximo.

5. La bomba hidroeléctrica por sí misma, es decir con los acumuladores bloqueados y las bombas hidroneumáticas paradas, debe ser capaz de abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación y cerrar el preventor anular sobre la tubería en un tiempo que no exceda de 2 minutos, debiendo conservar una presión final mínima de 1200 psi.

6. De igual manera, las bombas hidroneumáticas, por sí mismas, deberán ser capaces de llevar a cabo lo indicado en el inciso anterior.

3.2.4 Requerimientos de volumen de los acumuladores.

Las prácticas recomendadas API RP 53 señalan que los sistemas acumuladores deben tener una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes. Esto ofrecerá un margen de seguridad igual a 50%. Una regla empírica aplicada en el campo petrolero sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados. Por su parte, el MMS establece que debe tenerse una cantidad mínima de fluido equivalente a 1.5 veces la cantidad necesaria para cerrar todo el arreglo de preventores instalados, dejando un margen de 200 psi por arriba de la presión de precarga de los acumuladores.

El sistema de acumuladores debe tener capacidad suficiente en proporcionar el volumen necesario para cumplir o superar los requerimientos mínimos de los sistemas de cierre. Existen varios métodos para calcular el volumen necesario. La idea principal es mantener una reserva energética suficiente para el sistema de acumuladores, de tal forma que pueda accionarse el arreglo de preventores y así tener más energía que la restante de la precarga de Nitrógeno.

El número de acumuladores que debe tener el sistema es el que permita almacenar fluido con la energía suficiente para cerrar todos los preventores instalados y abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación con un 50% de exceso como factor de seguridad y terminar con una presión final mínima de 1200 psi arriba de la precarga, teniendo el conjunto de bombeo hidroneumático e hidroeléctrico parados.

Considerando los arreglos actuales de preventores, es conveniente disponer siempre de un mínimo de 16 botellas, de diez galones cada una, en condiciones de trabajo y con la precarga establecida en cada unidad para accionar el conjunto de preventores.

3.2.5 Acumulador Koomey.

El acumulador almacena fluido hidráulico bajo presión de nitrógeno comprimido, para el cierre del BOP en casos de emergencia.

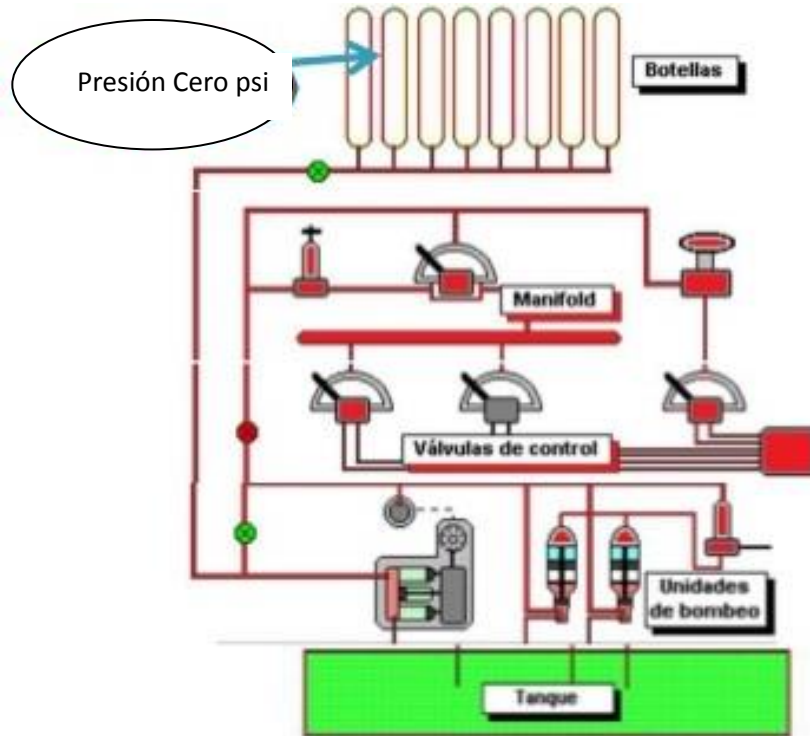


Figura 23 Acumulador Koomey. Fuente: Manual de acumuladores koomey de Petroven.

Cuenta con los controles necesarios para activar los BOPs y las válvulas hidráulicas durante la perforación y en caso de blowout. Se compone de:

- Un tanque que contiene fluido hidráulico (aceite) a presión atmosférica.
- Una o más unidades de bombeo de alta presión para presurizar fluido.
- Botellas precargadas de nitrógeno para almacenar fluido presurizado.

El fluido de control de alta presión es conducido a un manifold y enviado hacia mecanismos de cierre a través de válvulas de control previstas.

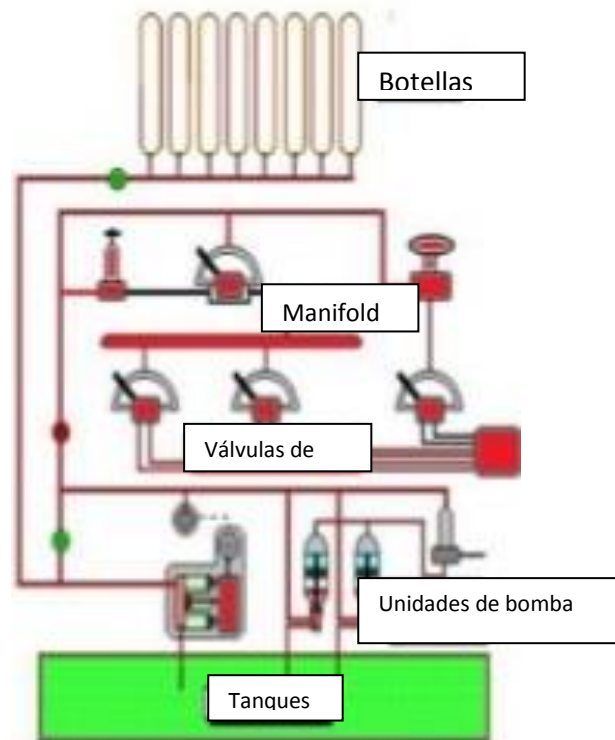


Figura 24 Funcionamiento acumulador Koomey. Fuente: Manual de acumuladores Koomey de Petroven.

El funcionamiento del acumulador de presión se caracteriza por las siguientes fases:

3.2.6 Precarga.

Se llenan las botellas del acumulador con nitrógeno a la presión de precarga estimada (1000 psi).

3.2.7 Carga.

Las bombas bombean el fluido de control (aceite hidráulico) desde el tanque, presurizado y enviado a la línea de carga de la botella. El proceso de carga termina tan pronto como la presión del acumulador alcanza el valor deseado. (Presión de carga 3000 psi).

3.2.8 Descarga.

Cuando se activan las válvulas de control, se envía el fluido de control presurizado almacenado en las botellas, a las líneas de trabajo para preparar los mecanismos conectados ya sea a la apertura que al cierre. Las operaciones de descarga

causan una disminución en la presión del acumulador y se pueden activar las bombas si los valores de presión bajan más del límite definido.

3.3 OPERACIONES

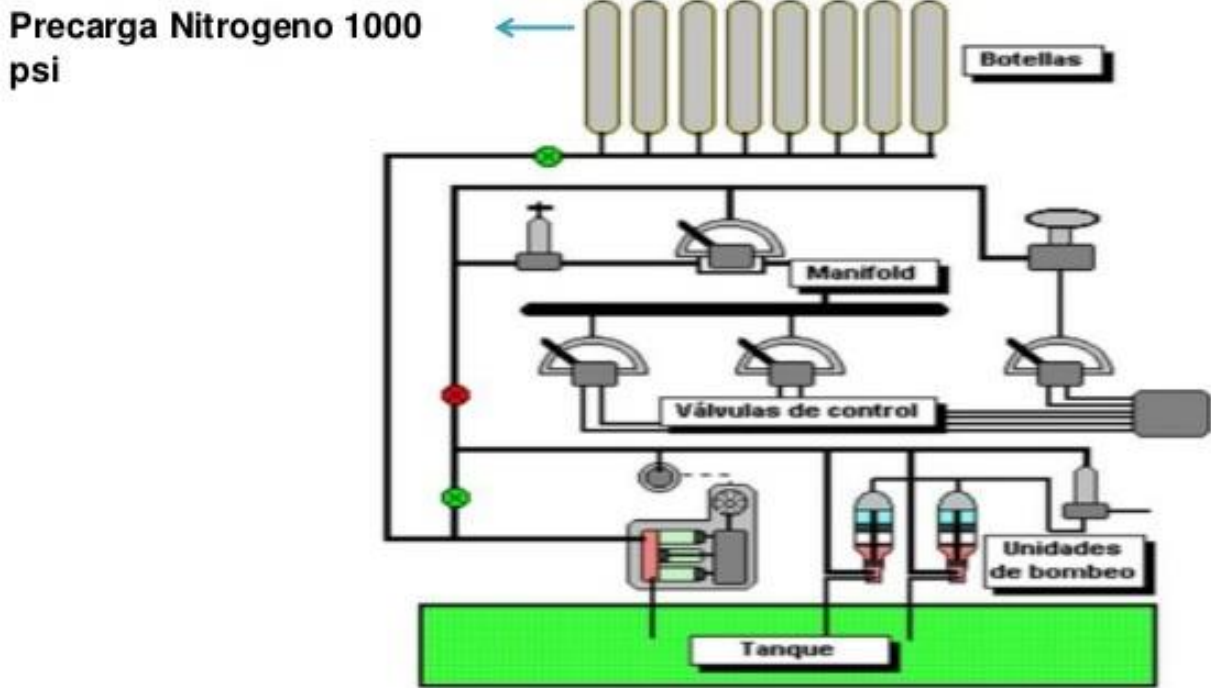


Figura 25 Operación de precarga del nitrógeno en acumulador. Fuente: Manual de acumuladores Koomey de Petroven.

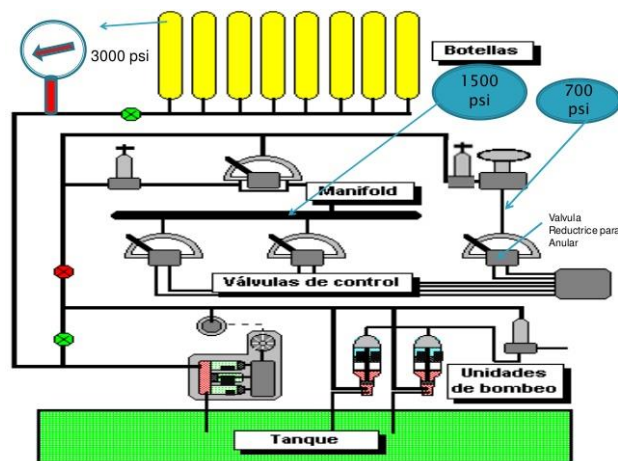


Figura 26 Ubicación de las botellas. Fuente: Manual de acumuladores Koomey de Petroven.

3.3.1 Control de la bomba.

Adecuados interruptores automáticos de presión (hidro- eléctricos e hidro- neumáticos) permiten controlar el funcionamiento de la bomba y activarla cuando la presión del acumulador disminuye por debajo del valor mínimo, o pararla cuando alcanza el valor máximo permitido (presión de carga).

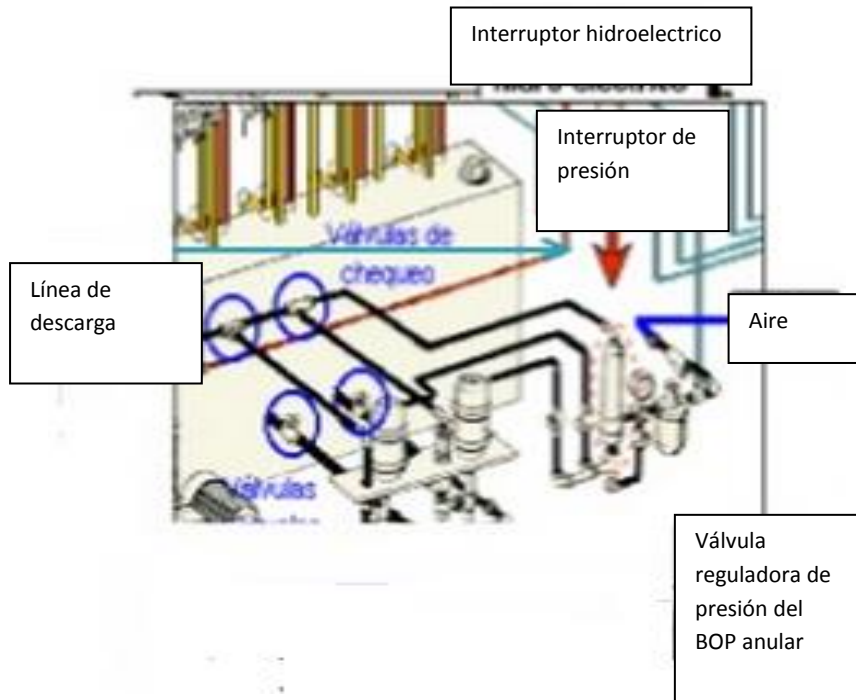


Figura 27 Bombas en acumulador Koomey. Fuente: Manual De Operaciones Acumuladores Koomey.

3.3.2 Regulación.

Se puede regular la presión del fluido de control mediante válvulas adecuadas que permiten reducir la presión, y controlarla por medio de dos reguladores:

La válvula reguladora de presión del manifold controla la presión de apertura/cierre de las válvulas hidráulicas y del RAM-BOP.

La válvula reguladora de presión del BOP anular controla la presión de apertura/cierre del BOP anular.

