



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS DE LA NORMATIVA PERTINENTE PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR DE REVENTONES (BOP)
USADO EN EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO
PETROLERO EN LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL
ECUADOR.”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

CRISTIAN GABRIEL BRACHO GUEVARA

DIRECTOR: ING. BENJAMIN HINCAPIÉ

Quito, Septiembre 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **CRISTIAN GABRIEL BRACHO GUEVARA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Cristian Gabriel Bracho Guevara

C.I. 1400483150

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS DE LA NORMATIVA PERTINENTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR DE REVENTONES(BOP) USADO EN EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO EN LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL ECUADOR**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Cristian Gabriel Bracho Guevara**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Benjamín Hincapié
DIRECTOR DELTRABAJO
C.I. 0800852758

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



LA QUE SUSCRIBE, COORDINADORA DE ADMINISTRACIÓN
DE TALENTO HUMANO
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

CERTIFICA:

Que, el señor **BRACHO GUEVARA CRISTIAN GABRIEL** con C.I 1400483150, estudiante de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Universidad Tecnológica Equinoccial, ha cumplido de manera exitosa las 720 horas de prácticas pre-profesionales en esta Cartera de Estado y ha realizado su proyecto de titulación denominado "ANÁLISIS DE LA NORMATIVA TÉCNICA PERTINENTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PREVENTOR DE REVENTONES (BOP) USADO EN EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO EN LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL ECUADOR", durante el periodo comprendido desde el 22 de Mayo de 2014 hasta el 16 de Septiembre de 2014.

Para la Agencia es grato reconocer la labor desempeñada por el señor Bracho Guevara Cristian Gabriel y esperamos que mantenga esa actitud de colaboración y disposición al trabajo que contribuye con su crecimiento personal y profesional.

Quito, 16 de Septiembre de 2014

Ing. Patricia Narvaiz Uredia

COORDINADORA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO



DEDICATORIA

Este trabajo de titulación y todos los años de esfuerzo y dedicación con los que he llegado a culminar esta importante etapa de mi vida, con inmenso amor y cariño dedico a mis padres Aníbal y Angelita ya que sin el apoyo incondicional y su confianza depositada en mí, no tendría la fuerzas necesarias para llegar a este punto de mi vida.

A mis hermanos Marcos, Juan y Pilar, por estar pendiente de mi bienestar y cada uno de los pasos que he dado en el trayecto de mi vida estudiantil gracias por el cariño, el aliento de seguir siempre adelante y ser una excelente persona y un gran profesional.

Sabiendo que nada es posible sin la presencia de Dios y la Virgen Purísima de Macas en mi corazón, gracias padres míos por la bendición en cada camino a recorrer.

Cristian Bracho

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	iii
CERTIFICACIÓN.....	iv
CARTA DE LA INSTITUCIÓN.....	v
DEDICATORIA.....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xix
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT	xxi
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 JUSTIFICACIÓN	2
1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 PREVENTOR DE REVENTONES (BOP).....	4
2.2 ANUNCIO DE UN REVENTÓN	4
2.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE CONTROL DE POZO	5
2.4 SISTEMA DE PREVENTOR ANULAR	6
2.4.1 COMPONENTES	7
2.4.1.1 Cuerpo	8
2.4.1.2 Cabeza.....	9
2.4.1.2.1 Screwed Head	9

2.4.1.2.2 Latched Head.....	9
2.4.1.2.3 Bolted Head	10
2.4.1.3 Pistón	10
2.4.1.4 Cámara de apertura y cierre	11
2.4.1.5 Unidad de empaque	11
2.4.1.6 Sellos.....	14
2.4.2 PRINCIPIOS OPERACIONALES	15
2.4.2.1 Cierre.....	15
2.4.2.2 Apertura.....	16
2.4.2.3 Presión de cierre	16
2.4.2.4 Cierre de los BOP anulares.....	16
2.4.2.4.1 Presión del pozo asistida	17
2.4.2.4.2 Presión en el pozo no asistida	17
2.5 SISTEMA DE PREVENTOR DE ARIETES	17
2.5.1 COMPONENTES Y OPERACIONES.....	19
2.5.1.1 Componentes.....	19
2.5.1.1.1 Cuerpo	20
2.5.1.1.2 Packer superior.....	20
2.5.1.1.3 Packer frontal.....	20
2.5.1.1.4 Ariete de Tubería	21
2.5.1.1.5 Ariete de tuberías fijos	21
2.5.1.1.6 Ariete de cuerpo variable	22
2.5.1.1.7 Ariete Ciegos	23
2.5.1.1.8 Arietes Cortadores	23
2.5.1.2 Sellado secundario.....	24
2.5.1.3 Estímulo del sellado secundario.....	25

2.5.1.4 Componentes de selladores elastómeros	26
2.5.1.5 Carrete de perforación	28
2.5.1.6 Corte de tubería	28
2.5.1.7 Reemplazo de Arietes	29
2.5.1.7.1 Procedimiento del modelo cubierta.....	30
2.5.1.7.2 Sistema de cierre/apertura.....	31
2.5.1.7.3 Sistema asegurador de Arietes.....	31
2.5.1.7.4 Unidades de empaque (arietes).....	31
2.5.1.8 Operaciones.....	31
2.5.1.8.1 Cierre/apertura hidráulico	31
2.5.1.8.2 Asegurando los Arietes.....	32
2.5.1.9 Presión de trabajo de cierre/apertura.....	32
2.6 PRINCIPALES VENTAJAS DEL BOP RAM COMPARADO CON EL BOP ANULAR.....	33
2.7 CONFIGURACIONES DEL BOP STACK	34
2.7.1 EJEMPLO DE CODIFICACIÓN DEL BOP STACK:	38
2.8 NORMATIVAS TECNICAS PERTINENTES	39
2.8.1 API RP 53 REQUERIMIENTOS PARA INSPECCIONES, MANTENIMIENTO, Y REMANUFACTURACIÓN PARA EL SISTEMA DE PREVENTOR DE REVENTONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	39
2.8.1.1 Alcance	39
2.8.1.2 API RP 53: 6.2	40
2.8.1.3 API RP 53: 17.10.3 y 17.13.2.....	40
2.8.1.4 API RP 53: 6.4	40
2.8.1.5 API RP 53: 17.3 a 7;	41
2.8.1.6 API RP 54: 9.14.4 a 7 y 9.14.10.....	42

2.8.2 API SPEC Q1 ESPECIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS DE MANUFACTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD EN ORGANIZACIONES PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	42
2.8.2.1 Alcance	42
2.8.2.2 Sistema de Gestión de Calidad.....	43
2.8.2.3 Determinación de los Requisitos.....	43
2.8.3 API SPEC 16A ESPECIFICACIÓN DETALLADA DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.....	44
2.8.3.1 Alcance	44
2.8.4 API SPEC 16C ESPECIFICACIONES PARA SISTEMAS DE ESTRANGULAMIENTO Y MATADO DE POZOS DE PERFORACIÓN.	45
2.8.4.1 Alcance	45
2.8.5 API SPEC 16D ESPECIFICACIÓN PARA SISTEMAS DE CONTROL DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE POZOS DE PERFORACIÓN.	46
2.8.5.1 Alcance	46
2.8.5.2 Sistemas de control para montaje en superficie del Bop Stack	46
2.8.6 OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN PROCESOS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS SEGÚN LA LEY DE HIDROCARBUROS DECRETO 2967	47
2.8.7 DECRETO EJECUTIVO 2393, REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD DE LOS TRABAJADORES Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE DE TRABAJO.....	48
2.8.7.1 Art. 91. UTILIZACIÓN.	48
2.8.7.2 Art. 92. MANTENIMIENTO.....	48
2.8.7.3 Art. 93. REPARACIÓN Y PUESTA A PUNTO	49

2.8.7.4 Art. 100. CARGA MÁXIMA.....	49
2.8.7.5 Art. 101. MANIPULACIÓN DE LAS CARGAS.....	50
2.8.7.6 Art. 175. DISPOSICIONES GENERALES PROTECCION PERSONAL	51
2.8.8 CÓDIGO DEL TRABAJO	53
2.8.8.1 De la prevención de los riesgos, de las medidas de seguridad e higiene, de los puestos de auxilio, y de la disminución de la capacidad para el trabajo	53
2.8.9 CREACIÓN DE LA ENTIDAD QUE REGULA Y CONTROLA EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO.....	55
2.8.9.1 Estatuto orgánico de gestión organizacional de la ARCH.	55
2.8.9.2 Atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.	56
3 METODOLOGÍA.....	59
3.1 INSPECCION, TESTEO Y MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR ANULAR	59
3.1.1 INSPECCIÓN VISUAL	59
3.1.2 TESTEO PRESURIZADO DEL CIRCUITO HIDRÁULICO	60
3.1.2.1 Testeo de empaque 2 y 3.....	60
3.1.2.2 Testeo empaque 1	61
3.1.2.3 Testeo empaques 4 y 5.....	62
3.1.2.4 Para testear el empaque 5	63
3.1.3 MANTENIMIENTO	64
3.1.3.1 Precauciones operacionales	64
3.1.4 ALMACENAJE DE LAS UNIDADES DE EMPAQUE.....	65
3.2 HYDRIL BOP ANULAR	66
3.2.1 TIPOS Y MODELOS	66

3.2.2 DESGASTE DE LA UNIDAD DE EMPAQUE	67
3.2.3 REEMPLAZO DE LA UNIDAD DE EMPAQUE	68
3.2.3.1 Latched head	68
3.2.3.2 Screwed head	68
3.2.4 MODELO GL	69
3.2.4.1 Características operacionales	69
3.2.4.2 Presión de cierre	71
3.2.4.3 Diagramas de conexión (e instalaciones).....	71
3.2.4.3.1 Superficie estándar hook-up:	72
3.2.4.3.2 Superficie opcional hook-up:.....	72
3.2.5 MODELO GK.....	73
3.2.5.1 Características operacionales	73
3.2.5.2 Presión de cierre	75
3.2.6 MODELO MSP 2000 PSI	75
3.2.6.1 Características operacionales	75
3.2.6.2 Presión de cierre	77
3.2.7 MODELO MSP 29 1/2" 500 PSI	77
3.2.8 STRIPPING	78
3.2.8.1 Generalidades.....	78
3.2.8.2 Consejos operacionales	78
3.3 INSPECCION, TESTEO Y MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR DE	
ARIETES	79
3.3.1 INSPECCIÓN VISUAL	79
3.3.2 TEST DE OPERACIÓN.....	80
3.3.3 CAMBIO DE PARTES.....	81
3.4 HYDRIL BOP DE ARIETES	82