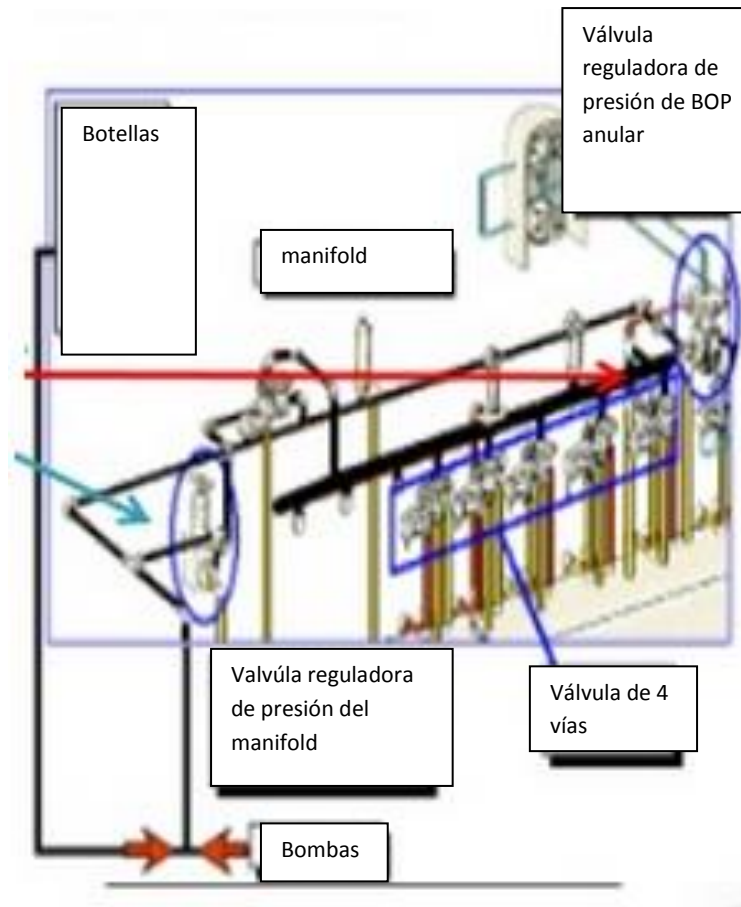


Figura 28 Válvula reguladora. Fuente: Manual de operaciones acumuladores Koomey.

Nota: Si la capacidad de descarga no es lo suficientemente alta, se debe insertar una botella de compensación en la línea de cierre del BOP. El regulador del BOP anular debe tener la capacidad para permitir, en caso de stripping, descargar la presión excedente durante el paso de tool-joint

3.4 REGLAMENTO API RP 16 E

El acumulador debe tener una capacidad volumétrica suficiente para reunir lo máximo de los siguientes requisitos (con bombas no trabajando):

Cerrar todos los stack BOPs con una reserva del 50%.

Después de cerrar todos los BOPs, la presión del fluido que queda tiene que ser mayor que la presión mínima de trabajo (calculado por la relación de cierre del BOP) requerida para cerrar cualquier RAM BOP (excepto los shear rams). Crear las dimensiones de un acumulador de presión incluye la definición de un número suficiente de botellas, cuya unidad debe conocerse, para llevar a cabo un número dado de operaciones de apertura/cierre.

3.4.1 Calcular el volumen de fluido utilizable para cada botella.

Aplicando la ley de los gases en los siguientes casos:

A. Presión precargada: Se calcula el factor constante.

B. Presión de trabajo: Después de cargar con fluido de control, calcular el volumen de gas reducido: Volumen de gas a presión de trabajo.

C. Presión mínima de trabajo: Una vez que la botella haya alcanzado la presión mínima de trabajo calcular.

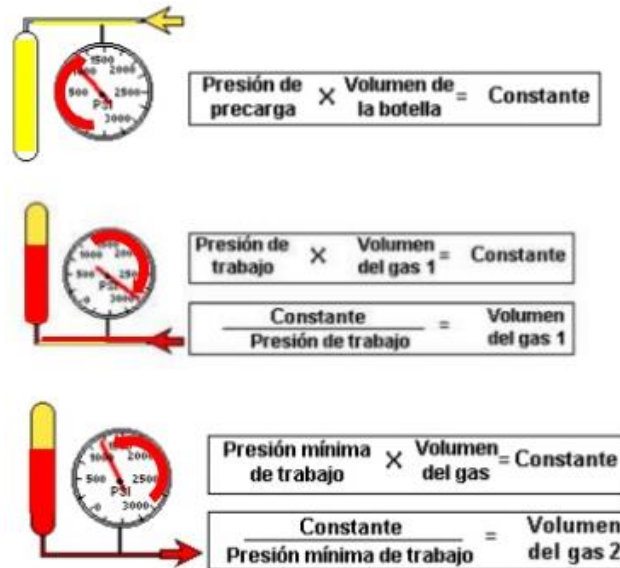


Figura 29 Cálculo de volumen de fluido en acumulador Koomey. Fuente: Manual de conexiones superficiales Pemex.

3.4.2 Determinar el volumen de fluido necesario para efectuar todas las operaciones requeridas.

El volumen del fluido utilizable es dado por la diferencia entre los dos volúmenes de gas.

$$\text{Volumen del gas 1} - \text{Volumen del gas 2} = \text{Volumen del fluido utilizable}$$

3.4.3 Cálculo del volumen necesario.

Para efectuar las funciones requeridas el volumen total del fluido de control se calcula considerando las diferentes capacidades del BOP y de las válvulas hidráulicas, ya sea durante el cierre que la apertura, y multiplicando cada valor por el número de operaciones de apertura y cierre que hay que efectuar. Basándose

en el volumen necesario para llevar a cabo operaciones, puede determinarse el volumen total de fluido que hay que almacenar como un función de un "factor de seguridad".

Volumen total = Capacidad volumétrica x Factor de seguridad

3.4.4 Cálculo del número de botellas.

Basándose en el volumen de fluido utilizable por botella y del volumen total de fluido necesario, puede determinarse el número de botellas que hay que almacenar para tal volumen de fluido.

Volumen total / Número de botellas = Volumen de fluido utilizable

3.4.5 Calcular el número de las botellas requeridas.

$$\text{Número de botellas} = \frac{\text{Volumen total}}{\text{Volumen de fluido utilizable}}$$

3.5 BOMBAS DEL ACUMULADOR

Cada acumulador tiene que contar con un número suficiente de bombas para llevar a cabo lo siguiente:

3.5.1 Capacidad de la bomba.

Cuando se excluyen las botellas, las bombas deben permitir, dentro de un tiempo máximo de dos (2) minutos: Cerrar el BOP anular, cerrar una pipe RAM BOP con el mismo diámetro de los tubos que se están usando, abrir la válvula hidráulica en la línea de choque, subir la presión del múltiple a un valor que iguale la presión de precarga más 200 psi (véase el test de capacidad de la bomba).

3.5.2 Tiempo de carga.

El uso de todas las bombas debe permitir cargar el acumulador desde un valor de presión de precarga hasta el valor de presión máxima de trabajo dentro de un tiempo máximo de 15 minutos.

3.5.3 Presión de Trabajo.

Las bombas instaladas tienen que mantener una presión de trabajo igual a la presión de trabajo del acumulador (3000 psi).

3.5.4 Requisito de Poder.

La fuerza necesaria para permitir que las bombas funcionen tiene que ser siempre disponible para permitirles empezar automáticamente siempre que la presión disminuya por debajo del 90% de la presión de trabajo (2700 psi para valores de presión de trabajo de 3000 psi). Por razones de seguridad, hay que tener a disposición dos o tres fuentes de alimentación independientes para cada acumulador, cada una de ellas debe reunir los requisitos descritos antes para permitir la operación de la bomba. Se recomienda una fuente de doble alimentación combinando alimentación eléctrica y aire comprimido.

Nota: Las bombas deben parar automáticamente cuando se alcanza el valor de presión de trabajo, o un valor de 100 psi por debajo. El doble sistema de fuentes de potencia no es necesario en pozos superficiales donde el zapato del casing está a una profundidad menor de 530 pies y donde la presión máxima prevista en superficie no supera los 200 psi.

3.6 CONEXIONES DE VÁLVULAS Y OTRAS PARTES

- a. Tres manómetros de presión de alta precisión: Para leer la presión del acumulador, la presión del manifold y la presión del BOP anular.
- b. Válvula reguladora de presión: Para controlar el valor de presión del BOP anular.
- c. Válvula by-pass: Que permite, cuando se requiere, enviar toda la presión del acumulador sobre el manifold.
- d. Válvula de chequeo: Para separar las dos bombas, las botellas y la válvula reguladora de presión del BOP del manifold.
- e. Válvulas de apertura total: Instaladas en el manifold y equipadas con una junta que permita una conexión rápida con otra bomba.

Nota b: El regulador tiene que ser controlado con un control remoto y debe ser capaz de responder a los cambios de presión con la suficiente sensibilidad como para mantener el valor de presión dentro de una variación de 150 psi, del valor seleccionado.

Nota e: Hay que instalar las válvulas de apertura total inmediatamente adyacentes al BOP anular y hay que mantenerlas en la posición de apertura. Serán cerradas cuando se testeen las líneas a valores de temperatura por encima de 1500 psi

3.7 VÁLVULAS DE CIERRE

Sobre las válvulas de cierre ("válvulas de 4 vías") tiene que ser claramente indicado lo siguiente:

- BOP controlado o línea de choque, posición de la válvula (abierta, neutral, cerrada)
- Durante las operaciones de perforación las válvulas tienen que estar siempre en las siguientes posiciones:
- Válvulas del BOP en posición abierta (no en posición neutral)
- Válvulas hidráulicas de la línea de choque en posición cerrada.

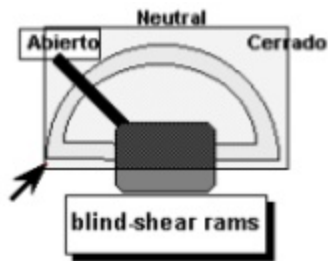


Figura 30 Posición de la válvula que controla los Rams. Fuente: Manual de conexiones superficiales Pemex.

- La válvula que controla el cierre de los rams ciegos tiene que contar con una cubierta para prevenir un cierre no intencional del RAM.

3.8 TANQUE DE CONTROL DE FLUIDO

- Fluido hidráulico: Hay que usar un fluido hidráulico adecuado en el acumulador (aceite hidráulico o agua con lubricante). No se recomienda diesel, aceite de motor, kerosene o cualquier otro fluido parecido porque pueden dañar los sellos de caucho. Si el fluido contiene un poco de agua, o si la temperatura puede bajar de cero, hay que añadir una adecuada cantidad de glicol.
- Capacidad del tanque: Cada acumulador tiene que tener un tanque cuya capacidad debe ser por lo menos el doble del volumen del fluido utilizable.

Acumulador “koomey”

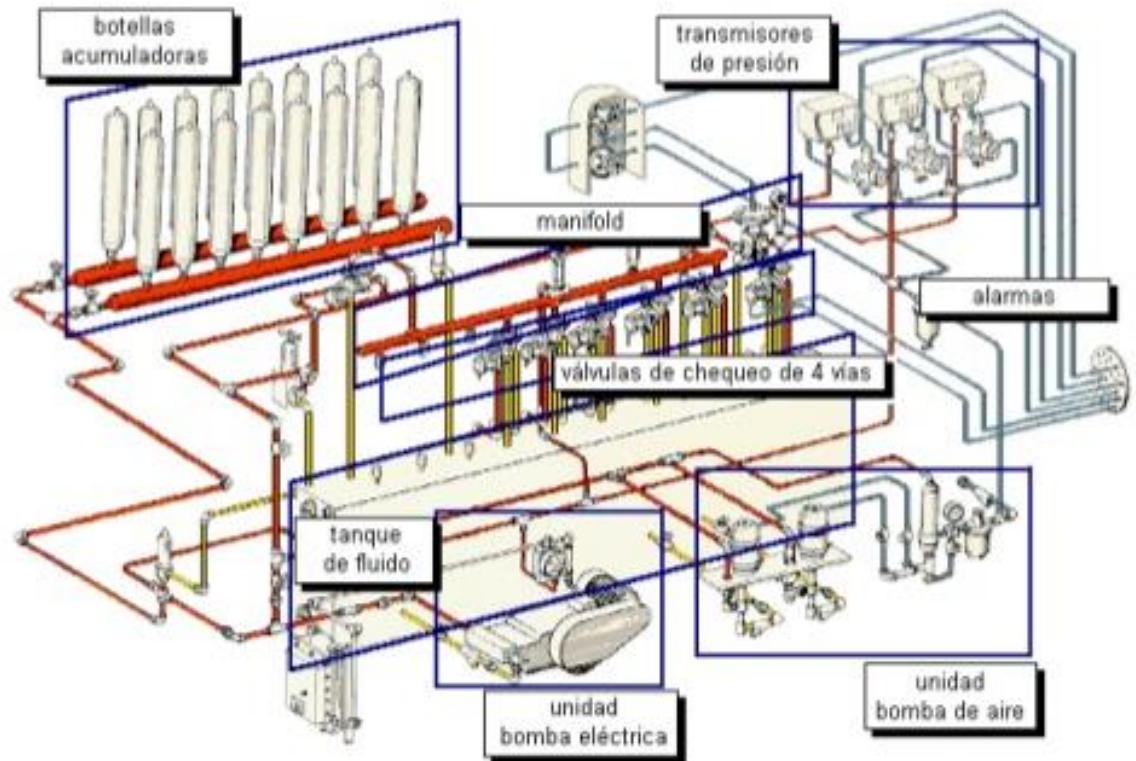


Figura 31 Secciones de acumulador Koomey. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

Contiene el de control de reserva (no presurizado) que se usa para cargar las botellas o para efectuar la apertura y el cierre. El circuito hidráulico para las operaciones del BOP es un circuito cerrado dentro del cual todo el fluido regresa al tanque. La capacidad del tanque asegura que el volumen del fluido almacenado es suficiente para compensar cualquier fuga a lo largo de las líneas.

3.9 BOTELLAS DE ACUMULACION

Las botellas de acumulación están agrupadas en bancos, además están conectadas a las bombas y al manifold a través de las líneas de alta presión. Las válvulas manuales usadas para aislar las botellas se instalan sobre las líneas:

- Válvulas para excluir los manifolds sencillos en caso de fallas o servicio.
- Válvulas para aislar completamente las botellas acumuladoras durante los test.

Hay que mantener estas válvulas en posición abierta durante el funcionamiento normal del acumulador.

- Válvula de seguridad para descargar cualquier presión anormalmente alta.

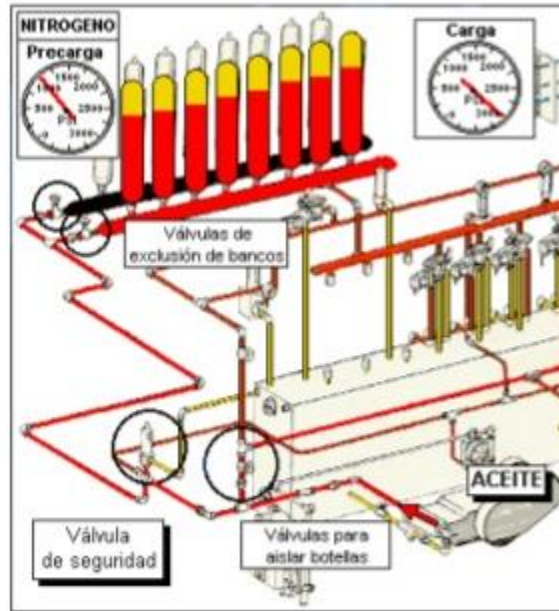


Figura 32 Válvula de seguridad. Fuente: Manual de conexiones superficiales Pemex.

Las botellas acumuladoras se caracterizan por una presión máxima de trabajo de 3000 psi, que es inferior de la presión máxima de las bombas. Para protegerlas se instala en la línea una válvula de seguridad.

Las botellas se precargan con nitrógeno a 1000 psi + o - 10%. El elemento de separación de las botellas puede caracterizarse por ser:

- Una membrana.
- Un flotador.

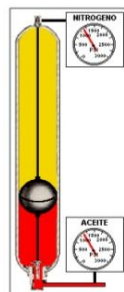


Figura 33 Botella acumuladora. Fuente: Manual de conexiones superficiales Pemex.

Se compone de bombas hidráulicas alimentadas con aire con una presión aproximada de 125 psi. La unidad puede crear, para el fluido de control, una presión de 3000 psi.

Los mandos de arranque y pare de la bomba son dados automáticamente por medio de un interruptor de presión hidro-neumático, que cuenta con dos valores de presión: Mínimo y máximo.

Cada bomba está conectada al tanque por su propia línea de succión equipada con filtros y válvulas manuales que generalmente se mantienen abiertas. Las bombas están conectadas al manifold y a las botellas mediante líneas de descarga con una válvula de chequeo cada una. Las operaciones manuales de la bomba pueden ser llevadas a cabo abriendo la válvula by-pass excluyendo así la limitación del interruptor de presión.

Hay que mantener la válvula by-pass cerrada durante las operaciones estándar, pero hay que abrirla siempre que se requieran valores de presión por encima de 3000 psi. En tal caso es necesario:

1. Cerrar la válvula para aislar la bomba eléctrica.
2. Abrir la válvula by-pass del manifold (posición de alta presión).
3. Abrir la válvula by-pass para excluir el interruptor de presión y para activar las bombas de aire.

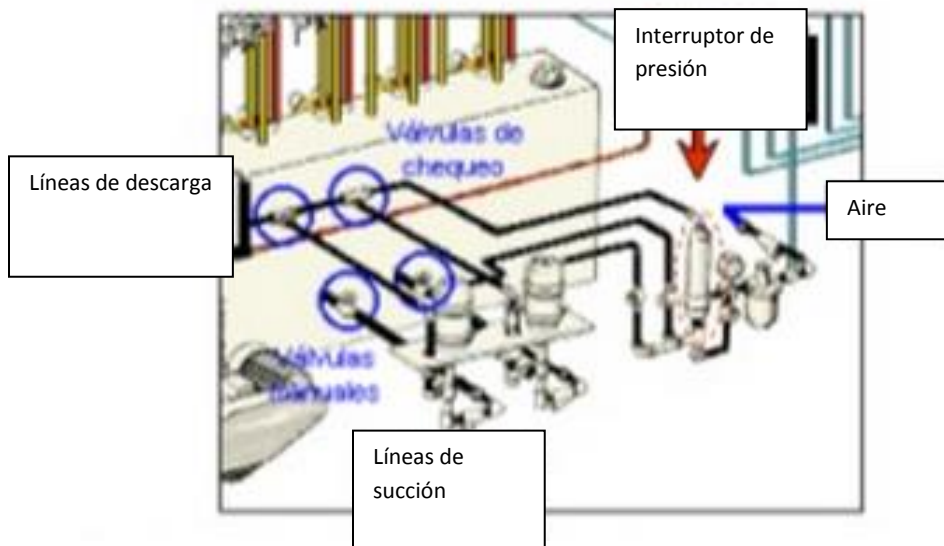


Figura 34 Válvulas de chequeo. Fuente: Manual de acumuladores Koomey de Petroven.

3.10 UNIDAD BOMBA ELECTRICA

Es una bomba hidráulica de alta presión controlada por un motor eléctrico a través de una cadena de transmisión. La bomba está compuesta por tres pistones de compresión (bombas triples) que producen un caudal de fluido constante, sin considerar la presión operativa.

La bomba está conectada a:

- El tanque a través de una línea de succión que cuenta con un filtro y con una válvula manual que se mantiene en posición abierta durante las operaciones estándar.
- El manifold a través de una línea de descarga que cuenta con una válvula de chequeo.
- Un interruptor eléctrico con tres posiciones (encendido, apagado, automático) controla el arranque y la parada del motor.

Nota: Con el interruptor en posición "automático" se activa el interruptor de presión para parar los motores tan pronto como se obtenga la presión máxima y para volverlos a arrancar de nuevo tan pronto como la presión baje al valor mínimo.

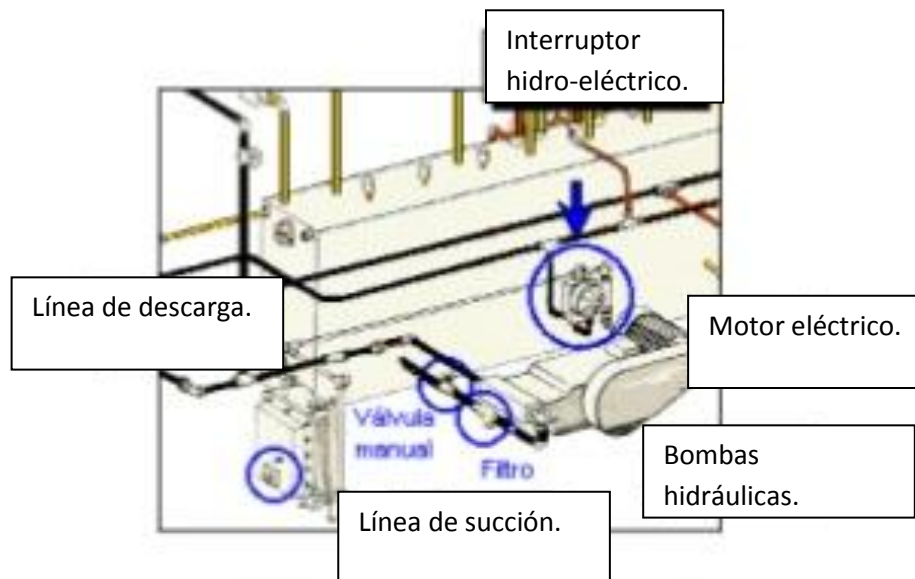


Figura 35 Funcionamiento unidad bomba eléctrica. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey

3.11 MANIFOLD

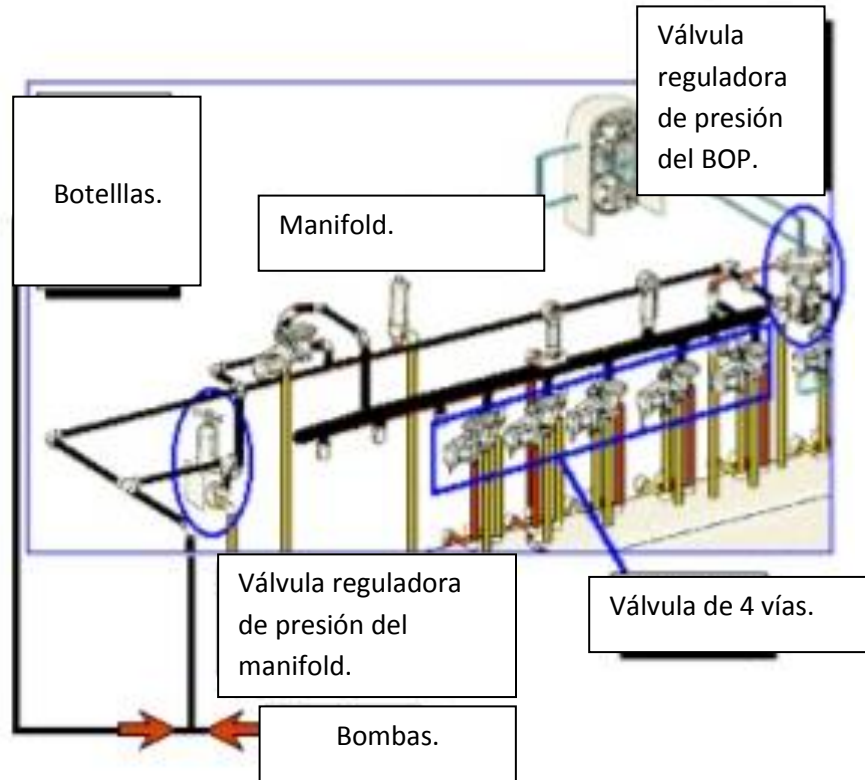


Figura 36 Manifold en bomba Koomey. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

El Manifold se usa para distribuir el fluido de control presurizado a las válvulas de 4 vías y se conecta a la línea de alimentación que viene de las botellas y de las bombas.

Las válvulas de 4 vías utilizadas para operar el BOP y las válvulas hidráulicas están directamente conectadas al manifold.

Para permitir operaciones en cualquier tipo de BOP y de válvula hidráulica, el Manifold cuenta con dos reguladores para reducir la presión del acumulador de 3000 psi a un valor máximo de 1500 psi (las presiones por encima de 1500 psi no se pueden regular).

3.11.1 Válvula reguladora de presión del manifold.

Controla la presión para operar con los rams BOP y las válvulas hidráulicas. La regulación se lleva a cabo manualmente operando directamente sobre la válvula:

La rotación hacia la derecha aumenta la presión, la rotación hacia la izquierda la disminuye. El valor de presión regulado se puede leer en el manómetro de presión del manifold. La válvula by-pass permite que la válvula reguladora de presión se excluya, aplicando así toda la presión del acumulador al manifold (3000 psi).

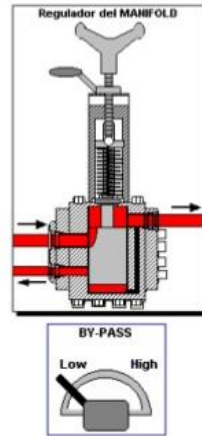


Figura 37 Válvula reguladora de presión del manifold. Fuente: Manual de conexiones superficiales Petroven.

3.11.2 Válvula reguladora de presión del BOP anular.

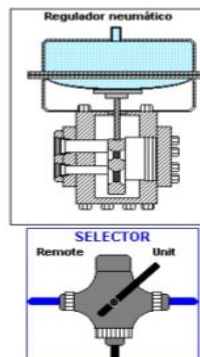


Figura 38 Válvula reguladora de presión de la BOP. Fuente Manual de operaciones acumulador Koomey.

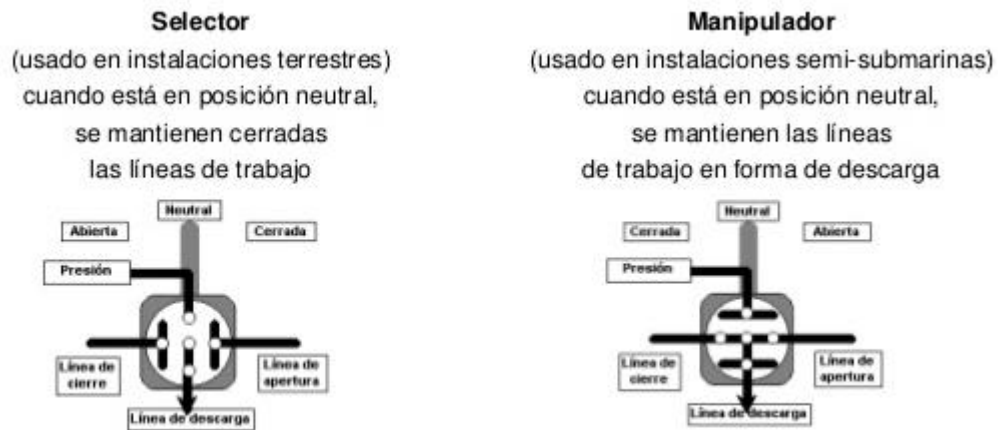
La válvula reguladora de presión del BOP anular es controlada neumáticamente permitiendo así una regulación con control remoto.

En este caso, escogiendo la posición del selector es posible regular la presión ya sea desde el panel de control remoto, que operando directamente en la unidad.

Se puede leer el valor de la presión regulada en el manómetro de presión del Manifold.

3.12 VÁLVULA DE CHEQUE 4 VIAS

Las válvulas de cheque de 4 vías permiten distribuir el fluido del manifold a las líneas hidráulicas de trabajo para efectuar la apertura y el cierre. Tres posiciones de la válvula son posibles: Abierta, neutral, cerrada. Cuentan con una palanca para permitir operaciones manuales y con un actuador neumático para el control remoto. Generalmente, se cuenta con una protección en la palanca que controla el cierre del blind-shear RAM para prevenir operaciones no intencionales. Hay dos tipos de válvulas de 4 vías:



Atención: nunca hay que mantener la válvula en la posición central (neutral).

Figura 39 Disposición válvula de 4 vías. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

3.13 TRANSMISORES

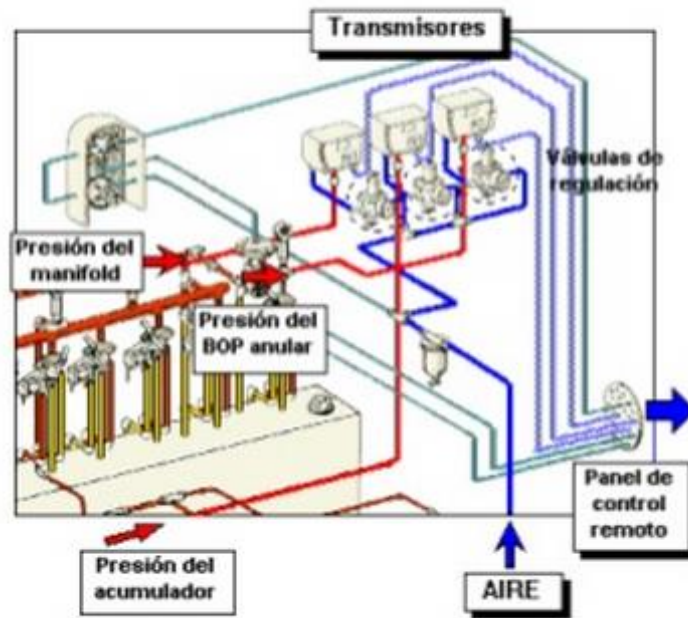


Figura 40 Transmisores. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

Estos transmisores convierten las siguientes presiones en mandos neumáticos de baja presión (3-19 psi):

- Presión del acumulador.
- Presión del manifold.
- Presión del BOP anular.