3.4.1 GENERALIDADES	82
3.4.2 ARIETES	84
3.4.2.1 Ariete de tubería.....	84
3.4.2.2 Ariete de tubería variable (Hydril Variable Rams HVR).....	84
3.4.3 SISTEMA ASEGURADOR DE ARIETES	84
3.4.3.1 Sistema manual	84
3.4.3.2 Sistema automático MPL (Multiple Position Locking).....	85
3.4.3.3 Operaciones MPL	85
3.4.4 MANTENIMIENTO	86
3.4.4.1 Reemplazo del ariete de tubería	87
3.5 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (NDT)	88
3.5.1 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN SUPERFICIAL.....	90
3.5.1.1 Inspección visual.....	90
3.5.1.2 Líquidos penetrantes.....	90
3.5.1.3 Pruebas magnéticas	91
3.5.1.4 Ultrasonido	92
3.5.1.5 Radiografía.....	94
3.5.1.6 Pruebas electromagnéticas.....	94
3.5.2 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA	95
3.5.2.1 Radiografía industrial	95
3.5.2.2 Ultrasonido industrial.....	96
3.5.2.3 Emisión acústica	96
4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	97
4.1 NORMA PETROECUADOR SI – 003	97
4.1.1 PERMISOS DE TRABAJO	97

4.1.1.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA EMISIÓN DE LOS PERMISOS DE TRABAJO.....	97
4.1.1.2 EJECUCIÓN DEL TRABAJO	99
4.1.1.3 FINALIZACIÓN DEL TRABAJO.....	100
4.1.1.4 DISPOSICIONES GENERALES	100
4.1.2 PERMISOS DE TRABAJO NECESARIOS PARA LA OPERACIÓN DEL EQUIPO	101
4.2 CONCEPTO DE MANTENIMIENTO	101
4.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	102
4.2.1.1 Ventajas	102
4.2.1.2 Desventajas	103
4.2.1.3 Procedimiento de Aplicación.....	104
4.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	105
4.2.2.1 Ventajas	105
4.2.2.2 Desventajas	106
4.2.2.3 Procedimiento de Aplicación.....	107
4.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	108
4.2.3.1 Ventajas	108
4.2.3.2 Desventajas	109
4.2.3.3 Procedimiento de Aplicación.....	109
4.3 INSPECCIÓN	110
4.3.1 CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN.....	111
4.4 ETAPAS DE LA INSPECCIÓN	112
4.4.1 PREPARACIÓN	112
4.4.2 PLANIFIQUE LA INSPECCIÓN	112
4.4.3 INSPECCIONAR	113

4.4.4 DESARROLLAR ACCIONES CORRECTIVAS	113
4.4.5 ACCIONES DE SEGUIMIENTO.....	113
4.4.6 EL INFORME DE LA INSPECCIÓN	114
4.5 CONTROL INTEGRAL DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES (BOP) (LISTAS DE CHEQUEO Y PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO).....	114
4.6 PROPUESTA DE CHECK LIST PARA LA INSPECCIÓN DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES (BOP).....	116
4.7 PARA DAR DE BAJA UN EQUIPO	122
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
5.1 CONCLUSIONES.....	123
5.2 RECOMENDACIONES	124
NOMENCLATURA	127
BIBLIOGRAFÍA.....	128
ANEXOS.....	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1. Códigos de Identificación de acuerdo al tipo de caucho.....	13
Tabla N°2. Rangos de Temperatura.....	13
Tabla N°3. Códigos de Identificación del BOP Stack	37
Tabla N°4. Datos de los tamaños y la presión nominal	66
Tabla N°5. Datos técnicos del modelo GL.....	70
Tabla N°6. Presión de cierre	71
Tabla N°7. Factor Γ	73
Tabla N°8. Datos GK.....	74
Tabla N°9. Presión Inicial	75
Tabla N°10. Datos del MSP 2000.....	76
Tabla N°11. Presión de cierre inicial (psi) para MSP 2000 en instalaciones de superficie.....	77
Tabla N°12. Modelos de Preventores de Ariete de acuerdo al diámetro del BOP	83
Tabla N°13. Datos Técnicos de acuerdo al diámetro y presión de trabajo..	83
Tabla N°14. Tipos de pruebas no destructivas	89
Tabla N°15. Lista de verificación propuesta para la inspección del equipo Preventor de Reventones (BOP)	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del equipo de Preventor de Reventones en el taladro...	5
Figura 2. Descripción del equipo BOP	6
Figura 3. Preventor Anular	7
Figura 4. Componentes del BOP Anular	8
Figura 5. Screwed Head	9
Figura 6. Latched Head.....	10
Figura 7. Bolted Head	10
Figura 8. Pistón	11
Figura 9. Unidad de Empaque	12
Figura 10. Sellos	14
Figura 11. Sellos en U.....	15
Figura 12. Sellos doble U.....	15
Figura 13. Preventor de Arietes	17
Figura 14. Tipos de Arietes	18
Figura 15. Conexiones Principales.....	18
Figura 16. Packer Frontal.....	21
Figura 17. Rams de Cuerpo Variable.....	22
Figura 18. Blind Rams.....	23
Figura 19. Shear Rams	24
Figura 20. Sellado Secundario	25
Figura 21. Estímulo del Sellado Secundario	26
Figura 22. Elementos elastómeros.....	27
Figura 23. Carrete de perforación	28
Figura 24. Corte de Tubería	29
Figura 25. Presión de trabajo cierre/apertura.....	33
Figura 26. Configuración del BOP Stack.....	35
Figura 27. Solución 1 para la configuración del Stack	36
Figura 28. Solución 2 para la configuración del Stack	36
Figura 29. Ejemplo de codificación del BOP Stack	38
Figura 30. Testeo de empaque 2 y 3	61

Figura 31. Testeo empaque 1	62
Figura 32. Superficie estándar hook-up	72
Figura 33. Superficie opcional hook-up.....	73
Figura 34. Modelo GK.....	74
Figura 35. Modelo MSP 2000 PSI.....	76
Figura 36. Inspección Visual del Preventor de Arietes.....	79
Figura 37. Chequeo de Rams de los Packers.....	80
Figura 38. Chequeo de los Asientos de los Rams	80
Figura 39. Preventor de Ariete Hydril	82
Figura 40. Sistema asegurador de ram.....	86
Figura 41. Proceso del líquido penetrante	91
Figura 42. Prueba de partículas magnéticas.....	92
Figura 43. Aplicación del método de ultrasonido.....	93
Figura 44. Método de radiografía.....	94
Figura 45. Método de corriente de Eddy	95
Figura 46. Preventor de Reventones (BOP)	122

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo # 1 Permiso de Consorcio Shushufindi para trabajos en caliente .	131
Anexo # 2 Permiso de Consorcio Shushufindi para trabajos en frío	132
Anexo # 3 Permiso de Trabajo para intervención en pozos PETROAMAZONAS EP	133
Anexo # 4 Permiso de trabajo general PETROAMAZONAS EP	134
Anexo # 5 Reporte de Inspección y Daño en Ensamblaje del BOP	135
Anexo # 6 Reporte de Inspección y Daño en el Pistón del BOP	136
Anexo # 7 Reporte de Inspección y Daño en el Cuerpo del BOP	137
Anexo # 8 Test periódico del equipo del BOP	138
Anexo # 9 Carta de pruebas de presión para el equipo del BOP	139
Anexo # 10 BOP Stack	140
Anexo # 11 Mando de BOP	141

RESUMEN

El presente trabajo de titulación se constituye en un conjunto de procesos que se deben utilizar para la inspección y mantenimiento del equipo de Preventor de Reventones (BOP) de perforación de pozos de petróleo en el Ecuador, sirviendo así como una guía fundamental para la industria petrolera.

En este documento técnico se identifica los parámetros necesarios a tomar en cuenta para una operación correcta del Preventor de Reventones (BOP), es decir una perforación exitosa y sobre todo sin peligros sobre el personal, por ello se describe los equipos sobre los que el perforador debe tener minuciosa precaución con el fin de evitar accidentes laborales y brindar seguridad como lo indica el artículo 326 de la Constitución Nacional del Ecuador en que regulan la seguridad laboral.

Se realiza un manual de inspección y mantenimiento del Preventor de Reventones (BOP), útil para dar un buen uso a este equipo en la industria petrolera.

Como resultado del trabajo de investigación técnica se realizó la respectiva lista de verificación (check list) para cuantificar los resultados de los respectivos procesos de inspección y mantenimiento del equipo de Preventor de Reventones (BOP).

Por último hay que resaltar que este documento está desarrollado en su contenido aplicando la norma internacional API, con el fin de asegurar las buenas y seguras prácticas en la industria hidrocarburífera del Ecuador.

ABSTRACT

The present work graduation constitutes a set of processes to be used for inspection and maintenance of equipment Blowout Preventer (BOP) Drilling for oil in Ecuador, thus serving as a fundamental guide for the oil industry.

This Technical document necessary to take into account for proper operation of the Blowout Preventer (BOP), for a successful drilling and especially without dangers on staff, so the equipment was detailed parameters on the driller must identify take careful precautions to prevent accidents and provide security as provided for in section 326 of the Constitution of Ecuador in regulating workplace safety.

A handbook inspection and maintenance of the Blowout Preventer (BOP), useful is done to put to good use this equipment in the oil industry.

As a result of the work of the respective technical research checklist was performed to quantify the results of their inspection processes and equipment maintenance Blowout Preventer (BOP).

Finally we should note that this document is supported in content to the international standard API, in order to ensure good and safe practices in the oil industry in Ecuador.

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera en nuestro país empezó a partir del año 1972 desde dicha fecha se ha convertido en exportador de petróleo y, desde ese momento, los ingresos por la venta de este producto ha sido la principal fuente de la economía ecuatoriana.

Durante muchos años en la industria petrolera no se ha socializado las normas que deben regir en la misma, todo el trabajo técnico lo realizaban las empresas prestadoras de servicio, que son compañías transnacionales, mientras que las operadoras solo se limitaban a esperar que realicen su trabajo, sin tener conocimiento alguno del procedimiento según la normativa de cada equipo de perforación.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, al tener acceso a las normativas que implican un procedimiento de perforación desde sus inicios, han creído prioritario y de gran valor para su trabajo el conocimiento de las mismas para tener un buen desempeño laboral y a su vez un eficiente control y fiscalización de los trabajos realizados por las empresas privadas que se dedican a la perforación.

La falta de un plan de control sobre los equipos de perforación cumpliendo con las normas API, en este caso la falta de un manual de inspección y mantenimiento para el equipo de Preventor de Reventones (BOP) en la industria hidrocarburífera del Ecuador, es el problema principal a resolver, para evitar futuros malos trabajos y así poder ser parte del plan de la matriz productiva en nuestro País.

1.1 JUSTIFICACIÓN

Con el fin de controlar las actividades petroleras en Ecuador, pertinentes a la perforación de pozos petroleros, se utilizan herramientas y equipos, que permite a los ingenieros y trabajadores de la industria, realizar los trabajos requeridos.

La verificación técnica de estos equipos requiere la aplicación de normas internacionales.