Las señales obtenidas son enviadas a los correspondientes manómetros en el panel de control remoto.

Hay que volver a calibrar periódicamente los transmisores neumáticos mediante las respectivas válvulas de regulación de aire.

3.14 SISTEMA DE ALARMA

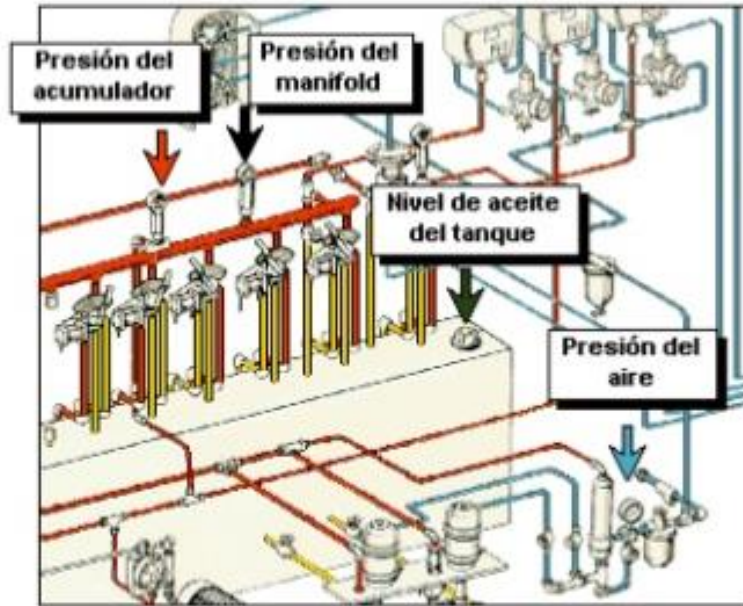


Figura 41 Sistemas de alarmas. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

Los acumuladores de presión pueden contar con un dispositivo de alarma acústica o visual (luces de flash) para comunicar anomalías de la unidad o mal funcionamiento como:

- Baja presión del acumulador.
- Baja presión del manifold.
- Baja presión del aire.
- Bajo nivel de aceite en el tanque.

3.15 PARTES DEL ACUMULADOR

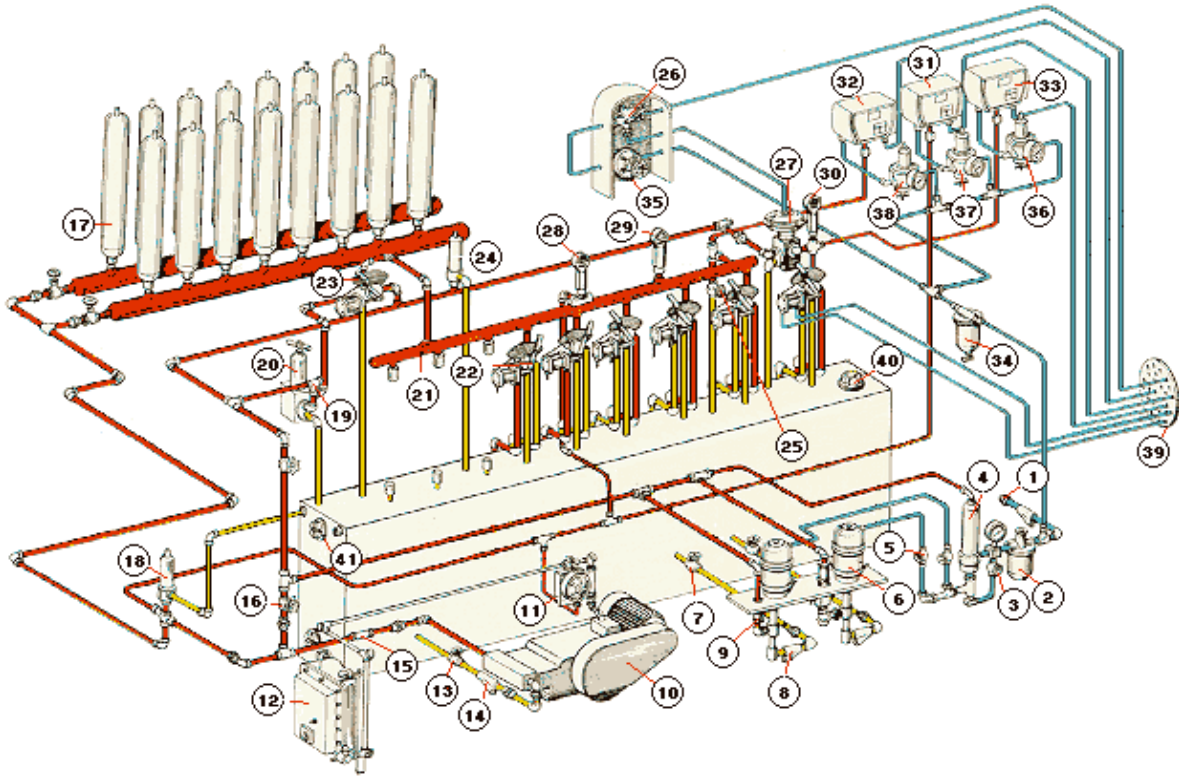


Figura 42 Partes del acumulador Koomey. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

1. Entrada de aire de la instalación.
2. Lubricante de aire: Ubicado en la línea de entrada de la bomba de aire.
3. Válvula by-pass: Permite excluir el interruptor de presión (4) activando directamente las bombas de aire. Generalmente hay que mantener la válvula cerrada y hay que abrirla sólo cuando se requiera una presión por encima de 3000 psi.
4. Interruptor de presión de las bombas de aire: Controla el arranque y la parada de las bombas de aire. Se regula en el valor máximo de presión al que las bombas tienen que parar, y el valor mínimo al que deben reactivarse, determinado por el resorte calibrador (generalmente 300 psi por debajo del valor máximo).
5. Válvulas de alimentación de las bombas de aire: Se operan manualmente y controlan la apertura y el cierre de la toma de aire de las bombas.
6. Bombas de aire: Bombas para la compresión del fluido de control generalmente operadas con un valor de presión de 125 psi.
7. Válvula de cierre de la línea de succión: Puede ser operada manualmente y hay que mantenerla generalmente en posición abierta. Hay una válvula en cada línea de succión de las bombas de aire.

8. Colador de succión: Hay uno en cada línea de succión de las bombas de aire.
9. Válvula de chequeo: Una en cada línea de succión de las bombas de aire.
10. Bomba eléctrica: Bomba triple alimentada por un motor eléctrico.
11. Interruptor de presión de la bomba eléctrica: Controla el motor de las bombas eléctricas. Se regula en el valor de presión de arranque de las bombas (presión mínima) y en el valor de presión de parada de las bombas (presión máxima).
12. Arranque del motor eléctrico: Controla el arranque del motor eléctrico de la bomba triple. Puede ser operado: Manualmente por medio de un interruptor de encendido/apagado; automáticamente, los mandos de arranque y pare del motor son dados por el interruptor de presión (11).
13. Válvula de cierre de la línea de succión: Es una válvula operada manualmente ubicada en la línea de succión de la bomba eléctrica. Se mantiene generalmente abierta.
14. Colador de succión: Ubicado en la línea de succión de la bomba eléctrica.
15. Válvula de chequeo: Ubicada en la línea de descarga de la bomba eléctrica.
16. Válvula de exclusión del acumulador: Válvula manual usada para aislar las botellas del acumulador, de la unidad. Se mantiene en posición abierta durante las operaciones estándar, y se mantiene cerrada durante los tests del acumulador o el transporte, o siempre que se apliquen presiones por encima de 3000 psi.
17. Botellas Precargadas con Nitrógeno: Permiten almacenar el fluido hidráulico a presión de trabajo.
18. Válvula de seguridad: Válvula de protección de botella regulado para descargar en caso de que el valor de presión de la línea exceda la presión máxima permitida. Generalmente se pone en 3500 psi.
19. Filtros del fluido (alta presión): Ubicados en la línea de entrada de las válvulas reguladoras de presión.
20. Regulador-reductor de presión manual (manifold): Es una válvula usada para reducir y regular la presión, se regula manualmente y se pone en el valor de presión requerido mediante el RAM BOP que se esté usando (1500 psi).
21. Manifold: Línea de alta presión para la distribución del fluido de control (a 1500 psi) a las válvulas de 4 vías que controlan el BOP y las válvulas hidráulicas.
22. Válvulas de 4 vías: Para controlar el BOP y las válvulas hidráulicas. Son operadas manualmente a través de palancas previstas o a través de un actuador de control remoto neumático. Hay que mantenerlas ya sea en posición abierta o cerrada pero nunca en la neutral (centro).

23. Válvula by-pass: Por medio de esta válvula se puede enviar al manifold (21) ya sea la presión del acumulador (posición abierta) que la presión regulada (posición cerrada). Cuenta con una palanca manual y con un actuador neumático de control remoto neumático. Hay que tenerla en posición cerrada excepto cuando se requiera 3000 psi para el BOP o cuando se estén cerrando los blind-shearrams para cortar los tubos.

24. Válvula de seguridad del manifold: Válvula de apertura automática para proteger de altas presiones anormales, regulada para descargar a 5500 psi.

25. Válvula de descarga del manifold: Operada manualmente permite descargar la presión. Esta válvula generalmente se mantiene cerrada y hay que abrirla durante la operación de precarga de las botellas del acumulador

26. Panel de selección de unidad: Válvula manual de 3 vías; se usa para aplicar la presión de aire controlado a la válvula reductora/reguladora de presión del BOP anular ya sea desde el panel de control remoto que de la unidad. Es posible seleccionar de dos maneras: Unidad: Se puede efectuar la regulación sólo en el acumulador Control remoto: Se puede efectuar la regulación sólo en el panel de control remoto.

27. Válvula neumática reductora/reguladora de presión (BOP anular): Válvula reguladora neumática usada para reducir la presión del acumulador al valor requerido para llevar a cabo las operaciones del BOP anular. Este valor puede variar en caso de operaciones de stripping.

28. Manómetro de presión del acumulador (generalmente 3000 psi).

29. Manómetro de presión del manifold (generalmente 1500 psi).

30. Manómetro de presión del BOP anular (generalmente de 700 a 1500 psi).

31. Transmisor neumático de presión del acumulador: Transmite la presión de trabajo del acumulador al panel de control remoto.

32. Transmisor neumático de presión del manifold: Transmite la presión del manifold al panel de control remoto.

33. Transmisor neumático de presión del BOP anular: Transmite la presión de cierre del BOP anular al panel de control remoto.

34. Filtro de aire ubicado en la línea de alimentación de aire del transmisor neumático (31, 32, 33).

35. Regulador de aire para la válvula Koomey.

36, 37, 38. Reguladores de aire: Reguladores de presión de aire de los transmisores neumáticos:

36. Transmisor neumático de presión del BOP anular (33).

37. Transmisor neumático de presión del acumulador (31).
38. Transmisor neumático de presión del manifold (32).
39. Caja de unión de las líneas neumáticas: Todas las líneas de aire de la unidad se conducen a esta caja para conectarlas con las líneas que vienen del panel de control remoto.
40. Apertura del tanque: Hay que usarla para la toma del fluido hidráulico (aceite).
41. Lado de apertura para la inspección.

3.16 POSICION DE INTERRUPTORES Y VÁLVULAS

Para obtener el funcionamiento estándar del acumulador, hay que colocar las válvulas y los interruptores como sigue.

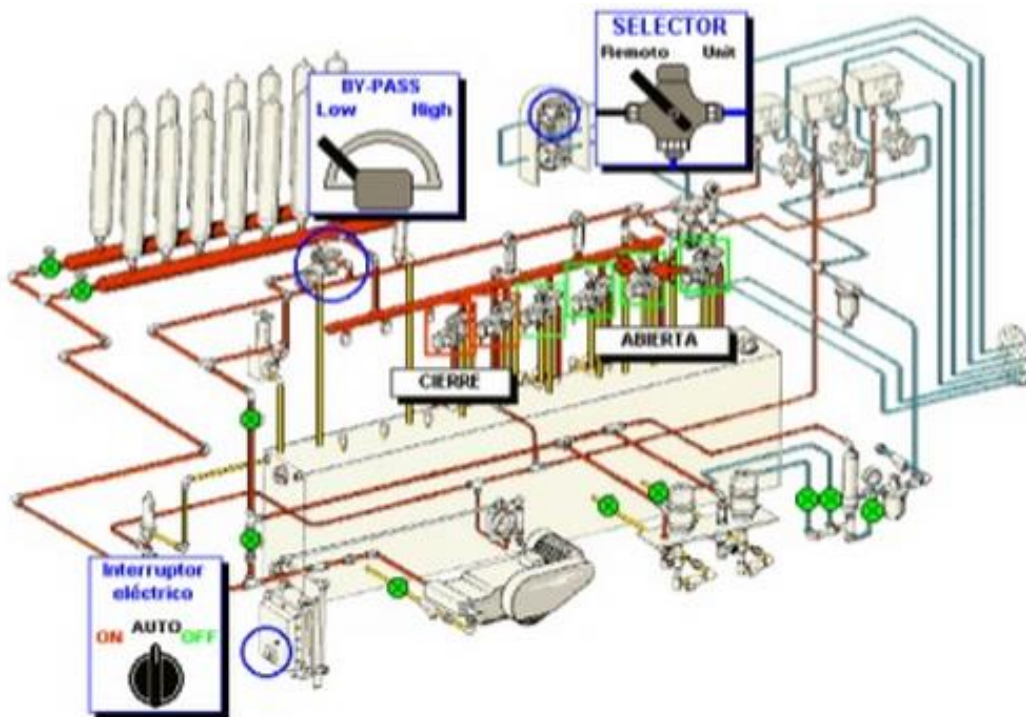


Figura 43 Posición de interruptores y válvulas. Fuente: Manual de operaciones acumulador Koomey.