La ARCH tiene como objetivo principal la regulación y control en todas las áreas que involucran a la industria Hidrocarburífera en el Ecuador, en la actualidad la ARCH, desea implementar un plan de control sobre los equipos de perforación con la aplicación de una serie de normativas, esto permitirá la unificación de criterios, elaboración de procedimientos y registros conducentes a un trabajo técnico, mediante el análisis de la normativa pertinente al Preventor de Reventones (BOP), usadas en el proceso de perforación con el objetivo de una apropiada inspección y mantenimiento de dicho equipo, es por ello que se va a realizar el estudio entre la Universidad Tecnológica Equinoccial y la ARCH.

Con este trabajo de investigación se quiere dejar a disposición de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) un manual de inspección y mantenimiento del Preventor de Reventones (BOP), así como un check list con el cual se podrá manejar de manera más eficiente el desempeño de dicho equipo, además cabe mencionar que el presente modelo base que se proporcionará está sujeto a cambios continuos según os convenga

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la normativa pertinente para la implementación de un Manual de Inspección y Mantenimiento del Preventor de Reventones (BOP), usado en el proceso de perforación de un Pozo Petrolero en la Industria Hidrocarburífera del Ecuador.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características, componentes y funcionamiento del Preventor de Reventones (BOP) de una torre de perforación de pozos petroleros.
- Analizar las normativas operativas y aplicables al Preventor de Reventones (BOP) de una torre de perforación de pozos petroleros.
- Elaborar un manual de inspección operativa del Preventor de Reventones (BOP) de una torre de perforación de pozos petroleros, que permita realizar un trabajo más eficiente.
- Elaborar una lista de verificación (check list) del manual de inspección operativa del Preventor de Reventones (BOP) de una torre de perforación de pozos petroleros para un mejor control.

MARCO TEÓRICO

2 MARCO TEÓRICO

2.1 PREVENTOR DE REVENTONES (BOP)

El BOP es una válvula especializada, grande, usada para sellar, controlar y monitorear los pozos de petróleo y gas. Los BOP fueron desarrollados para enfrentar presiones erráticas extremas y flujo incontrolado (amago de reventón de la formación) que surge del yacimiento durante la perforación.

Los amagos o arremetidas de la formación llevan a un evento potencialmente catastrófico conocido como reventón. Además de controlar la presión pozo abajo y el flujo de petróleo y gas, los preventores de reventón evitan que la tubería de perforación y revestimiento, las herramientas y los fluidos de perforación sean expulsados del recinto del pozo cuando hay un amago de reventón. Los BOP son críticos para la seguridad de la cuadrilla, los equipos y el ambiente, y para el monitoreo y mantenimiento de la integridad del pozo; por esta razón, los BOP deben ser dispositivos a prueba de fallas. (Harvey, 2003)

2.2 ANUNCIO DE UN REVENTÓN

En el instante que se produce una mayor presión del pozo, el lodo se empieza a desplazar hacia fuera del pozo. Cuando esta fuerza no es detenida a tiempo tendremos un reventón y un gran problema si no se lo controla, es así que la detección a tiempo de estos aumentos de presión hacen controlable el pozo.

Las detecciones de que el lodo fluya fuera del pozo se pueden dar en los siguientes casos:

- Al perforar
- Al sacar o meter tubería de perforación

- Al sacar o meter herramienta
- Presencia de afluentes de la formación en donde actúan las propiedades reológicas del fluido de perforación. (Adams, 1980)



Figura 1. Ubicación del equipo de Preventor de Reventones en el taladro

Fuente. (Cameron, 2000)

2.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE CONTROL DE POZO

Antes de empezar con la descripción del equipo que conforma el BOP primero tenemos que tener muy claro que éste equipo lo que hace es prevenir los reventones o golpes de presión, es decir, detiene los amagos que no son otra cosa que el escape de presión de la formación al hoyo y abruptamente a la superficie. (Cameron, 2000)

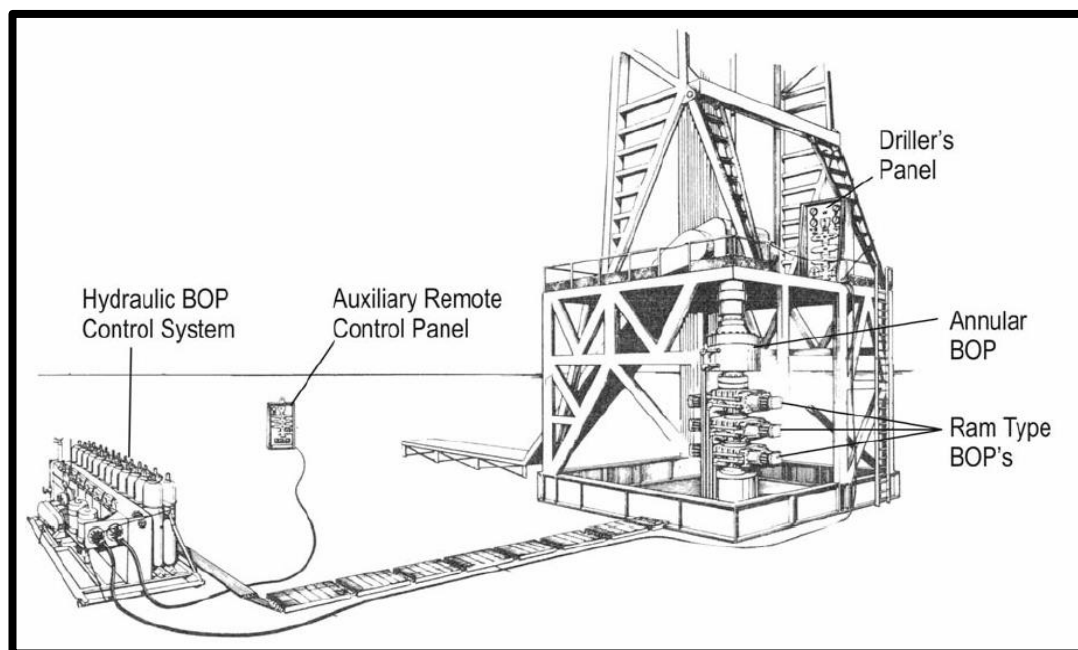


Figura 2. Descripción del equipo BOP

Fuente. (Cameron, 2000)

2.4 SISTEMA DE PREVENTOR ANULAR

Los preventores anulares también se los conoce como preventores de bola esférico, o con el nombre del fabricante Hydril (MSP, GK, GL, Y GX), es tal vez la parte más importante del equipo ya que éste controla la presión del cabezal del pozo y produce un sello de cierre por el cual se desliza la tubería sirviéndonos como guía. (De la Torre G, 2009)

Los modelos de los anulares se basan fundamentalmente por los diámetros de tubería que ingresa es así que va de 7 1/16" a 30" y a las presiones que trabaja que va de 500 a 20.000 psi.

Son usados en la parte superior del stack y puede cerrarse alrededor de cualquier diámetro de tubo. En caso de emergencia puede llevar a cabo un cierre total del pozo.

Generalmente es el primer BOP que hay que cerrar cuando ocurre un kick.

Se usa en operación de stripping porque es el único tipo de BOP que puede mantener el sellado durante el paso de las tool joints.

Tiempo de cierre (regulaciones API RP 53):

- Para 20" de diámetro o más grande: menos de 45 segundos
- Para diámetros menores de 20": menos de 30 segundos



Figura 3. Preventor Anular

2.4.1 COMPONENTES

Los BOP anulares tienen un pistón de cierre del aparato, que es operado hidráulicamente mediante la aplicación de presión en las cámaras para el cierre y la apertura.

Los principales componentes del BOP son:

- Cuerpo
- Cabeza

- Pistón
- Cámara de cierre y apertura
- Unidad de empaque sellos

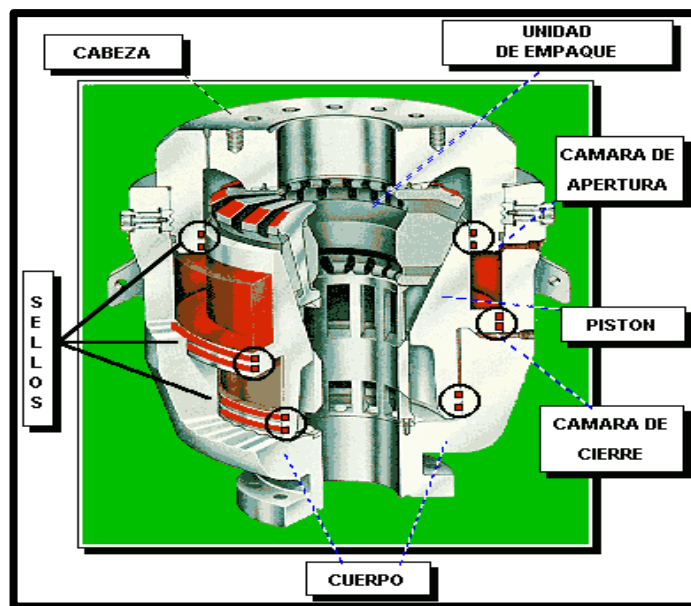


Figura 4. Componentes del BOP Anular

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.1 Cuerpo

El cuerpo ha sido diseñado para tolerar altas presiones y está hecho de acero forjado. Está sujeto a tests acústicos para chequear la homogeneidad del acero y luego a test hidráulicos. (Rondon, 2003)

Dentro del cuerpo se encuentran las cámaras de apertura y cierre y los orificios roscados tipo API para la conexión de la línea de apertura (top) y la línea de cierre (bottom).

2.4.1.2 Cabeza

La cabeza proporciona acceso a la unidad de empaque del BOP durante la inspección y operación de mantenimiento. (Ortiz, 2008)

Los BOP anulares pueden contar con tres diferentes tipos de cabeza, dependiendo del procedimiento de remoción:

2.4.1.2.1 Screwed Head

Se acopla al cuerpo a través de una sección de hilos cuadrados y se sella con un empaque. Una desventaja posible es que la operación de desenroscado puede resultar difícil.



Figura 5. Screwed Head

Fuente: (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.2.2 Latched Head

Se acopla al cuerpo a través de un conjunto de cerrojos que son controlados por apropiados tornillos de cierre. Se usa generalmente en caso de grandes diámetros y valores de presión altos.



Figura 6. Latched Head

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.2.3 Bolted Head

Se acopla al cuerpo a través de un conjunto de tornillos de cierre. Se usa generalmente con valores de presión inferiores a 5.000 psi.



Figura 7. Bolted Head

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.3 Pistón

Gracias a su inclinación el pistón cambia el movimiento vertical en movimiento radial.

Durante las operaciones de cierre su movimiento ascendente determina el cierre del packer alrededor del tubo.

El sellado hidráulico entre el pistón y el cuerpo está asegurado por apropiados sellos. (Trada, 2004)

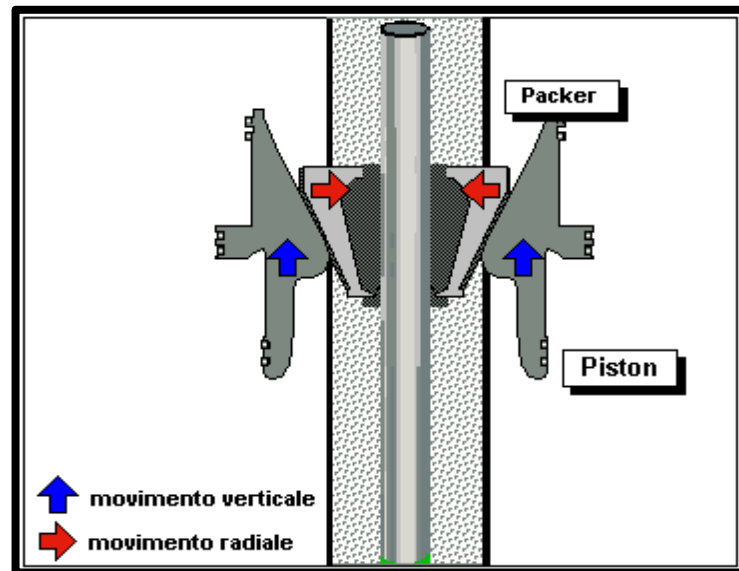


Figura 8. Pistón

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.4 Cámara de apertura y cierre

Los BOP anulares presentan dos cámaras donde circula el fluido que trabaja, éste controla el movimiento del pistón y por lo tanto la apertura y el cierre del BOP.

Algunos modelos cuentan con una tercera cámara para reducir el efecto de la presión del pozo en el pistón del BOP. (William, 1994)

2.4.1.5 Unidad de empaque

La unidad de empaque constituye el componente en donde actúa el sellado y es una estructura de caucho con reforzamiento de acero (segmentos). La parte de caucho es deformable para llevar a cabo el sellado, mientras los

segmentos de acero aseguran solidez previniendo así la extrusión de los cauchos y reduciendo la fricción con la cabeza del BOP. (Smith, 2004)

Representa el componente más crítico del BOP y tiene que ser chequeado periódicamente. Deben adoptarse procedimientos adecuados para limitar su desgaste.

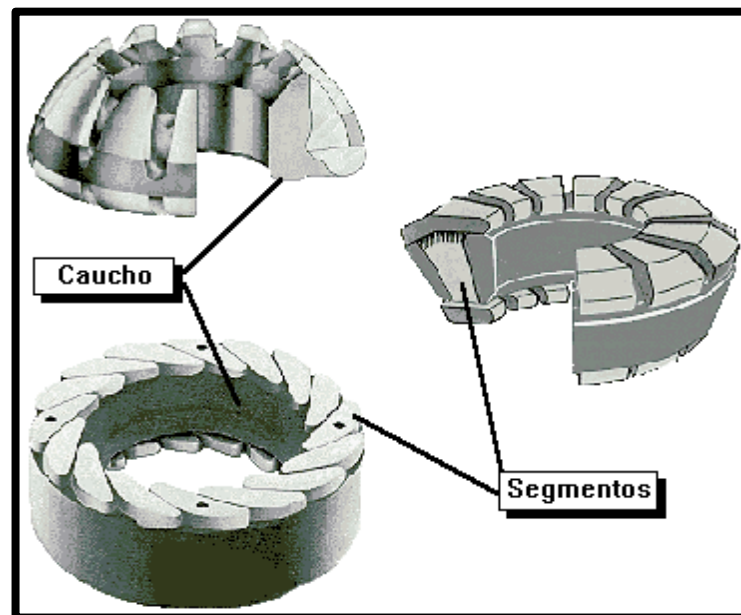


Figura 9. Unidad de Empaque

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Las unidades de empaque difieren dependiendo de:

- Tipo de caucho
- Tipo de BOP donde deben instalarse
- Diámetro nominal del BOP
- Presión de trabajo del BOP

Los componentes de caucho se encuentran marcados e identificados con zonas coloradas y códigos impresos durante su fabricación.

Los códigos de identificación de acuerdo con el reglamento API RP 53 constan de dos partes:

- Dureza
- Código componente del fabricante

Tabla N°1. Códigos de Identificación de acuerdo al tipo de caucho

TIPO DE CAUCHO	LODO	TEMPERATURA	DUREZA	Código ASTM	Color
Natural (Hydril)	base de	-35 - 107 °C	70 - 75	NR	Negro
Natural (Shaffer)	Agua	-35 - 107 °C	65 - 75		
Nitrile (Hydril)		-7 - 88 °C	70 - 75	NBR	Rojo
Nitrile (Shaffer)	base de	-7 - 88 °C	70-82		
Neoprene (Hydril)	Aceite	-35 - 77 °C	0-75	CR	Verde
Neoprene (Shaffer)		-35 - 77 °C	0-75		

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°2. Rangos de Temperatura

DEFINICION DE TEMPERATURA	°F	°C
STANDARD	0-250	-17-121
HIGH	250 – 350	121 -177
ARTIC	-75 - -20	-59- -29

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.1.6 Sellos

Generalmente hay 6 sellos ubicados entre:

- La cámara de apertura y la cabeza
- La cámara de apertura y la cámara de cierre
- La cámara de cierre y el pozo

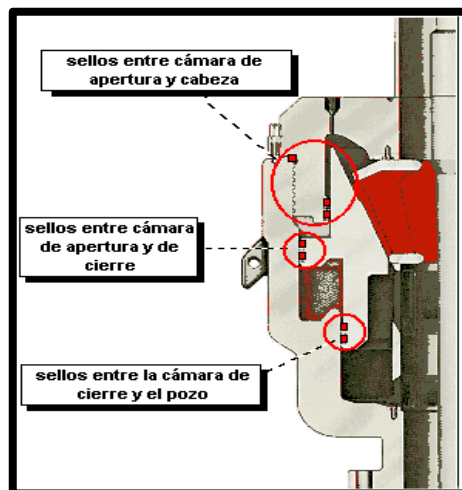


Figura 10. Sellos

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Son energizados directamente por la presión de cierre y pueden presentarse de dos tipos:

- Sellos "U" que se utilizan para BOPs de mediana y baja presión

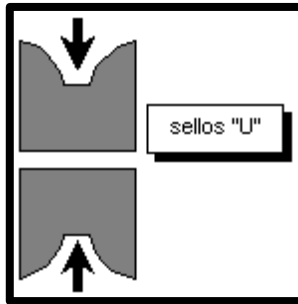


Figura 11. Sellos en U

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

- Sellos Doble "U" que se utilizan para BOPs de alta presión

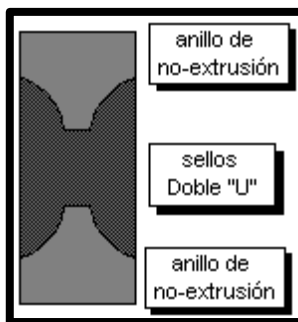


Figura 12. Sellos doble U

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.4.2 PRINCIPIOS OPERACIONALES

2.4.2.1 Cierre

Cuando el BOP empieza a cerrar, el fluido de trabajo entra en la cámara de cierre y empuja el pistón hacia arriba. En efecto la unidad de empaque aprieta más y más alrededor del centro del BOP, sellándolo.

2.4.2.2 Apertura

Durante la apertura, el fluido de trabajo ingresa en la cámara de apertura y empuja el pistón hacia abajo (la cámara de cierre debe estar descargada). La unidad de empaque vuelve a su posición original abriendo el BOP.

2.4.2.3 Presión de cierre

Los BOP anulares se caracterizan por:

- Presión de apertura/cierre
- Máxima Presión de Trabajo (WP)

Un apropiado valor de presión de apertura y cierre dentro de las cámaras le permite al pistón moverse y variar de acuerdo a la tipología del BOP. En la mayoría de los casos oscila entre 700 y 1500 psi (50 - 105 kg/cm²). (Zuñiga y Jaramillo, 2013)

La máxima presión de trabajo es la presión máxima del pozo que el BOP puede soportar y controlar en condiciones de trabajo. Respecto a la presión de cierre, las siguientes afirmaciones que se presentan a continuación son generalmente válidas:

- A mayor diámetro de la tubería, menor presión inicial de cierre.
- En caso de cierre de un pozo vacío, el BOP se cerrará con la presión máxima permitida (1500 psi).

2.4.2.4 Cierre de los BOP anulares

Estos pueden ser de dos tipos:

2.4.2.4.1 Presión del pozo asistida

Gracias a la estructura y la forma del pistón, la presión del pozo ejercida en las paredes del pistón provoca una fuerza que se suma a la presión de cierre.

Por lo tanto la presión de cierre debe ser reducida cuando el BOP se mantiene cerrado, para minimizar el desgaste del caucho (siguiendo las instrucciones del fabricante). Por esta razón la presión de cierre puede ser mantenida al mínimo valor generalmente estimado para esta situación particular del pozo.

2.4.2.4.2 Presión en el pozo no asistida

La presión del pozo no altera la presión de cierre del BOP que mantiene, así tampoco, su valor de referencia durante las operaciones de cierre preventivas.

2.5 SISTEMA DE PREVENTOR DE ARIETES

Los arietes de los BOPs pueden ser de tipo sencillo, doble o triple y tiene que contar sea con un mecanismo manual o un hidráulico para bloquear el sistema (reglamento API).



Figura 13. Preventor de Arietes

Tienen conexiones principales y laterales con bridas o empalmadas con abrazaderas y son todos, salvo pocas excepciones, para servicio H₂S.

Son particularmente adecuados para las operaciones de stripping, pero no pueden utilizarse solos.

Durante el stripping o a altas presiones, logran combinarse sea con BOPs anulares u otro ariete BOP.