Válvula/interruptor	Posición
- válvula 4 vías:	BOP abierto válvulas hidráulicas cerradas
- válvula by-pass de aire (3):	● cerrada
- válvulas línea de succión [7, 13]:	● abiertas
- válvulas exclusión acumulador [16]:	● abiertas Cerrarlas durante tests acumulador
- válvula by-pass manifold [23]:	● cerrada Abrirla para obtener 3000psi en el manifold
- válvula hidráulica descarga [25]:	● cerrada Abrirla durante precarga botellas
- válvula alimentadora aire bomba [5]:	● abiertas
- válvula línea manifold [46]:	● abiertas
- válvulas botellas tanque [49]:	● abiertas
- panel de selección unidad [26]:	en posición "remoto" (si disponible)
- interruptor motor eléctrico [12]:	en posición "automático"

Las operaciones normales mantienen la siguiente configuración

Válvula/interruptor	Valores
- instalación presión aire	125 psi
- interruptor de presión de la bomba de aire [4]:	Min= 2400 psi, max=2700 psi
- interruptor de presión de la bomba eléctrica [11]:	Min= 2700 psi, max=3000 psi
- válvula de seguridad del acumulador [18]:	3500 psi
- válvula de seguridad del manifold [24]:	5500 psi

3.16 PANEL DE CONTROL REMOTO

Las funciones hidráulicas del acumulador se pueden seleccionar por medio de paneles de control remoto. Generalmente se instalan dos paneles:

- Panel del piso del equipo.
- Panel auxiliar.

Los paneles de control son alimentados sólo con aire y permiten controlar las principales funciones del acumulador (apertura/cierre del BOP, válvulas hidráulicas y válvulas by-pass, regulación de la presión del BOP anular).

Los manómetros de presión usados para leer los valores de presión del acumulador y el manómetro de presión del BOP anular también se instalan en el panel de control.

Los paneles de control están conectados al acumulador a través de líneas neumáticas de baja presión que permiten seleccionar y activar las diferentes funciones del acumulador. El acumulador está conectado a su vez al BOP Stack a través de líneas hidráulicas para llevar los mandos de apertura y cierre a los dispositivos de la instalación (BOP, válvulas hidráulicas).

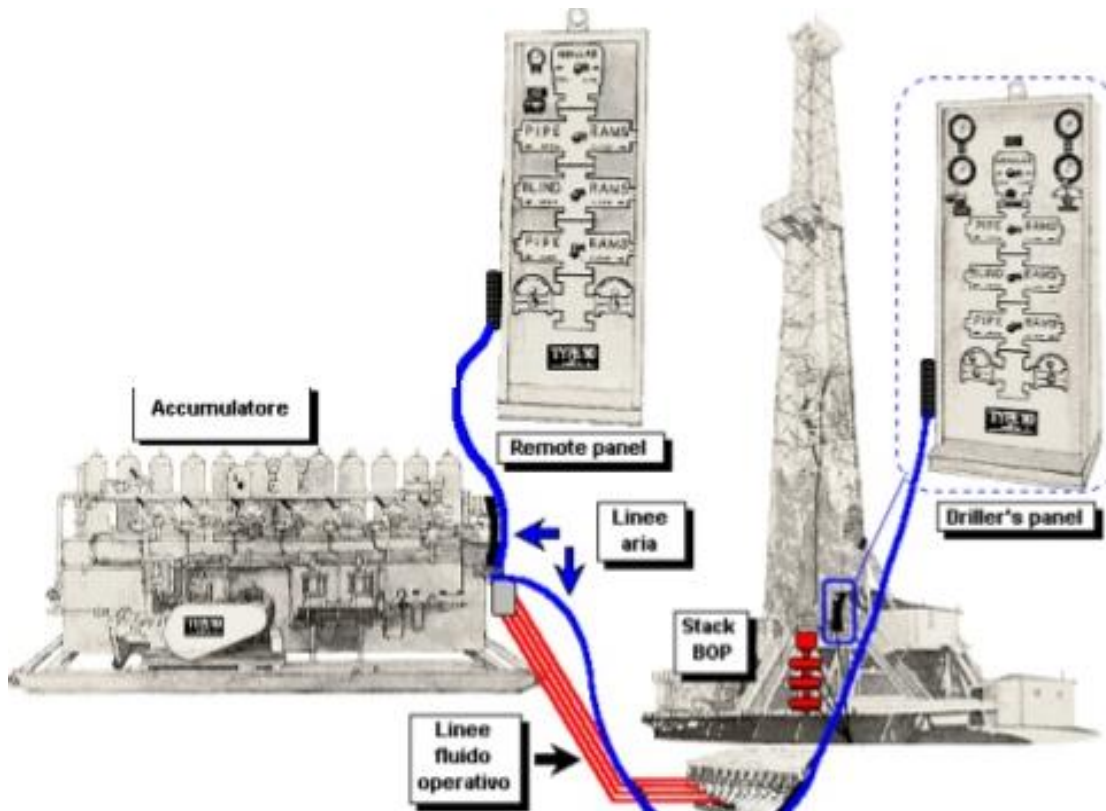


Figura 44 Conexiones acumulador con panel de control. Fuente: Manual de acumulador Koomey Petroven.

PANEL DE PISO DEL EQUIPO

Partes:

Válvula de aire principal.

Controla la entrada de aire del circuito neumático del panel para llevar las señales neumáticas al acumulador. Antes de realizar cualquier función desde el panel de control debe asegurarse que el circuito neumático esté en "encendido" ("on").

Palanca del BOP anular.

Es una palanca que opera la válvula de 4 vías del BOP anular por medio de una señal neumática permitiendo la apertura y el cierre del BOP.

Válvula reguladora de presión del BOP anular.

Este botón permite regular directamente la presión del BOP anular desde el panel de control. Si el panel cuenta con un selector, para efectuar dicha regulación asegurarse de que el selector del acumulador (26) esté en la posición "remoto".

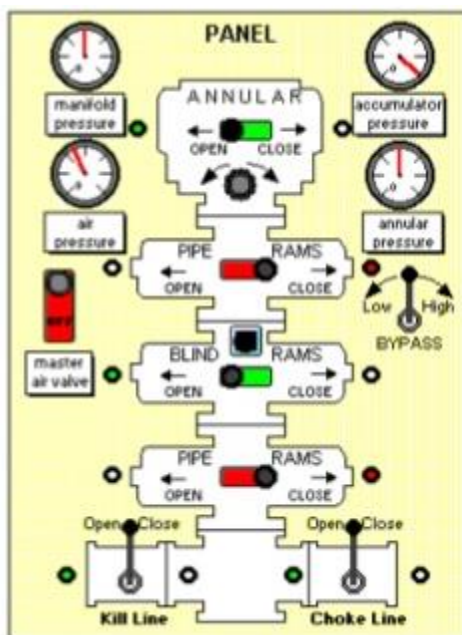


Figura 45 Panel de piso. Fuente: Manual de acumuladores Koomey de Petroven.

Palanca de pipe-rams BOP (apertura-cierre pipe rams).

Es una palanca que opera la válvula de 4 vías de los pipe-rams (y los shearrams) BOP permitiendo la apertura y el cierre del BOP. La correspondencia entre el tipo de rams y la palanca de control se decide según su posición vertical. Las luces de advertencia de la línea de presurización están al lado de la palanca.

Palanca de blind-shear-rams BOP (apertura-cierre rams ciegos)

Es una palanca que opera la válvula de 4 vías de los blind-shear-rams BOP permitiendo la apertura y el cierre del BOP.

Palanca de la choke line (apertura-cierre choke line)

Opera la válvula de 4 vías para controlar la apertura y el cierre de la válvula hidráulica de la choke line.

Palanca de la kill line (apertura-cierre kill line)

Opera la válvula de 4 vías para controlar la apertura y el cierre de la válvula hidráulica de la kill line.

Palanca del by-pass (by-pass de baja y alta presión)

Opera la válvula by-pass del manifold para obtener las siguientes presiones de cierre del RAM BOP:

- Posición baja: Presión regulada.
- Posición alta: Presión del acumulador.

Luces de advertencia

Al lado de las palancas que operan los BOP y las válvulas hidráulicas se instalan dos luces de advertencia para indicar que la presurización de las líneas de trabajo se ha efectuado:

- Luz roja: Línea de cierre.
- Luz verde: Línea de apertura.

Manómetros de presión

Se cuenta con los siguientes manómetros en el panel de control:

- Presión del manifold.
- Presión del acumulador.
- Presión del BOP anular.
- Presión del aire.

Nota: Se cuenta con un botón para controlar la alimentación de aire para el cierre del blind-shear-RAM BOP y para evitar operaciones no intencionales en los blind/shearrams.

3.17 FALLAS Y MAL FUNCIONAMIENTO

El funcionamiento del acumulador puede ser chequeado por medio de un grupo de indicadores que permite detectar anomalías o fallas. Una interpretación correcta de tales indicadores permite detectar rápidamente las causas del mal funcionamiento y permite localizar sin demora la falla. Los indicadores más importantes que hay que tener en cuenta son los siguientes:

- Luces de advertencia para la presión en las líneas de apertura/cierre.
- Manómetros de presión del acumulador (manifold, BOP anular, acumulador).
- Manómetros de presión del aire.

Cuando el acumulador está trabajando correctamente se deben presentar las siguientes situaciones:

- No apertura/cierre.
- Los manómetros de presión permanecen estables en sus respectivos valores.

3.18 MANTENIMIENTO

Aislamiento eléctrico

- Apague el acumulador el interruptor: En la caja de control eléctrico a la posición de apagado (off).
- Localice el disyuntor del acumulador en el Mcc y póngalo en la posición. Apagada (off).
- Bloquee el mango del disyuntor en la posición de apagado y coloque un cartel de advertencia en el bloqueo.
- Localice y retire el enchufe del tablero de conexiones del cuarto SCR.
- Cubra el receptáculo con sus guardapolvos.
- Coloque carteles de advertencia en los receptáculos y enchufe.

Aislamiento mecánico

- Lleve a cabo el aislamiento eléctrico anterior, además, cierra la válvula de aire a la bomba neumática y bloquee la válvula en la posición cerrada.
- Coloque un cartel de advertencia en la válvula.
- Purgue la presión de aire residual en la parte inferior de la línea de la válvula de cierre.
- Abra las válvulas de purga de presión hidráulica en el sistema para purgar la presión y déjelas en la posición abierta.
- Coloque un cartel de advertencia en las válvulas de purga.
- Accione todas las válvulas en el acumulador para asegurarse de que no quede presión.
- Aunque, en el sistema, se ha reducido la presión hidráulica a cero, las botellas acumuladoras conservarán su precarga de Nitrógeno.
- En algunos acumuladores, se puede aislar el banco de botellas acumuladoras del sistema principal usando válvulas; De ser el caso, cierre las válvulas y bloquéelas en la posición cerrada para aislar la presión de precarga.
- Coloque carteles de advertencia en las válvulas.
- Si hace falta trabajar en las botellas, se deberá purgar la presión de precarga con una manguera de llenado/ carga y purgando el Nitrógeno hacia la atmósfera.

- Únicamente cuando se han completado todos los pasos se considera que el acumulador está en el estado mecánico y eléctrico cero.

3.19 LÍNEA DE MATAR



Figura 46 Línea de matar. Fuente: Página de China-jingboo.

Es la línea que transporta el fluido proveniente del pozo en caso de un reventón hacia el múltiple de choques con la finalidad de poder ejercer uno de los métodos de control de pozos.

Tanto la línea de matar como las líneas corrientes debajo del estrangulador:

1. Deben ser lo más rectas posible. En su caso, deben usar tapón ciego.
2. Deben estar firmemente sujetadas para evitar un exceso de latigazo o vibración.
3. Deben tener un diámetro suficiente para evitar un exceso de erosión o de fricción causada por los fluidos a saber.
4. Deben ser capaces de resistir y cumplir con las pruebas de integridad a presión y temperatura como se muestra en la siguiente tabla.

Diametro interno (mm)	Presión de trabajo	Test de presión	Mínima presión de Estallido
2(50,8)	5000 psi	7500 psi	15000 psi
3(76,2)			
3 1/2 (89)			
4(101,6)			
2(50,8)	7500 psi	15000 psi	22500 psi
2 1/2 (63.5)			
3 (76.2)			
4(101,6)			
2(50,8)	15000 psi	22500 psi	33750 psi
2 1/2 (63.5)			
3 (76.2)			
2(50,8)	20000 psi	30000 psi	45000 psi
2 1/2 (63.5)			
3 (76.2)			

Tabla de criterios de presión según diámetro.

Los conectores finales deben ser soldados en una sola línea a la tubería y la resistencia debe ser igual a la de la línea flexible.

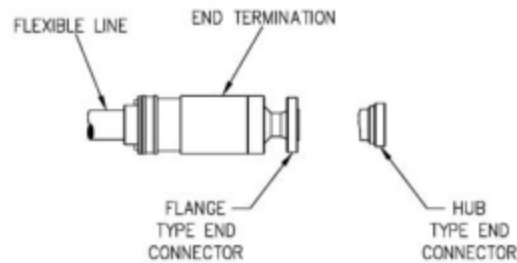


Figura 47 Disposición de conectores finales de la línea de matar. Fuente: Norma API 16C.

5. Para líneas flexibles consulte la guía del fabricante para determinar el tiempo de trabajo y el grado de curvatura permitido.

MANTENIMIENTO

Para el mantenimiento deben revisarse frecuentemente, particularmente para buscar daños o taponamientos en las líneas, la frecuencia depende del uso. Se recomienda al finalizar el uso del múltiple de choques realizar una inspección tipo 2.

Deben tenerse en bodega:

- a. Un repuesto para cada válvula instalada.

- b. 2 paquetes para reparar cada válvula utilizada.
- c. Partes para choques como empaques, gaskets, o-rings, camisas.
- d. Partes para unidades remotas que controlan el choque.

3.20 TABLA DE LAS FALLAS MÁS COMUNES EN LOS EQUIPOS MÚLTIPLE DE CHOQUES, ACUMULADOR KOOMEY Y LÍNEAS DE MATAR

Equipo	Fallas más comunes.
Múltiple de choques	Lavado del choque.
	Obstrucción por sedimentación.
	Mala selección de cambio de diámetro en el cabezal.
	Daño de hule del empaque en la válvula de compuerta.
Equipo	Fallas más comunes.
líneas de matar	Vibraciones por mal anclaje.
	Taponamiento.
	Deficiencias en los empalmes y los o-rings.
	Fugas.
	Mala selección de grado de acero para la temperatura de operación.
Acumulador Koomey	Desgaste de las bolsas de las botellas.
	Falta de lubricación de aire.
	Limpieza de filtros de entrada.
	Fallas en las transmisiones.
	Manómetros de presión del acumulador (manifold, BOP anular, acumulador).
	Luces de advertencia para la presión en las líneas de apertura/cierre.
	Fugas.

CAPITULO IV

INVENTARIO DE LOS EQUIPOS DE PERFORACION MÁS USADOS EN COLOMBIA, LINEAS DE MATAR, MÚLTIPLES DE CHOQUES Y ACUMULADORES.