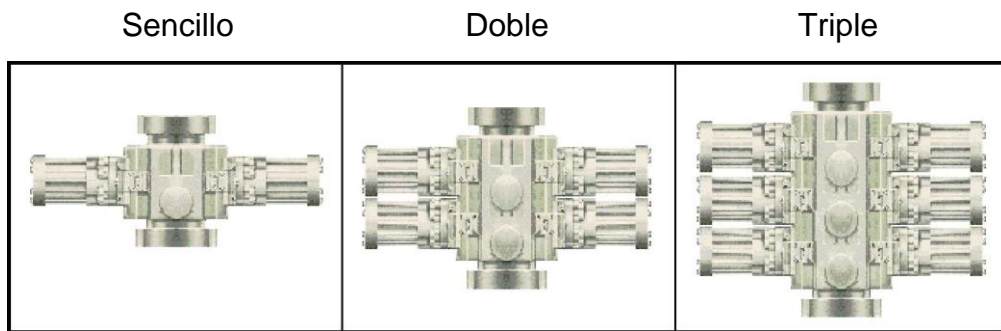


Figura 14. Tipos de Arietes

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

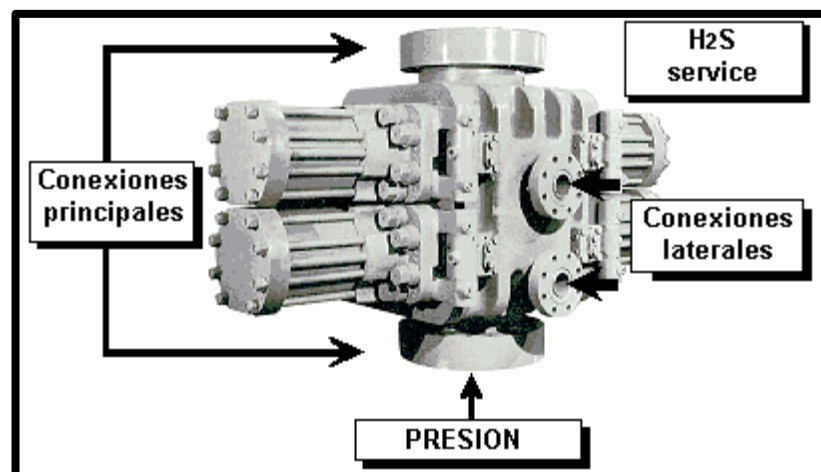


Figura 15. Conexiones Principales

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Los arietes son adecuados para cualquier diámetro de tubo. Algunos modelos más recientes con variables cuerpos de ariete permiten el sellado de diferentes diámetros de tubería.

Los arietes tienen que ser reemplazados siempre que el diámetro de la tubería cambie y antes de bajar el casing. Antes de bajar el casing un juego de arietes tendrá que ser reemplazado con uno del mismo diámetro.

Los arietes de los BOPs tienen que ser cerrados siempre alrededor de la tubería con una medida fija. Excepto los arietes ciegos, que permiten sellar sin tubería dentro del pozo.

El cierre de los arietes asegura hacia arriba sólo sellando hidráulicamente. Durante el montaje, asegurarse de que están siendo instalados en la dirección correcta para obtener el sellado correcto.

El cierre de los arietes del BOP asegura ambos lados hacia arriba y hacia abajo sellando mecánicamente. El sellado mecánico hacia arriba previene la expulsión del drill string en caso de valores de presión de pozo altos, o peso insuficiente de la tubería.

2.5.1 COMPONENTES Y OPERACIONES

2.5.1.1 Componentes

El BOP tiene un sistema de cierre/apertura compuesto por dos pistones horizontales hidráulicamente operados a través de sus respectivas cámaras de presurización. Activan los arietes para abrir y cerrar el pozo. Principales componentes del BOP:

2.5.1.1.1 Cuerpo

Fabricado de acero, está conectado al vástago a través de asientos verticales y horizontales, en algunos modelos cuenta con un soporte para acomodar el ariete mismo. Tiene una guía frontal para centrar tubos de diámetro pequeño en el pozo durante el cierre.

2.5.1.1.2 Packer superior

Caucho frontal del packer para el sellado total alrededor de la tubería.

2.5.1.1.3 Packer frontal

Caucho de sellado superior para el sellado total entre el ariete y el cuerpo del BOP.

En algunos modelos los dos packers (frontal y superior) se encuentran en un solo bloque.

Packers frontales de ariete se estimulan a sí mismos para asegurar una mayor duración del sellado bajo presión y durante operaciones de stripping. (Norton , 1992)

El estímulo se obtiene con dos platinas de acero conectadas al packer frontal.

Durante el cierre, éstas son empujadas hacia atrás empujando así hacia adelante el caucho de reserva (almacenado en la parte superior).

La extrusión del caucho que deriva de esto, compensa el desgaste del caucho y permite mantener el sellado.

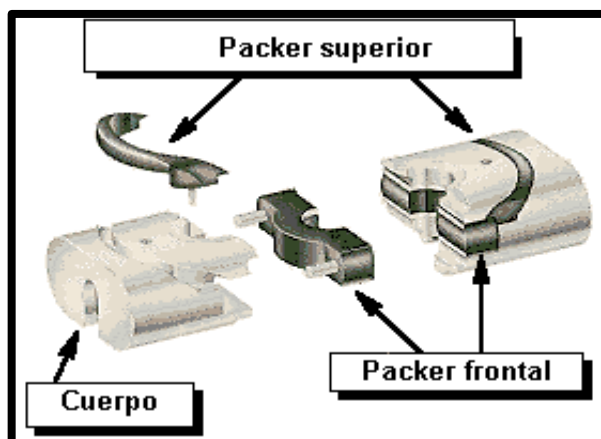


Figura 16. Packer Frontal

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

ADVERTENCIA: Para evitar una excesiva extrusión del caucho y por consiguiente un daño del sello, no cerrar nunca los arietes de tubería cuando no haya tubería en el interior del pozo. (Hydril, 1998-1999)

Durante el cierre, los arietes son asistidos por la presión del pozo, que estimula el sello superior.

2.5.1.1.4 Ariete de Tubería

Los arietes de tubería pueden cerrarse sólo cuando la tubería está en el pozo. Hay dos tipos de arietes de tubería:

2.5.1.1.5 Ariete de tuberías fijos

Permiten el cierre alrededor de tubería de un solo diámetro. Es decir son de diámetro específico, y no tienen que ser cerrados si la tubería dentro del pozo no coincide con el diámetro de los arietes ya que esto podría determinar extrusión de caucho, comprometiendo el sellado del BOP.

Por esto, hay que llevar a cabo siempre un test del ariete del BOP con tubería en el pozo.

2.5.1.1.6 Ariete de cuerpo variable

Pueden sellar alrededor de tubos cuyo diámetro entra en una serie dada de medidas, incluyendo el kelly, ya que su diámetro está incluido en la misma serie.

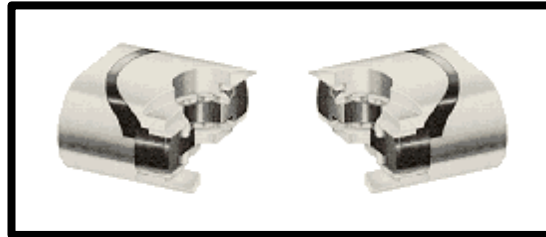


Figura 17. Rams de Cuerpo Variable

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Los arietes de cuerpo variable permiten reducir el número de BOPs en el stack, pero no son del todo apropiados para el hang-off u operaciones de stripping.

La variación de la serie depende del tipo de BOP instalado y del fabricante. Las más comunes son:

- da 2 3/8" a 3 1/2"
- da 3 1/2" a 5"
- da 5" a 7"

Los arietes de tubería pueden soportar el peso del drill string durante las operaciones de hang-off.

Según los tipos de ariete de tubería, los fabricantes determinan la máxima carga permitida para cada tipo.

Como regla, los arietes de cuerpo variable pueden soportar menos peso que los arietes fijos.

2.5.1.1.7 Ariete Ciegos

Pueden usarse sólo sin tubería en el pozo. Durante el cambio de broca pueden cerrarse para prevenir la caída de objetos dentro del pozo.

Los controles (de apertura y cierre) para operar arietes ciegos y cortadores son generalmente protegidos para evitar el no-asegurado para operaciones.

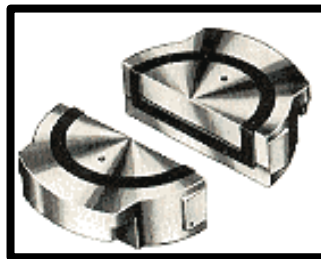


Figura 18. Blind Rams

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.5.1.1.8 Arietes Cortadores

Pueden sólo cortar los drill pipe y son principalmente adoptados en operaciones de offshore para permitir el abandono de emergencia.

Pueden utilizarse en tierra sobre todo en situaciones de seria emergencia, que no pueden superarse adoptando procedimientos estándar.

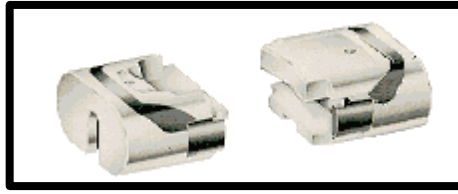


Figura 19. Shear Rams

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Como los arietes ciegos también los arietes cortadores pueden ser usados durante operaciones normales. Hay dos tipos de arietes cortadores:

- De hoja sencilla
- De hoja doble

2.5.1.2 Sellado secundario

El sellado secundario se realiza con un sello insertado alrededor del vástago de los arietes. Se previene el liqueo estimulando los sellos con la grasa suministrada a través del orificio en el cuerpo del BOP.

El sellado secundario ha sido diseñado para trabajar en condiciones estáticas, una vez actuado los arietes no podrán ser abiertos ni cerrados, para evitar daños en el eje de arietes.

Por lo tanto, el sellado secundario no puede ser estimulado durante el test de presión del BOP, sólo en caso de emergencia, cuando el sellado primario esté liqueando.

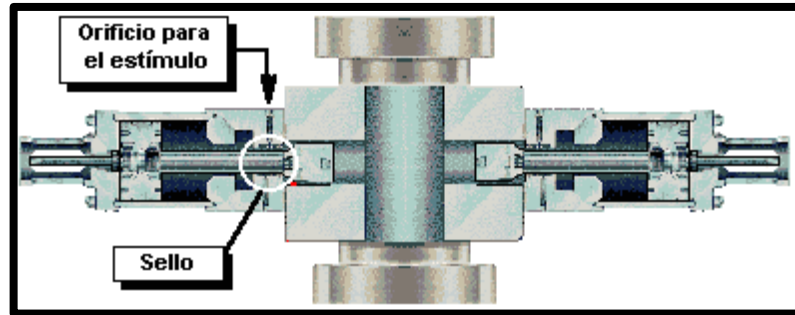


Figura 20. Sellado Secundario

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.5.1.3 Estímulo del sellado secundario

Si se detecta un liqueo del sellado primario, se pueden adoptar dos procedimientos en el momento de la detección:

- Durante los test de presión del BOP: reemplazar la unidad de empaque defectuosa.
- Durante el control del blowout: estimular el sellado secundario.

El liqueo puede observarse a través de la rendija suministrada:

- Si el lodo está liqueando por el orificio: está liqueando el sellado primario.
- Si el aceite (durante la apertura) está liqueando por el orificio: el sellado entre la cámara de apertura y el vástago (O ring) es defectuoso.

La rendija ha sido diseñada además para evitar la presurización de la cámara de apertura debida a la presión del pozo en caso de que liquee el sellado primario, que podría incluir el riesgo de apertura del BOP.

Por esta razón se recomienda mucho chequear periódicamente las obstrucciones de la rendija (reglamento API RP 53).

Para estimular el sellado secundario obsérvense las siguientes instrucciones:

- Quitar el tapón roscante (superior o lateral)
- Apretar el tornillo hexagonal para inyectar la grasa sellante alrededor del sellado secundario hasta que el liqueo pare.

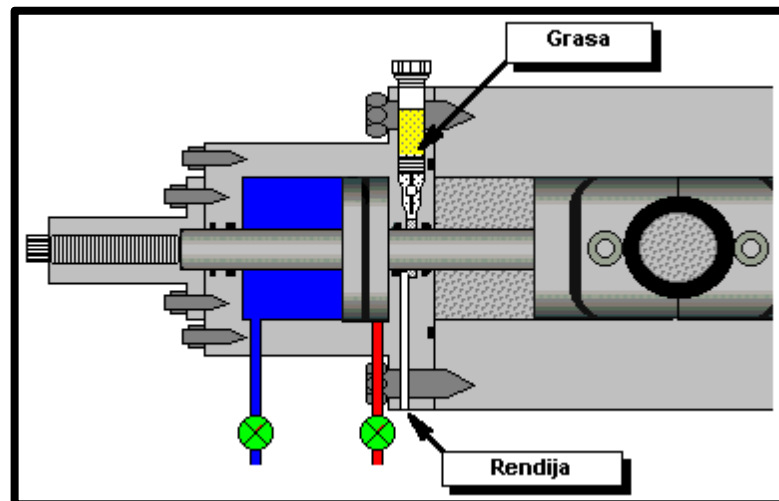


Figura 21. Estímulo del Sellado Secundario

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Después de estimular el sellado y una vez superada la emergencia, se debe volver a colocar los sellados primarios y la grasa sellante.

2.5.1.4 Componentes de selladores elastómeros

Los elementos de empaque o sellado de los preventores anulares y de arietes vienen en muchos tamaños y con muchas clasificaciones de presión.

Están contruidos en goma de alta resistencia o materiales similares, moldeados alrededor de una serie de dedos de acero. Los dedos de acero añaden fuerza y control al estiramiento del material del empaque. El elemento del empaque puede estar hecho de una gran variedad de diferentes componentes para una variedad de usos. Los compuestos más comunes que se utilizan para elementos de empaque son las gomas naturales, el nitrilo y el neopreno. (Juárez, 2006)

NOMBRE COMÚN	NOMBRE QUÍMICO	CÓDIGO ASTM D-1418
ACRÍLICO	Poliacrílico	ACM
BUTILO	Isobutileno-Isopreno	IIR
BUTILO	Epiclorhidrina	CO
BUTILO	Epiclorhidrina - Óxido de Etileno	ECO
DIENO	Polibutadieno	BR
EPR	Etileno-propileno Copolímero	EPM
EPT	Etileno-propileno Terpolímero	EPCM
HYPALON	Polietileno Clorosulfonado	CSM
ISOPRENO:		
NAT./SIN.	Polisopreno	IR
KEL-F	Elastómero Cloruro Fluoruro	CFM
NATURAL	Poisopreno	NR
NEOPRENO	Policloropreno	CR
NITRILO	Butadieno-acrilonitrilo	NBR
SILICÓN	Polisoxanos	Si
SBR (GR-S)	Estireno-butadieno	SBR
TIOCOL	Polisiloxanos	
URETANO	Diisocianatos	
VISTANEX	Polisobutileno	IM
VITON	Fluocarburo	FKM

Figura 22. Elementos elastómeros

Fuente. (Adams, 1980)

2.5.1.5 Carrete de perforación

Si se circulan fluidos abrasivos, generalmente no es deseable circular por las aberturas de circulación de los preventores de ariete, arriesgando daños al cuerpo de los preventores. El carrete de perforación o circulación provee salidas y es de menor costo su reemplazo. (Adams, 1980)

Esto agregará una altura adicional a la columna e incrementará la cantidad de puntos de conexión por los cuales se podría desarrollar una fuga. Sin embargo, el carrete de perforación / espaciador provee más flexibilidad para las opciones de conectar las líneas del estrangulador o control (ahogo).

También permite que haya más espacio entre los arietes para facilitar las operaciones de stripping (maniobras bajo presión) y a menudo éste es el motivo por el cual se incorporan.



Figura 23. Carrete de perforación

2.5.1.6 Corte de tubería

Se corta la tubería y la parte inferior se dobla debajo de los arietes sellando totalmente el BOP. El corte mantiene los dos bordes separados para permitir restaurar la circulación a través de la tubería.

Los arietes cortadores pueden tener diferentes grados de dureza según la presencia o ausencia de H₂S:

- Alto grado de dureza de las hojas:

Alta capacidad de corte y baja resistencia al H₂S.

- Bajo grado de dureza de las hojas:

Baja capacidad de corte y alta resistencia al H₂S.

La operación de corte requiere un incremento de la presión de cierre, de 1500 psi a 3000 psi.

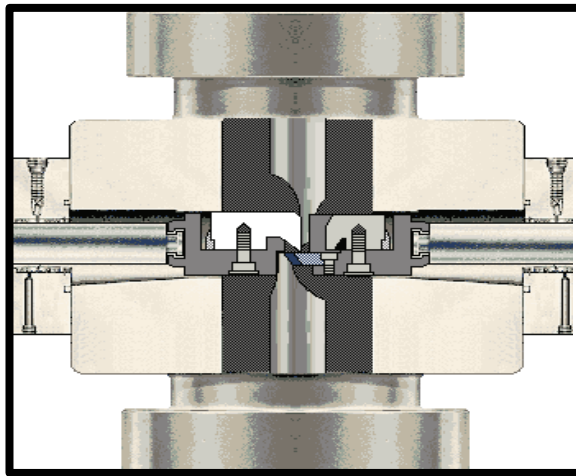


Figura 24. Corte de Tubería

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.5.1.7 Reemplazo de Arietes

Permitiendo sólo el cierre alrededor de un diámetro fijo, los arietes tienen que ser cambiados a menudo para adaptar el BOP a cualquier tipo de trabajo en

el pozo. El procedimiento de reemplazo depende del tipo de BOP que se esté usando:

- Tipo cubierta.
- Tipo cubierta de apertura/cierre hidráulico.

2.5.1.7.1 Procedimiento del modelo cubierta

1. Abrir los arietes hidráulicamente.
2. Liberar la presión hidráulica
3. Quitar los pernos de la cubierta
4. Abrir la cubierta
5. Conectar en el ariete el ojo levantador suministrado
6. Quitar el ariete
7. Llevar a cabo un chequeo visual
8. Lubricar el ariete, su asiento y los pernos de la cubierta.

Limpiar y lubricar los pernos de la superficie de cierre:

9. Instalar el nuevo ariete
10. Cerrar la cubierta
11. Apretar los pernos de la cubierta
12. Seguir el mismo procedimiento para el otro ram

2.5.1.7.2 Sistema de cierre/apertura

Compuesto por:

- Circuito hidráulico de cierre/apertura
- Mecanismo ariete de cierre/apertura (cilindro, pistón, vástago, arietes).

Para evitar errores durante la instalación, las conexiones de apertura y cierre están marcadas claramente.

2.5.1.7.3 Sistema asegurador de Arietes

Se usa después de cerrar el BOP para evitar un imprevisto cierre del ariete. El sistema asegurador puede ser:

- Manual
- Automático
- Hidráulico

2.5.1.7.4 Unidades de empaque (arietes)

Todos los arietes de los BOPs cuentan en el presente con sellado secundario, que hay que usar sólo en caso de que el sellado primario no fuera completo.

2.5.1.8 Operaciones

2.5.1.8.1 Cierre/apertura hidráulico

El sistema de cierre/apertura está compuesto por dos pistones horizontales y se opera hidráulicamente a través de dos cámaras para activar los arietes para abrir y cerrar el pozo.

2.5.1.8.2 Asegurando los Arietes

En caso de control de un blow-out, si los BOP de arietes han sido cerrados, el cierre del ariete siempre tiene que ser bloqueado.

Asegurando manualmente: el sistema de seguro manual igualmente puede ser usado para cerrar el BOP en caso de emergencia (falla del circuito hidráulico).

2.5.1.9 Presión de trabajo de cierre/apertura

- La presión de trabajo de cierre y apertura es de 1500 psi, pero puede llegar a ser de 3000 psi en caso que se presente una emergencia.
- El tiempo de cierre para cada tipo de BOP, sin importar el valor de la presión de trabajo, tiene que ser menor de 30 segundos (reglamento API RP 53).
- Una de las características más importantes del ariete del BOP es la "relación de cierre" que es la relación de la presión máxima del BOP permitida para el valor de la presión mínima de cierre. De la misma manera la "relación de apertura" puede ser definida como la relación del área del pistón en la cámara de apertura para el área de la sección del vástago. (American Petroleum Institute, 1997)

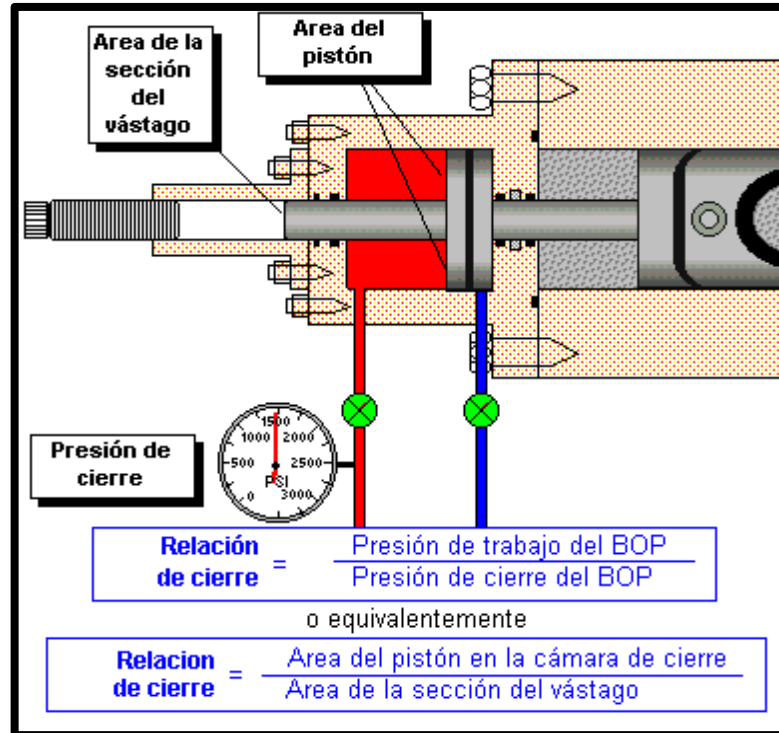


Figura 25. Presión de trabajo cierre/apertura

Fuente. Hydril Catalog

Ejemplo: Una relación de cierre 7:1 indica que la presión mínima requerida para cerrar los arietes es 7 veces menor que la máxima presión de trabajo. En este caso, una presión de 1500 psi es suficiente para cerrar a la máxima presión de trabajo para la cual el BOP ha sido diseñado (1500 x 7 = 10.500 psi).