4.1 Metodología.

Teniendo en cuenta los datos estadísticos que se obtuvieron por medio de las entrevistas semiestructuradas hechas a personas con vínculos directos con las empresas: Nabors, Pioner, Estrella y Petroworks .

4.2 Resultados.

Teniendo en cuenta la metodología anteriormente tratada, lo primero que se elaboró fue la lista de las marcas más usadas en Colombia sobresaliendo Cameron en equipos de múltiples de choques y líneas de matar.

TABLA: Equipos y marcas más usadas en Colombia.

Múltiple de choques	Nabors	Pioner	Estrella	Petroworks	Total
Cameron	X	X	X	X	4
Forged			X	X	2
Kkm	X				1
Mi-swaco	X		X		2
Líneas de matar					
Cameron	X	X	X	X	4
Woodgroup		X	X	X	3
TXT	X				1
Acumulador Koomey	X	X	X	X	4

Por otro lado se realizó con base a la información provista por Pride (actualmente Estrella) la siguiente tabla que relaciona la configuración de los equipos múltiple de choque, líneas de matar y acumuladores Koomey, con la configuración de los taladros más usados en Colombia.

RIG	IDECO H-44	NAT.80-UE	IDECO H-1000	G.D-800M	SKYTOP	SKYTOP	COOPER 550	IDECO H-44	COOPER 750	SKYTOP 1500	IDECO 1700	IDECO 1200
BASIC UNIT	BIR-7585	N/A	BIR-8005	N/A	N/A	N/A	COOPER LTO 550	DIR-7015	COOPER LTO-750	DOLLY	N/A	CABOT
Múltiple de choques & degasificador												
Diametro de la HCR y presión de trabajo	Cameron 3-1/8"x5M		Cameron 3-1/8"x5M	QRC 4 1/16" 5M	FORGED 4-1/16"-5M	KKM 4"x5M	FORGED 3-1/8"-5M	FORGED 3-1/8"-5M	Cameron 3-1/8"-5M	Cameron 3-1/8"-10M	Cameron 4-1/16" 10M	Forged 3-1/8"x5M
válvulas manuales	Cameron 3-1/8"x5M		Cameron 3-1/8"x5M	Cameron 4"x5M	OCT 4-1/16"x5M	Cameron 4"x5M	Cameron 3-1/8"-5M	Cameron 3-1/8"-5M	Cameron 3-1/8"-5M	Cameron 3-1/16"-10M	Cameron 4-1/16" 10M	Forged 3-1/8"x5M
Linea COFLEXIP	4-1/16"x5M X30'	4-1/16"x5MX17'	4-1/16"x5MX20'	Pipeline	3-1/8"x5M, 40'	4"x5M, 50'	4-1/16"x5M, 12,5'	2" diam.13' Lenght	2-1/2" ID, 13' Lenght	3-1/16"x10MX35'	4-1/16"x10MX33.5'	3-1/8"x5Mx 11'
DiametroDegasificador vertical	36"D x 18' Lenght	30"D x 22' Lenght	36"D x 20' Lenght	36"D x 20' Lenght	36" D x 18' lenght	32" D x 18' lenght	36" D x 14' lenght	32" D x 20' lenght	36" D x 20' lenght	36" D x 14' lenght	36" D x 20' lenght	36" D x 18' lenght
Linea de matar												
Válvulas manuales	WKM 2-1/16"x5M		2, 4-1/16"x5M		Cameron 2-1/16"x5M	2, Cameron, 2-1/16"x5M	Cameron, 2"x5M	2-1/16"x5M	3-1/8"x5M	Wood Group 3-1/16"-10M	2, 2-1/16"x10M	Cameron, 2"x5M
válvulas cheque	Cameron 2-1/16"x5M		1, 2"x5M		TXT 2-1/16"x5M	Cameron, 2-1/16"x5m	Cameron, 2"x5M	TXT 3"x5M	Free Flow 3-1/8"-5M	Wood Group 3-1/16"-10M, Hydraul	2-1/16"x10M	Cameron, 2"x5M

Diametro del line	2"X3M		2"x3M		2" Metallic Hose 1502	2" Metallic Hose 1502	Coflexip 4" union 1502	Coflexip 2" union 1502	Coflexip 2" union 1502	c Valve 2" MetallicH ose 1502	2" MetallicH ose 1502	2" Metallic Hose 1502
Unidad de Acumulador												
Tipo, Modelo y Serie.	KOOMEY TYPE 80	VALVCO M	KOOMEY TYPE 80	KOOMEY TYPE 80	KOOMEY TYPE 80	Koomey , type 80, Mod.T-20120-3S, date 4/73	Koomey, type 80, Mod.80-80GS,date 2/1982, s/3044		Koomey , type 80, Mod.T1 50803S	Koomey, type 80, Mod.SB 140-11SB3K	Koomey, Mod.T20 150-3S, date Nov/79	Koomey, Mod.13 5130-3S, date Aug/77
Descripcion de bomba triplex.	G. DENVER 3/4"X2-1/4"	G. DENVER 3/4"X2-1/4" , PS-172	G. DENVER 3/4"X2-1/4" S/7707 950-584	Koomey,type 80, 100E06 29B 1"x 2-1/4"	Koomey,type 80, 100E06 29B 1"x 2-1/4"	Koomey , type 80, 100 E 0629B 7/8" x 2-1/4", 6.4 gpm	FMC, UET10BFE	Gardner Denver P-0172	Koomey , type 80, Mod.731 5-15-3, PD 3/4" x 2-1/4", 6.4 gpm	Koomey, type 80, Mod. UET20H T460, 7/8" x 2-1/4"	7/8"x2-1/4"	Koomey, S/100d 6042
Descripcion Bomba de Aire .	1, NL RIG EQUIPMENT, E1B-RTA00910	0508802 1/22	KOOMEY PART. No 3012-1100	2, Koomey, Mod.U A6025-E, 4.4 gpmto2000 psi	2, Koomey, Mod.U A6025-E, 4.4 gpmto2000 psi	2, Koomey , Mod.UA 6025-E, 4.4 gpmto 2000 psi	2, U8A16WE	Cameron 104500F 1	2, Koomey , Mod.UA 6025-E, 4.4 gpmto 2000 psi	2, Koomey, Mod.UA 6025-E, 4.4 gpmto 2000 psi	2, Stewart Warner, P/N3333 90, S/Y11, Y9. 1, ABB Offshore Systems	2, Koomey, Mod.U A6025-E, 4.4 gpmto2000 psi
Numero de Botellas y capacidad	10 X 11 gal	19 X 11 gal	14 X 11 gal	16 X 11gal, 3 X	16 X 11gal, 3 X	9 X 11gal, 7 X 10gal,	1 SPHERE, 80 gal	4 X 22 gal, insp.Dec	11 x 11 gal, insp.Dec	14 x 10 gal, insp.Feb	20 X11 gal, insp. Nov/03	15X11 gal, insp.

				10gal, insp. Nov/03	10gal, insp. Nov/03	insp. Jan/04		/03	/03	/04		April/04
Capacidad Total del Acumulador	110 gal	220 gal	154 gal	206 gal	206 gal	170 gal	80 gal	88 gal (14"x46")	121 gal	140 gal	220 gal	165 gal
Capacidad de tanque de reserva	280 gal	550 gal	220 gal	280 gal	280 gal	280 gal	212 gal	220 gal	280 gal	280 gal	280 gal	280 gal
Alarma de bajo nivel	-	Yes	-	-	-	-	-	Barksdal e B1X- S48SS- UL	-	YES, Indicator light	Barksdal e B1X- S48SS- UL	-
Alarma de presion baja	-	Yes	-	-	-	-	-	Barksdal e B1X- S48SS- UL	-	YES, Indicator light	Barksdal e B1X- S48SS- UL	-
Descripcion de unidad de control remoto	KOOMEY TYPE 80, GARC-3, S/14005- 06	POINTE R INSTRU MENTS	Camero n; w/ PTR5 remote valve NOT FUNCTI ONAL	KOOM EY TYPE 80, GARC- 3, S/1400 5-06	Koome y, type 80; with out PTR5 remote valve	Koomey , type 80; w/ PTR5 remote valve NOT FUNCTI ONAL	Koomey, type 80,A5GRB	POINTE R INSTRU MENTS	Koomey , Type 80, with indicator lights, but not operatin g	Koomey, with indicator lights to Low Level, Low Rig Air & Low Acumop eration	Koomey, Mod.GAR C-6	Koome y; with out PTR5 remote valve and acumul ator manom eter only.
Descripcion del regulador de presion	MANUAL SCREW	1, wilkesan dMcLean RZ-10- 1D	1, screw manual / 1, Neumat ic, Koomey PTR5 3000-0- 10	MANU AL SCRE W	1, screw manual / 1, Neumat ic, Koome y PTR5- 1500-0-	1, screw manual / 1, Neumat ic, Koomey PTR5- 1500-0-	1, screw manual / 1, Neumatic, Koomey PTR5- 3000-0-10, S/049103	MANUA L SCREW	1, screw manual / 1, Neumati c, Koomey TR 0150- 1548E	1, screw manual / 1, Neumati c, Koomey PTR5 1500-0- 10 S/10970	1, screw manual / 1, Neumatic , Koomey PTR5 1500-0- 10 S/119005	MANU AL SCRE W

			S/0291 22		10	S/1188 17				2		
Descripcion de luz de emergencia	Lithonia.	Lithonia. Operatin g	-	Lithonia	Lithonia	Lithonia Notoper ating	-	Lithonia. Operatin g	Lithonia. Operatin g	Lithonia. Operatin g	Lithonia. Operating	Lithonia Operati ng

Fuente: Pride

CAPÍTULO V

CONTROL DE LA INTEGRIDAD MECANICA DE LOS EQUIPOS: MÚLTIPLE DE CHOQUES, ACUMULADOR Y LINEA DE MATAR (Lista de chequeos, plan de inspección y mantenimiento propuesto)

La lista de chequeo es la lista que sirve como guía para recordar los puntos que deben ser inspeccionados en función de los conocimientos que se tienen sobre características y riesgos de las instalaciones, es un formulario en el que se contestara afirmando o negando concretamente una condición fija en la lista

Lista de chequeo propuesta por los autores de los equipos: Múltiple de choques, acumuladores y líneas de matar.

Control de la integridad mecánica del equipo múltiple de choque, líneas de matar y acumuladores	Plan de inspección y mantenimiento preventivo	Inspección N°		
	Cód.	Fecha		
		Año	Mes	Día
Cliente	Compañía operadora			
Empresa contratista	Empresa de servicios			
Tipo de equipo	Referencia del equipo			
Instalación	Pozo			
Ubicación	Campo			
Inspector líder				
Objetivo				
Alcance				

INSPECCION DEL ENTORNO AMBIENTAL

ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES	RECOMENDACIONES
El suelo se mantiene limpio y exento de sustancias resbaladizas.				
Las zonas de paso están libres de obstáculos.				
Las zonas de paso junto a zonas peligrosas están protegidas.				
El nivel de iluminación es suficiente.				
La iluminación cumple con criterios de anti-explosión.				Cumple con el acuerdo API RP 500.
Presenta el personal hábitos de trabajo correctos.				
Ocupan los trabajadores un puesto de trabajo adecuado a sus aptitudes personales (capacidad auditiva, vista, limitaciones de locomoción, etc.)				
INSPECCION A LA ORGANIZACIÓN				
Existe implantado un sistema de Gestión de la prevención de Riesgos laborales.				

Se imparte formación e información a los trabajadores.				
Las comunicaciones entre dirigentes, mandos y trabajadores son fluidas en las dos direcciones.				
Se hacen evaluaciones de los riesgos presentes en los puestos de trabajo de la empresa.				
Existen libros de instrucciones para los equipos de trabajo y las máquinas presentes.				
Existen códigos o normas de actuación en seguridad establecida por la dirección y distribuida entre los trabajadores.				
INSPECCION CHOQUE Y LINEA DE MATAR.				
REVISION				
Se debe verificar que ningún componente tenga menor resistencia que la presión de trabajo de las BOP.				
Se tienen los registros con las inspecciones NDT.				Deben realizarse mínimo cada 5 años.
Manómetros calibrados.				Esta calibración debe realizarse mínimo cada 3 meses según norma API 16C 7.4.7.35.
Presión del múltiple de choques es igual o mayor a la RAM BOP.				

Existe una línea de Nitrógeno conectada al múltiple de choque.				Se debe instalar en caso de emergencia si el sistema de aire falla.
Volantes de las válvulas instaladas y marcadas.				Identificar con números los volantes de acuerdo a los procedimientos de contingencia.
Identificación de válvulas abiertas.				Identificar con un color, las válvulas que permanecen generalmente abiertas durante la operación.
Hay una línea de llenada separada de la línea de matar y es normalmente usada.				Debe ser de alta presión y permanecer sin obstrucciones se debe usar grasa especial para lubricar.
Hay partes extras para el arreglo de choque.				La línea que conecta la BOP con el múltiple de choques, evita desgastes en las paredes de la línea.
Las líneas y válvulas del choque están bien ancladas y soportadas.				
Se dispone de dos choques hidráulicos y uno manual.				Como minimo.
El arreglo de líneas de choque permite separar seguramente el gas y recobrar el lodo desgasificado.				
El choque es operado antes de perforar cada sección cementada.				
Los controles hidráulicos del sistema de perforación cierran o abren totalmente en menos de 30 seg.				
La capacidad de la bomba del actuador es al menos 10 veces la capacidad para accionar el choque.				
La línea de flujo del choque tiene un O.D mínimo de 4 Pulgadas.				

Está sin obstrucciones el orificio inyector de grasa en válvulas.				
Las conexiones finales de una línea de choque y línea de matar debe ser soldada.				
La línea de matar esta recta?				