2.6 PRINCIPALES VENTAJAS DEL BOP RAM COMPARADO CON EL BOP ANULAR

- Mejor resistencia para valores de alta presión.
- Requiere menor volumen de fluido de control, lo que implica menor tiempo de cierre.
- Pueden soportar el peso del drill string (durante el hang-off).

- Permiten el stripping en caso de valores de presión muy altos (de ariete a ariete).
- Una vez cerrados previenen la expulsión del drill string.

2.7 CONFIGURACIONES DEL BOP STACK

La selección de la configuración del BOP stack precisa lo siguiente:

- Definición del rating de la presión de trabajo.
- Ubicación de los varios tipos de BOP.
- Selección del tipo de conexión.

Depende también de la etapa operacional y de consideraciones acerca de los procedimientos operacionales, factores de seguridad y lo crítico del blowout.

El rating de la presión de trabajo tiene que ser adecuada para controlar la presión máxima esperada durante la perforación, asumiendo que la formación del fluido sea gas. (GIAS Group, 2013)

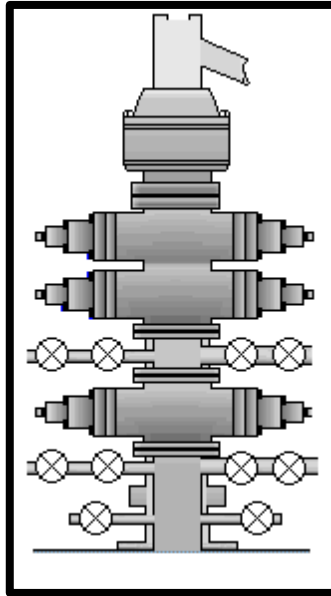


Figura 26. Configuración del BOP Stack

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

La ubicación de las partes depende de:

- Selección del BOP que hay que instalar.
- Definición de la ubicación de los diferentes tipos de ariete.
- Ubicación de las drilling spools (si hay alguna).

Pueden instalarse las conexiones de las kill y choke lines:

1. Directamente en las salidas laterales del ariete-BOP
2. Por medio de un drilling spool.

La solución 1 permite reducir el número de conexiones y la altura del stack, pero causa gran erosión dentro del BOP durante el control de blowout.

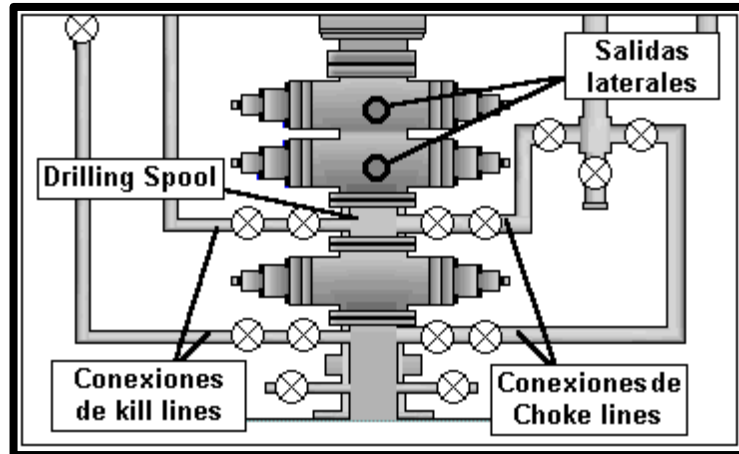


Figura 27. Solución 1 para la configuración del Stack

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

La solución 2 concentra la erosión dentro del drilling spool, pero requiere más conexiones y un stack más grande. Además, el uso de drilling spools aumenta la distancia entre los arietes del BOP facilitando las operaciones de stripping.



Figura 28. Solución 2 para la configuración del Stack


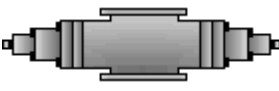
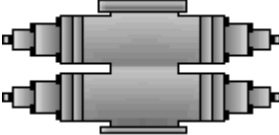
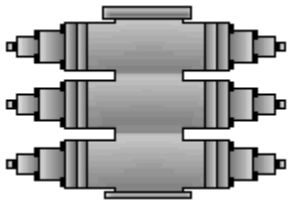

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

En resumen, la configuración del BOP stack depende de:

- El rating de presión de trabajo del BOP.
- El diámetro interno del BOP.
- Tipo de BOP instalado y existencia de drilling spools.

Puede representarse con un código definido de componentes. El reglamento API RP 53 hace una lista de los componentes leídos antes y los identifica con los siguientes códigos:

Tabla N°3. Códigos de Identificación del BOP Stack

A =		BOP anular
R =		Single-ram BOP
Rd =		Double-ram BOP
Rt =		Triple-ram BOP
S		Drilling spool
M	Rating de presión de trabajo en miles psi	

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2.7.1 EJEMPLO DE CODIFICACIÓN DEL BOP STACK:

Una configuración de BOP stack con:

- Un rating de presión de trabajo de 5.000 psi
- Un diámetro = 13 5/8"

Compuesto de:

- Un drilling spool
- Dos single-ram BOP
- Un BOP anular

Se representa así:

- 5M 13 5/8" - SRRA

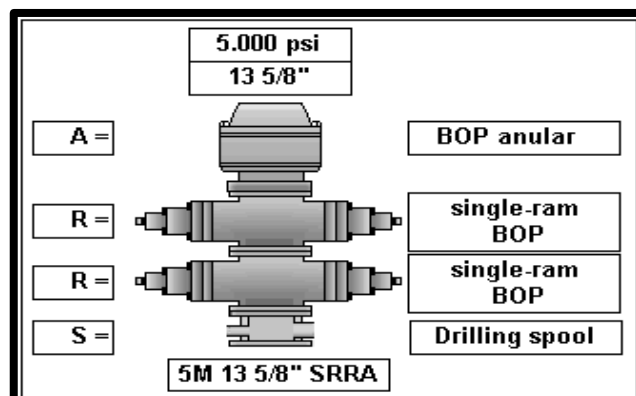


Figura 29. Ejemplo de codificación del BOP Stack

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Con referencia a los ratings de presión de trabajo, el reglamento API RP 53 clasifica los BOP stacks en:

2M 3M 5M 10M 15M.

2.8 NORMATIVAS TECNICAS PERTINENTES

A continuación se presenta la respectiva normativa pertinente en la cual se sustenta el manual de inspección y mantenimiento, ya que estas normas son estandarizadas a nivel internacional y el buen uso de las mismas hace que exista un excelente procedimiento al realizar trabajos de inspección y mantenimiento en un taladro de perforación, de este modo se garantiza a los operadores del equipo Preventor de Reventones (BOP) buenas prácticas técnicas y un alto rendimiento del equipo, para evitar paras en la producción mientras los equipos estén operando.

2.8.1 API RP 53 REQUERIMIENTOS PARA INSPECCIONES, MANTENIMIENTO, Y REMANUFACTURACIÓN PARA EL SISTEMA DE PREVENTOR DE REVENTONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

2.8.1.1 Alcance

Esta Norma hace relevancia a las prácticas recomendadas para equipos en superficie, una delimitación fue hecha entre las instalaciones de equipos submarinos y de superficie, por lo que estas prácticas recomendadas también tendrían utilidad en el tratamiento de las operaciones de perforación submarina. (American Petroleum Institute, 1997)

2.8.1.2 API RP 53: 6.2

Estado, Tipo, Capacidad y Rango de BOP'S:

La presión de trabajo de las preventoras debe ser igual o mayor a la esperada como máxima presión de superficie.

2.8.1.3 API RP 53: 17.10.3 y 17.13.2

Inspecciones, Mantenimiento y Certificado API:

Cada 3-5 años de servicio, el BOP y demás componentes de control deberá ser desmontado e inspeccionado de acuerdo con las directrices del fabricante.

Los componentes como elastómeros, deben ser cambiados al presentar desgastes y corrosión.

Equipo de registros como la documentación de la API de fabricación, certificación de la NACE, y las pruebas de aceptación en fábrica informes, deben ser retenidos. Cuando sea necesario, copias de los fabricantes de equipos, libros y de certificación de terceros, deben estar disponibles para su revisión.

2.8.1.4 API RP 53: 6.4

Ariete de tamaño apropiado para la operación y en stock suficiente:

A continuación una mínima recomendada de partes de repuesto BOP (Para el servicio previsto) deben ser cuidadosamente almacenados, mantenidos y de fácil acceso:

- a. Un conjunto completo de protecciones de goma para cada tamaño y tipo de RAM y BOP que se utiliza.
- b. Un juego completo de sellos del capó o una puerta para cada tamaño y tipo de RAM y BOP que se utiliza.

- c. Embalaje de plástico para los sellos de BOP secundaria.
- d. Anillo de juntas para adaptarse a las conexiones finales.
- e. Un repuesto para el Preventor anular, elemento de embalaje y un conjunto completo de los precintos.
- f. Un juego de choques, similares al usado en el manifold de choque.
- g. Una válvula similar a las usadas en el manifold de choque.

2.8.1.5 API RP 53: 17.3 a 7;

Prueba de funcionamiento y de presión de BOP (registro con fecha y resultados):

El equipo de control debe hacer una prueba de presión con agua. El aire debe ser eliminado del sistema antes de la prueba, antes de aplicar presión. El sistema de control y las cámaras hidráulicas deben ser limpiadas de la corrosión y lubricados.

Instrumentación

Cartas de registros de manómetros utilizados y todos los resultados de las pruebas deben ser grabadas. Las mediciones de la presión deben ser hechas en no menos del 25 por ciento ni más del 75 por ciento de la presión total del indicador.

Se debe efectuar prueba de presión al equipo de control por lo menos en las siguientes ocasiones:

- Después de la desconexión o reparación de cualquier contención de la presión.

- Cambio de sello en el BOP, línea de matar o reparación del conjunto del equipo de control de pozo.

- No debe exceder de 21 días.

Documentación de las pruebas

Los resultados de todos los equipos a presión de BOP y las pruebas de función deberán ser documentados e incluyen, como mínimo, los indicadores de presión y carta de registros y todos los resultados de las pruebas. Las mediciones de la presión deben ser hechas en no menos del 25 por ciento ni más del 75 por ciento de la presión total.

2.8.1.6 API RP 54: 9.14.4 a 7 y 9.14.10

Iluminación suficiente y prueba de explosión:

Cuando la iluminación adecuada no puede ser puesta a disposición por otros medios, luces portátiles deben ser proporcionadas.

Siempre que sea posible, los focos en uso se deben colocar en posiciones a fin de no perjudicar la visión de las personas en el área de trabajo. Las operaciones no deben realizarse con faros de los vehículos como sustituto para la iluminación de plataforma.

2.8.2 API SPEC Q1 ESPECIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS DE MANUFACTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD EN ORGANIZACIONES PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.