Cada 3 meses

Los rangos de temperatura mínima posible de operación en partes metálicas y no metálicas son menores a los de la temperatura ambiente, y la temperatura máxima esperada del fluido menor a la de operación especificada en la tabla 3.5.2.1 normas API especificación 16 c.				<p align="center">TABLE 3.5.2.1 TEMPERATURE RATING FOR METALLIC & NONMETALLIC MATERIALS & FLEXIBLE LINES</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rating</th> <th>Operating Range °F (°C)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>-4 to 180 (-20 to 82)</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>-4 to 212 (-20 to 100)</td> </tr> <tr> <td>K</td> <td>-75 to 180 (-60 to 82)</td> </tr> <tr> <td>P</td> <td>-20 to 180 (-29 to 82)</td> </tr> <tr> <td>U</td> <td>0 to 250 (-18 to 121)</td> </tr> </tbody> </table>	Rating	Operating Range °F (°C)	A	-4 to 180 (-20 to 82)	B	-4 to 212 (-20 to 100)	K	-75 to 180 (-60 to 82)	P	-20 to 180 (-29 to 82)	U	0 to 250 (-18 to 121)
Rating	Operating Range °F (°C)															
A	-4 to 180 (-20 to 82)															
B	-4 to 212 (-20 to 100)															
K	-75 to 180 (-60 to 82)															
P	-20 to 180 (-29 to 82)															
U	0 to 250 (-18 to 121)															
Los manómetros, los tapones de tuberías para usarse en conexiones han sido probados.				Deben ser máximo de 3 meses según la norma API SPEC 16C 7.4.7.35												
Las partes no metálicas tienen registros.				<p>Debe tener como mínimo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Polímero de base género (ASTMD 1418). 2. Requerimientos de propiedades físicas. 3. Cualidades del material y propiedades que cambian después de ser probados 4. Almacenamiento y requerimientos de edad. 5. Criterios de aceptación o rechazo. <p>API Spec 16C chapter</p> <p>Los cuerpos, uniones y tapones deben cumplir con la normas API 16C tabla 4.5.2.</p>												

Se tiene registros de soldaduras.				Se han realizado las soldaduras según los artículos 2 y 3 de las normas ASME sección 9.
Se tienen registros de equipos de medición.				<p>Las empresas deben mantener registros de los estándares de medición y equipos descritos deben tener en el registro:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación única del equipo. 2. Identificación del procedimiento de calibración usado en el equipo. 3. Intervalos de calibración planeada. 4. Fecha y resultados de cada calibración incluyendo reparaciones. 5. Intervalo cuando se realiza la siguiente calibración. 6. Modalidad de calibración y facilidad de calibración. 7. Locación asignada. 8. Las condiciones ambientales de la calibración y las medidas y si son correctas con los estándar de referencia. 9. Detalles de cualquier mantenimiento, servicio y ajustes para reparar y modificar el estado de la calibración.
El manómetro y el transductor de la consola del múltiple de choques muestran la misma medida en la prueba de presión.				Los test de medición de presión de los manómetros y transductores en la consola del manómetro deben tener un margen de error entre ellos no mayor al 0.5%.
Todas las partes cumplen con la verificación dimensional.				Los requerimientos de verificación de todas las partes a la entrada y a la salida deben ser medidos y

				deben cumplir con el criterio de aceptación de los fabricantes o con las normas API SPE 6A sección 902.										
Cada 3 años														
Se tiene registro del inspector NDT.														
Test de dureza de cada sección.				El test de dureza se debe realizar con lo acordado en la norma API 16C SECCION 5.2.4.3.1 DE LA SECCION 5.2.4.3.3 Prueba de dureza debe ser realizada con los procedimientos especificados en ASTM E 10. Al menos un test de dureza debe ser realizado al final de cada parte y un test adicional en cada conexión además de los lugares especificados por el fabricante. Los test de dureza deben ser realizados después de las operaciones en el exterior. Cuando el equipo está compuesto de cuerpos y flanches de diferente material API es necesario llevar a cabo un test de dureza en cada una de las partes.										
Cumplen los criterios de aceptación las partes evaluadas en el test de dureza.				<p style="text-align: center;">TABLE 6.3.6.4.2 MINIMUM HARDNESS VALUES</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">API MATERIAL DESIGNATIONS</th> <th style="text-align: center;">BRINELL HARDNESS NUMBER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">36 ksi</td> <td style="text-align: center;">HB 140</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">45 ksi</td> <td style="text-align: center;">HB 140</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">60 ksi</td> <td style="text-align: center;">HB 174</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">75 ksi</td> <td style="text-align: center;">HB 197</td> </tr> </tbody> </table>	API MATERIAL DESIGNATIONS	BRINELL HARDNESS NUMBER	36 ksi	HB 140	45 ksi	HB 140	60 ksi	HB 174	75 ksi	HB 197
API MATERIAL DESIGNATIONS	BRINELL HARDNESS NUMBER													
36 ksi	HB 140													
45 ksi	HB 140													
60 ksi	HB 174													
75 ksi	HB 197													

Pruebas ferromagnéticas y fluorescentes.				Las pruebas no destructivas de superficies deben ser examinadas, las superficies accesibles al final de cada parte deben ser examinada después de tratamiento de calor y al final de la operación de la máquina. Todos los exámenes de partículas magnéticas deben también ser acompañados de método fluorescente , estas pruebas deben ser aplicadas a todas las superficies y en los puntos de soldadura Todos los exámenes con material ferromagnético deben ser examinadas de acuerdo a los procedimientos especificados en las normas astme 709.														
Pruebas radiográficas y ultrasónicas.																		
Los sellos no metálicos están buenos?				Las pruebas de los sellos no metálicos deben realizarse de acuerdo con la norma MILSTD.105 NIVEL 2 2.5 AQL para O-rings y 1.5 AQL para otros sellos deben revisarse según los criterios de cada fabricación.														
Prueba hidrostática.				<p>Método. El test de presión debe ser de mínimo 1.5 veces la presión máxima de trabajo para los actuadores.</p> <p style="text-align: center;">TABLE 6.4.5 HYDROSTATIC TEST PRESSURES</p> <table border="1" data-bbox="1133 1654 1528 1875"> <thead> <tr> <th>RATED WORKING PRESSURE <i>psi</i></th> <th>HYDROSTATIC TEST PRESSURE <i>psi</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2000</td> <td>4000</td> </tr> <tr> <td>3000</td> <td>6000</td> </tr> <tr> <td>5000</td> <td>10,000</td> </tr> <tr> <td>10,000</td> <td>15,000</td> </tr> <tr> <td>15,000</td> <td>22,500</td> </tr> <tr> <td>20,000</td> <td>30,000</td> </tr> </tbody> </table>	RATED WORKING PRESSURE <i>psi</i>	HYDROSTATIC TEST PRESSURE <i>psi</i>	2000	4000	3000	6000	5000	10,000	10,000	15,000	15,000	22,500	20,000	30,000
RATED WORKING PRESSURE <i>psi</i>	HYDROSTATIC TEST PRESSURE <i>psi</i>																	
2000	4000																	
3000	6000																	
5000	10,000																	
10,000	15,000																	
15,000	22,500																	
20,000	30,000																	

Verificar presión: Los productos usados deben ser de la misma presión del choque.														
Determinar de las conexiones finales de la línea de matar, y si están de acuerdo a la tabla 3.4.3.				<p style="text-align: center;">TABLE 3.4.3 FLEXIBLE LINE SIZES & RATED WORKING PRESSURES</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ID <i>in. (mm)</i></th> <th>Rated Working Pressure <i>psi (MPa)</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2 (50,8) 3 (76,2) 3 ½ (88,9) 4 (101,6)</td> <td>5000 (34,5)</td> </tr> <tr> <td>2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2) 4 (101,6)</td> <td>10,000 (69,0)</td> </tr> <tr> <td>2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)</td> <td>15,000 (103,5)</td> </tr> <tr> <td>2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)</td> <td>20,000 (138,0)</td> </tr> </tbody> </table>	ID <i>in. (mm)</i>	Rated Working Pressure <i>psi (MPa)</i>	2 (50,8) 3 (76,2) 3 ½ (88,9) 4 (101,6)	5000 (34,5)	2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2) 4 (101,6)	10,000 (69,0)	2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)	15,000 (103,5)	2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)	20,000 (138,0)
ID <i>in. (mm)</i>	Rated Working Pressure <i>psi (MPa)</i>													
2 (50,8) 3 (76,2) 3 ½ (88,9) 4 (101,6)	5000 (34,5)													
2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2) 4 (101,6)	10,000 (69,0)													
2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)	15,000 (103,5)													
2 (50,8) 2 ½ (63,5) 3 (76,2)	20,000 (138,0)													

ACUMULADORES

Está ubicado en una zona segura.				Mínimo a 50 pies del pozo debe estar a una distancia adecuada libre de riesgos en caso de emergencia del contrapozo.
Presión de operación del acumulador.				Suficiente para cerrar todas las BOP simultáneamente, debe ser igual a la máxima presión de trabajo del pozo.
Precarga de las botellas 1500/1000 psi.				Para equipos de perforación donde se manejan equipos de control de pozo de 5000 psi, la precarga de las botellas debe ser de 1500 psi y para equipos de workover, donde se manejan equipos de control de pozo de 3000 psi, la precarga de las botellas deber ser de 1000 psi.
Certificados.				Eléctrico, acumulador, válvula de seguridad, conformidad. Producto son los certificados que se deben evidenciar en el equipo.

Manómetros y calibración.				
Prueba hidrostática.				Cada vez que se monte equipo, y cada 3 años (ir al capítulo 3).
Existe una bomba eléctrica y neumática instalada.				
Líneas de control metálicas.				Retardadoras de llamas, las líneas deben ser capaces de mantener la temperatura de trabajo con 2000 °F por 3 minutos.
Todas las líneas hidráulicas debidamente conectadas, taponadas o aseguradas.				Se debe evitar la fuga de fluidos y el movimiento o cavitación brusca de las líneas.
Todas las líneas, válvulas cheque y accesorios de flujo, con identificación de presión de trabajo estampada.				Todos los elementos deben estar claramente identificados.
Válvulas identificando posición abierto cerrado con placa.				Facilita la operación durante eventos o emergencias.
Sistema de alarmas de presión y nivel operativo.				Debe existir un dispositivo que avise para que la presión de descarga no exceda la presión de trabajo de la BOP. Y otro dispositivo para que la válvula de alivio trabaje a una presión mayor o igual pero que exceda un 110% a la presión de trabajo de la BOP.
Tornillos completos, ajustados y asegurados.				No debe faltar ningún tornillo o esparrago y deben ser torqueados de acuerdo al procedimiento para la instalación y prueba de equipos para el control de pozo.
Control manual y Control remoto.				Debe estar libre de cualquier obstáculo, con las válvulas debidamente marcadas y

				con los manómetros funcionando.
Polo a tierra.				Verificar que sea con barra de cobre de 2,40 m de longitud y totalmente enterrada.
Drenaje apropiado.				Debe existir un mecanismo que permita conducir y contener los fluidos en el área.
Sin fugas / derrames.				
Señales Acumulador.				La señalización debe ser visible, legible y permanente en el área.
Hay una luz que indique cuando está trabajando el acumulador.				
Revisión mensual del acumulador				
Hay líneas sin uso taponadas en algún control del panel del acumulador.				De ser así debe realizarse un bypas en el sistema y destapar inmediatamente la línea, o ser remplazada de ser el caso.
El tiempo de carga de las bombas para asegurarse que la presión suba de 1000 a 3000 psi en menos de 15 minutos.				
La condición del fluido del acumulador está en buenas condiciones.				
Está abierta la válvula de aislamiento de las botellas.				
Se está midiendo la precarga del acumulador.				Se debe restaurar la precarga cada 60 días.
Esta correcta la presión de precarga.				

<p>La línea de alivio (válvula de alivio) protege la línea de control y está en un rango de presión igual a la presión de la bomba del acumulador.</p>				
<p>Prueba de los acumuladores</p>				<p>Esta prueba debe ser llevada a cabo en cada pozo antes de conectar la unidad con el arreglo de los preventores. La prueba se realiza como sigue:</p> <p>a) Descargar el fluido hidráulico de las botellas abriendo las válvulas correspondientes (las bombas deben estar fuera de servicio).</p> <p>b) Utilice un manómetro de precisión, conectándolo en el orificio de medición de la presión de la precarga, para verificar la presión de nitrógeno en cada botella acumuladora, ajustando la presión en su caso.</p>
<p>Prueba de efectividad de tiempo de respuesta al sistema de bomba.</p>				<p>El sistema debe ser capaz de cerrar cada preventor de arietes y los preventores anulares menores de 20" en 30 segundos como máximo y hasta 45 segundos para los de 20" y de mayor diámetro.</p>
<p>Prueba de operación y funcionamiento del sistema de acumuladores.</p>				<p>1. Aísle las fuentes de energía hidroeléctrica e hidroneumática del Sistema y verifique que estén abiertas las válvulas de los acumuladores.</p> <p>2. En caso de no tener tubería dentro del pozo introduzca una lingada de TP.</p>

			<p>3. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangular, cierre el preventor anular y el preventor de arietes del diámetro de la TP correspondiente. Registre el tiempo que tarda en efectuar estas tres operaciones. El máximo tiempo requerido es de 50 segundos, debiendo conservar una presión final mínima de 1200 psi.</p> <p>4. Seguidamente, recargue los acumuladores a 3000 psi con las dos fuentes de energía y registre el tiempo empleado el cual debe ser de 5 minutos como máximo.</p> <p>5. La bomba hidroeléctrica por sí misma, es decir con los acumuladores bloqueados y las bombas hidroneumáticas paradas, debe ser capaz de abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación y cerrar el preventor anular sobre la tubería en un tiempo que no exceda de 2 minutos, debiendo conservar una presión final mínima de 1200 psi.</p> <p>6. De igual manera, las bombas hidroneumáticas, por sí mismas, deberán ser capaces de llevar a cabo lo indicado en el inciso anterior.</p>
El acumulador de aceite tiene la bolsa de llenado en buenas condiciones.			Si no es así debe cambiarse la botella completamente.
Las válvulas aisladoras están abiertas.			

La válvula de seguridad está correctamente seteada a 3500 psi				De no ser así debe ser reemplazada.
Se han limpiado los filtros de suministro de aire.				Deben ser limpiados cada 30 días.
Se han limpiado los filtros de suministro de aceite.				Deben ser limpiados cada 30 días.
Esta ajustado correctamente el lubricador de aire.				Debe usar lubricante SAE-10 o equivalente y ajustarlo para que provea seis gotas de aceite por minuto, además de revisarlo semanalmente.
Los manómetros indicadores de la línea de suministro de presión están marcando correctamente.				Se deben recalibrara cada 3 meses.
El interruptor de presión automática hidroneumático está activándose solo al bajar la presión del acumulador.				Normalmente está regulado para cortar a 2900 psi en unidades que cuentan con bombas de aire y bomba eléctrica. Cuando la presión en el sistema desciende a 2700 psi automáticamente permite que el aire fluya y arranque la bomba. Para incrementar la presión de corte, gire la tuerca que ajusta el resorte de izquierda a derecha y de derecha a izquierda para disminuirla.
Las bombas hidráulicas impulsadas por aire funcionales.				De no debe ser cambiadas.
Ninguna válvula cheque presenta fuga.				Debe usarse un bypass y ser cambiada inmediatamente.

RUTINAS DE MANTENIMIENTO

Las rutinas de mantenimiento consisten en una lista de chequeo que establece una metodología clara para mantener en óptimas condiciones los equipos para poder realizar cualquiera de las operaciones de cambio en los equipos realizar las metodologías propuestas para cambio de choques, y aislamientos eléctricos y mecánicos.

RUTINAS DE MANTENIMIENTO DIARIAS

Item.	Observación.
Inspeccione visualmente todos los equipos eléctricos que están en operación en el Equipo y campamento.	
Revise que los sistemas de purificación en los equipos eléctricos que se encuentran en áreas peligrosas estén funcionando correctamente.	
DESGASIFICADOR	
Revise la presión del calibrador de vacío (0-14psi).	
Revise la temperatura y la vibración de los cojinetes.	
Engrase las articulaciones de la unidad del flotador, revise si tiene libre movimiento.	
UNIDAD DE ACUMULADOR BOP	
Revise que todos los calibradores de sistema están funcionando apropiadamente.	
Revise el nivel de aceite en el cárter y en el cubrecadena.	
Drene el condensado del filtro de aire.	
Revise el nivel de anticongelante en el lubricador.	
Revise el nivel de fluido en el receptáculo (3/4 lleno).	
Revise la presión de aire en el sistema acumulador (120 psi).	
Revise que la bombas accionadas por aire están prendidas y puestas en fila.	
Revise el empaquetamiento del extremo del fluido de la bomba para ver si hay fugas.	
Revise la lectura de los calibradores transmisores (15 psi).	

Revise que las presiones en los paneles remotos son correctas.	
--	--

RUTINA DE MANTENIMIENTO SEMANALES

Revise que los equipos tengan puestas sus etiquetas. Si no las tienen, solicite nuevas etiquetas al coordinador de equipos del área.	
Revise todas las áreas del Equipo para ver su estado de limpieza y por si hay deterioro en el recubrimiento de las superficies. Todo trabajo de pintura debe estar en buenas condiciones según establecido por el plan de colores.	
UNIDAD ACUMULADOR	
Revise la presión del sistema (3.000 psi).	
Revise el indicador de humedad.	
Lubrique todos los acoplamientos con aceite.	
Limpie todos los filtros de aceite/agua del sistema.	
Revise los acoplamientos de transmisión.	
Haga funcionar el arranque en frío por 20 minutos.	
Engrase válvulas de cuatro vías.	
Revise para ver si hay sedimento en el fondo del receptáculo de fluido hidráulico. Si se encuentra sedimento, drene el receptáculo y vuelva a llenar. Encontrar fluido de perforación en el receptáculo es indicio que un preventor tiene sellos con fugas que deben ser reparados.	
Revise el nivel de aceite, condición y funcionamiento de la bomba de carga.	
Haga funcionar la PRUEBA DEL INDICADOR y revise que se iluminen todas las luces de indicación, reemplace según sea necesario.	
Revise el funcionamiento de todos los sistemas de alarma, incluyendo las alarmas de limpieza y de SCR.	

Revise que todas las salas de control. estén limpias y que haya acceso libre a todos los tableros.	
Lubrique todas las válvulas del múltiple revise para ver si hay fugas.	
DESGASIFICADOR	
Haga funcionar el desgasificador y revise para ver si está funcionando correctamente.	
Revise la condición y la tensión de las bandas V.	
Lave después de cada uso.	
MÚLTIPLE DE CHOQUES Y LÍNEAS DE MATAR	
Inspeccione visualmente todas las tuberías y válvulas. Asegúrese que todas las válvulas están intactas y funcionan adecuadamente.	
Haga funcionar cada válvula y verifique que cada uno se mueve libremente y aguanta presión. Lubrique los vástagos de las válvulas.	
Lubrique todas las partes móviles de las manijas de las válvulas mariposa.	
Añada 1 o 2 inyecciones de grasa para lubricar los accesorios de cualquier válvula mariposa que esté conectada.	
Revise que hay repuestos a mano para las válvulas.	
Lubrique todas las válvulas de manifold, revise para ver si hay fugas.	
Engrase todas las válvulas y articulaciones (en donde sea aplicable).	
Revise que las uniones chiksan y eslingas y grapas de seguridad de la manguera estén bien aseguradas.	
Haga funcionar todos los controles en los paneles de control remoto del BOP y observe si todos los controles funcionan correctamente.	
Lubrique los tornillos de ajuste en los reguladores de presión neumáticos.	
Lubrique los conectores de las articulaciones de los cilindros de control remoto.	

RUTINA MENSUAL DEL ACUMULADOR

Verifique que la presión de precarga en la botella acumuladora, mantenga lo siguiente: -1000 psi-botellas principales. -200 psi-botella pequeña en el circuito de control anular. -750 psi- botella pequeña en el resto de circuito de control.	
Revise y limpie el colador de aspiración en el acumulador.	
Verifique que el nivel de aceite se mantenga a 25 cm por debajo de la parte superior.	
Verifique que el aceite no esté contaminado.	
Verifique la cadena y rueda de la bomba triplex.	
Verifique la condición del tubo multicapilar de unidades de control a distancia.	
Engrase el pasador de pivote en el cilindro accionador a distancia. Lubrique el eje.	
Verifique todos los indicadores: 1500 psi-colector. 3000 psi-acumulador. 1000 psi-Hydril.	
Verifique que todas las operaciones operativas estén en su lugar.	
Verifique el colador de la línea de aire y el lubricador de aire.	
Verifique los transmisores de indicador y lecturas de medidor a distancia.	
Rectifique las fugas de aceite y limpie el equipo.	
Verifique las mangueras y conexiones co-flex.	

MANTENIMIENTO ANUAL DEL ACUMULADOR

Transfiera una muestra del aceite en el recipiente de laboratorio. Llene la tarjeta y envíe una muestra para análisis.	
Retire las cubiertas y lave el depósito	
Seque el agua que quede; cambie las cubiertas y vuelva a llenar el depósito con fluido limpio.	

CONCLUSIONES

1. Esta guía permite realizar una inspección correcta y bien programada sobre los equipos: Múltiple de choque, acumuladores y líneas de matar
2. La periodicidad planteada en las listas de chequeo así como a lo largo del documento optimiza los tiempos de inspección y el tiempo de vida de los equipos inspeccionados.
3. Contacto con personas con amplia experiencia en el tema hace de esta guía un elemento de apoyo ya que reúne experiencias y anotaciones edificantes a la hora de mantener la integridad mecánica del equipo y la operación.
4. Se establece una metodología correcta de inspección y mantenimiento, resultado de las entrevistas semiestructuradas realizadas a los colaboradores de este proyecto.
5. Se concluye que el personal de un taladro de perforación terrestre debe estar debidamente capacitado e informado del tipo de mantenimiento e inspección que se realizará, sin importar lo básico de la operación es importante se realice con cautela y nunca por personas sin entrenamiento.
6. La guía permite identificar, conocer e impartir conocimientos acerca de elementos puntuales del Programa de Integridad Mecánica, convirtiéndose en una importante herramienta para la capacitación de los empleados en el taladro de perforación en el tema de seguridad industrial; además de convertirse en material académico para la Universidad Surcolombiana.

RECOMENDACIONES

Se recomienda para futuros trabajos de grado se retome este manual para incluir en él otros factores importantes al realizar procesos de inspección y mantenimiento preventivo de equipos líneas de matar, múltiple de choques y acumuladores documentado en una o varias locaciones poniendo a prueba todo su contenido.

Se recomienda incluir estudios económicos para los gastos de mantenimiento e inspección, y con los resultados sugerir propuestas de programas de ejecución.

Se recomienda la inclusión de un histórico de fallas detallado, en el que se especifique el tipo de falla, el tiempo fuera de servicio, el tiempo en reparación, etc.

Con los datos obtenidos a partir de la toma de data por medio del histórico de fallas, realizar cálculos de indicadores de mantenimiento, así como de frecuencias de inspección.

Se recomienda a las empresas o a quien pueda interesar, el uso de esta guía durante los procesos de contratación de personal, como información útil para la capacitación en temas propios del documento ya que contiene información que se presenta de forma fácil para un rápido aprendizaje.

BIBLIOGRAFIA

- API 16 C SECOND EDITION,[Norma Tecnica](2010). (Choke and Kill System. [consultado 15 junio 2014].
- API 16D specification for control systems for drilling well control equipment
- API RP 52 SECOND EDITION.(1995). LAND DRILLING PRACTICES FOR PROTECTION OF THE ENVIROMENT. [Norma Tecnica]. (2012). [consultado 15 de diciembre 2014].
- API RP 53 THIRD EDITION.(1997). Recommended practices for blowout prevention equipment systems for drilling wells.
- API RP 54 THIRD EDITION, (1999). Recommended practice for occupational safety for oil and gas well drilling and servicing operations
- ARCE Lisbeth. Prevencion de Arremetidas Y Control de Pozos
- CAMERON INTERNATIONAL. Products & Services.[en línea].(2014). [Consultado 2 de julio 2014] Disponible en<<http://www.c-a-m.com/products-and-services>>
- CELY Yesid, Manual de Operaciones Acumuladores Koomey.[Consultado 15 junio 2014]
- COMPLETIONINFO. The Choke[En línea]. (2014). [Consultado 2 de septiembre 2014]. Disponible en<<http://completioninfo.com/choke.html>>
- DE LA TORRE Guido. Well control for the man on the rig, Murchison Drilling Schools. (2012).[consultado 15 de agosto 2014].
- DEEPWATER HORIZON: A Time Line of Events. En: Offshore technology. [en línea]. (2010). [consultado 10 julio 2013]. Disponible en <www.offshore-technology.com/features/feature84446>
- Endases. Liquidos Penetrantes. [En línea]. (2014). [Consultado 2 de julio 2014].Disponible en<http://endases.mex.tl/frameset.php?url=/photo_26975_L-QUIDOS-PENETRANTES.html>
- Evaluación de conformidad, INSTITUTO NACIONAL DE NORMALIZACIO. [en línea] . (2013). [consultado 5 Enero 2014]. Disponible en <http://www.inn.cl/pdfs/acreditacion/Evalu_de_la_conform.pdf>
- FONTEVECCHIA Agustino. BP Fighting A Two Front War As Macondo Continues To Bite And Production Drops. En: Forbes. [en línea]. (2013). [consultado 1 Agosto 2013]. Disponible en <www.forbes.com/sites/afon-tevecchia/2013/02/05/bp-fighting-a-two-front-war-as-macondo-continues-to-bite-and-production-drops/>
- ILOG El Primer Nombre en Pruebas No Destructivas. Visual, Boroscopios rigidos. [En línea]. (2014). [Consultado 2 de julio 2014].Disponible en <llogsa.com/Productos/Visual/Borosco_piosRigidos/PrismaDeOsc_ilacion/Prisma.php>
- INGYEND. Que son las End o NDT?. [en línea]. (2014). [consultado 15 junio 2014]. Disponible en <<http://www.ingyend.com/end.html>>

- JEREH DRILLTECH. Válvula Choke.[Catálogo en línea]. (2014). [Consultado 2 de julio 2014] Disponible en< <http://www.jereh-oilfield.com/spain/products/Choke-Valve.shtm>>
- LOOTZ Elisabeth , OVESEN Monica. Risk of Major Accidents: Causal Factors and Improvement Measures Related To Well Control In the Petroleum Industry. (2013). En: SPE. P1.
- Manual de conexiones superficiales de control. Primera edición. (2012) . [consultado 15 junio 2014].
- MARSHALL Jessica. Gulf oil spil not the biggest ever. En: Weather &Extreme Events.(2014).
- MIGLIERINI Julian. Mexicans still haunted by 1979 Ixotocspil. En: US & CANADA.
- MUÑOZ, Belén. Mantenimiento Industrial. Madrid. P 6-7.
- NABORS Drilling International Limited, Rig management.(2014). [Consultado 15 de agosto 2014].
- NORMAS MEXICANAS, DIRECCIÓN GENERAL DE NORMAS. NMX-Z-12/1-1987.Muestro para la inspección por atributos. parte 1: INFORMACIÓN GENERAL Y APLICACIONES,[en línea] (1987); 6 P. [consultado el 10 de marzo 2014]. Disponible En<<http://www.colpos.mx/bancodenormas/nmexicanas/NMX-Z-012-1-2-1987.PDF>>
- ORGANIZACIÓN MARÍTIMA INTERNACIONAL. (2005). *manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos – sección iv*. IMO Publishing. pp. 236
- PEMEX. Manual y Estandarización de Conexiones Superficiales.[manual]. (2012). [Consultado 5 de agosto 2014].
- SAMPIERI Roberto, FERNÁNDEZ Carlos. Metodología de la Investigación. 5ta edición (2010). P 5-10
- SANCHEZ David, RUANO Norma. La Importancia de la Formacion Bilingue (ingles/español) en Materia de Seguridad metodologias. Base de datos American Society of Safety engineers. [base de datos en línea]. (2005). [consultado 25 julio 2013]. Disponible en <www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paper>
- SATTLEJeffry. SPE. 163531-Bop performance – developments and consequences in a post- Macondo world. Base de datos SPE/IADC. [base de datos en línea]. (2013). [consultado 2 de septiembre 2013]. P.1 - 4.
- SEEKPART. Adjustable Choke Valve. [Catálogo en línea]. (2014). [Consultado 23 de junio 2014]. Disponible en<<http://www.seekpart.com/valvesfittings/valves/adjustable+choke+valve.html>>
- TECNICONTROL una empresa Bureau Veritas, soluciones en ensayos no destructivos (END) Convencionales,[en línea]. (2014). consultado el

10 de marzo 2014]. Disponible en
<<http://portal.tc.com.cotecnicontrol/ensayos-no-destructivos/tradicionales>>

- The Oilfield Store.TFI Koomey Type BOP Accumulator.[En línea]. (2014). [Consultado 14 de julio 2014].Disponible en
<<http://www.theoilfieldstore.net/products/tfi-koomey-type-bop-accumulators>>
- TOPLAND OILFIELD SUPPLIES LTD. Choke Manifold.[Catálogo en línea]. (2014). [Consultado 14 de junio 2014] Disponible en<http://www.toplandoil.com/Product/W_c/20120831_87.html>
- WHAT DOES EFNMS STAND FOR. En: European Federation of National Maintenance Societies. [en línea]. (2010). [consultado 4 septiembre 2013]. Disponible en <www.efnms.org/What-EFNMS-stands-for/m1312/What-EFNMS-stands-for.html>