2.8.2.1 Alcance

Un equipo API de licencia se emite solo después de presentar un manual de calidad, ser aprobado y mediante una auditoria se haya confirmado que

cumple a los requisitos de la norma API SPEC Q1, esta norma es consistente con la norma ISO 9000. (American Petroleum Institute, 2004)

También esta norma establece los requisitos del sistema de gestión de calidad mínima para las organizaciones que fabrican productos o proveen los procesos relacionados con la fabricación bajo una especificación del producto para el uso en la industria del petróleo y gas natural.

2.8.2.2 Sistema de Gestión de Calidad

La organización debe establecer, documentar, implementar y mantener en todo momento un sistema de gestión de calidad para todos los productos y el servicio prestados para su uso en la industria del petróleo y gas natural.

La organización debe medir la eficacia y mejorar el sistema de gestión de calidad de acuerdo con los requisitos de esta especificación.

2.8.2.3 Determinación de los Requisitos

La organización debe determinar:

- Requisitos especificados por el cliente.
- Requisitos legales y otros aplicables.
- Los requisitos no establecidos por el cliente pero que se consideren necesarios por la organización para la prestación del producto.

2.8.3 API SPEC 16A ESPECIFICACIÓN DETALLADA DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.

2.8.3.1 Alcance

Esta norma especifica los requisitos para el rendimiento, diseño, materiales, pruebas e inspección, soldadura, marcado, la manipulación, el almacenamiento y el transporte de los equipos para la obtención de detalles utilizados en la extracción de petróleo y gas. También define las condiciones de servicio en términos de fluidos a presión, temperatura y de pozos para el que se diseñó el equipo. (American Petroleum Institute, 2004)

Esta norma es aplicable y establece los requisitos para los siguientes equipos:

- Preventores de reventones
- Bloques Ram, empacadores y tope de sellos
- Preventores de reventones del anular
- Unidades packers del anulares
- Conectores hidráulicos
- Carretes de perforación
- Adaptadores
- Conexiones sueltas
- Abrazaderas

2.8.4 API SPEC 16C ESPECIFICACIONES PARA SISTEMAS DE ESTRANGULAMIENTO Y MATADO DE POZOS DE PERFORACIÓN.

2.8.4.1 Alcance

Esta norma especifica los requisitos para el desarrollo de los equipos de perforación de pozos de petróleo y gas en tierra. Otras partes del sistema de estrangulamiento y matado de pozos que no se abordan específicamente en este documento deben estar de acuerdo con las secciones aplicables de especificación. (American Petroleum Institute, 1993)

El técnico debe proporcionar los requisitos mínimos de rendimiento, diseño, soldadura, pruebas, inspección, mantenimiento y almacenamiento de estos equipos y herramientas.

Esta norma es aplicable y establece los requisitos para los siguientes equipos:

- Líneas de control de válvula accionadas.
- Líneas de estrangulamiento y matado de pozos.
- Líneas de control de estrangulamiento de perforación, exclusivo líneas de control del BOP y las líneas de control de las válvulas de seguridad de fondo.
- Controles de estrangulamiento de perforación.
- Estranguladores de perforación.
- Líneas de estrangulamiento y matado flexibles.
- Conexiones de la Unión.

- Líneas de estrangulamiento y matar rígidlos.
- Uniones giratorias.

2.8.5 API SPEC 16D ESPECIFICACIÓN PARA SISTEMAS DE CONTROL DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE POZOS DE PERFORACIÓN.

2.8.5.1 Alcance

Estas especificaciones establecen los estándares de diseño de sistemas, subsistemas y componentes utilizados para el control de BOP y válvulas asociadas que controlan la presión del pozo durante las operaciones de perforación. Aunque los desviadores no se consideran dispositivos de control, así, sus controles se incorporan a menudo como parte del sistema de control de BOP. Los sistemas de control para la perforación del pozo, suelen utilizar la energía almacenada en forma de líquido hidráulico (fluido de potencia) para operar (abrir y cerrar) los componentes del BOP Stack. (American Petroleum Institute, 1993)

Cada operación del componente de control del BOP se conoce como una función de control.

2.8.5.2 Sistemas de control para montaje en superficie del Bop Stack

Estos sistemas son sistemas hidráulicos cerrados normalmente simples de control que consta de un depósito para el almacenamiento de fluido hidráulico, equipo de bomba para presurizar el fluido hidráulico, los bancos de acumuladores para almacenar fluido de potencia, en varios ejemplares, válvulas de control y tuberías de transmisión de fluido de control al Bop Stack.

2.8.6 OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN PROCESOS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS SEGÚN LA LEY DE HIDROCARBUROS DECRETO 2967

Artículo 31 literal A, E, F, Q. PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

a. Adicionalmente el contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años del período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento de personal técnico nacional. El diez por ciento de personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional.

e. Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad en las actividades industriales y en la explotación de los yacimientos observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

f. Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

q. Proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte, en los campamentos de trabajo, a los inspectores y demás funcionarios del Estado.
(Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2009)

2.8.7 DECRETO EJECUTIVO 2393, REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD DE LOS TRABAJADORES Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE DE TRABAJO.

2.8.7.1 Art. 91. UTILIZACIÓN.

1. Las máquinas se utilizarán únicamente en las funciones para las que han sido diseñadas.
2. Todo operario que utilice una máquina deberá haber sido instruido y entrenado adecuadamente en su manejo y en los riesgos inherentes a la misma. Asimismo, recibirá instrucciones concretas sobre las prendas y elementos de protección personal que esté obligado a utilizar.
3. No se utilizará una máquina si no está en perfecto estado de funcionamiento, con sus protectores y dispositivos de seguridad en posición y funcionamiento correctos.
4. Para las operaciones de alimentación, extracción y cambio de útiles, que por el peso, tamaño, forma o contenido de las piezas entrañen riesgos, se dispondrán los mecanismos y accesorios necesarios para evitarlos.

2.8.7.2 Art. 92. MANTENIMIENTO.

1. El mantenimiento de máquinas deberá ser de tipo preventivo y programado.
2. Las máquinas, sus resguardos y dispositivos de seguridad serán revisados, engrasados y sometidos a todas las operaciones de mantenimiento establecidas por el fabricante, o que aconseje el buen funcionamiento de las mismas.

3. Las operaciones de engrase y limpieza se realizarán siempre con las máquinas paradas, preferiblemente con un sistema de bloqueo, siempre desconectadas de la fuerza motriz y con un cartel bien visible indicando la situación de la máquina y prohibiendo la puesta en marcha.

En aquellos casos en que técnicamente las operaciones descritas no pudieren efectuarse con la maquinaria parada, serán realizadas con personal especializado y bajo dirección técnica competente.

4. La eliminación de los residuos de las máquinas se efectuará con la frecuencia necesaria para asegurar un perfecto orden y limpieza del puesto de trabajo.

2.8.7.3 Art. 93. REPARACIÓN Y PUESTA A PUNTO

Se adoptarán las medidas necesarias conducentes a detectar de modo inmediato los defectos de las máquinas, resguardos y dispositivos de seguridad, así como las propias para subsanarlos, y en cualquier caso se adoptarán las medidas preventivas indicadas en el artículo anterior.

2.8.7.4 Art. 100. CARGA MÁXIMA.

1. La carga máxima en kilogramos de cada aparato de izar se marcará en el mismo en forma destacada, fácilmente legible e indeleble.
2. Se prohíbe cargar estos aparatos con pesos superiores a la carga máxima, excepto en las pruebas de resistencia. Estas pruebas se harán siempre con las máximas garantías de seguridad y bajo dirección del técnico competente.

2.8.7.5 Art. 101. MANIPULACIÓN DE LAS CARGAS.

1. La elevación y descenso de las cargas se harán lentamente, evitando toda arrancada o parada brusca y efectuándose siempre que sea posible, en sentido vertical para evitar el balanceo.
2. (Reformado por el Art. 48 del D.E. 4217, R.O. 997, 10-VIII-88) Cuando sea necesario arrastrar las cargas en sentido oblicuo se tomarán las máximas garantías de seguridad.
3. Los operadores de los aparatos de izar evitarán siempre transportar las cargas por encima de lugares donde estén los trabajadores o donde la eventual caída de la carga puedan provocar accidentes que afecten a los trabajadores. Las personas encargadas del manejo de los aparatos elevadores y de efectuar la dirección y señalamiento de las maniobras u operaciones serán convenientemente instruidas y deberán conocer el cuadro de señales para el mando de artefactos de elevación y transporte de pesos recomendados para operaciones ordinarias en fábricas y talleres.
4. Cuando sea necesario mover cargas peligrosas como metal fundido u objetos sostenidos por electroimanes, sobre puestos de trabajo, se avisará con antelación suficiente para permitir que los trabajadores se sitúen en lugares seguros, sin que pueda efectuarse la operación hasta tener la evidencia de que el personal quede a cubierto del riesgo.
5. No se dejarán los aparatos de izar con cargas suspendidas.
6. Cuando los aparatos funcionen sin carga, el maquinista elevará el gancho lo suficiente para que pase libremente sobre personas y objetos.
7. Se prohíbe viajar sobre cargas, ganchos o eslingas vacías.

8. Cuando no queden dentro del campo visual del maquinista todas las zonas por las que debe pasar la carga, se empleará uno o varios trabajadores para dirigir la maniobra.
9. Se prohíbe la permanencia y paso innecesario de cualquier trabajador en la vertical de las cargas.
10. Se prohíbe el descenso de la carga en forma de caída libre, siendo éste controlado por motor, freno o ambos.
11. Los operadores de los aparatos de izar y los trabajadores que con estos aparatos se relacionan, utilizarán los medios de protección personal adecuados a los riesgos a los que estén expuestos. Explícitamente se prohíbe enrollarse la cuerda guía al cuerpo.
12. Se prohíbe pasar por encima de cables y cuerdas en servicio, durante las operaciones de manipulación y transporte.

2.8.7.6 Art. 175. DISPOSICIONES GENERALES PROTECCION PERSONAL

1. La utilización de los medios de protección personal tendrá carácter obligatorio en los siguientes casos:
 1. Cuando no sea viable o posible el empleo de medios de protección colectiva.
 2. Simultáneamente con éstos cuando no garanticen una total protección frente a los riesgos profesionales.
2. La protección personal no exime en ningún caso de la obligación de emplear medios preventivos de carácter colectivo.

3. Sin perjuicio de su eficacia los medios de protección personal permitirán, en lo posible, la realización del trabajo sin molestias innecesarias para quien lo ejecute y sin disminución de su rendimiento, no entrañando en sí mismos otros riesgos.

4. El empleador estará obligado a:

1. Suministrar a sus trabajadores los medios de uso obligatorios para protegerles de los riesgos profesionales inherentes al trabajo que desempeñan.

2. Proporcionar a sus trabajadores los accesorios necesarios para la correcta conservación de los medios de protección personal, o disponer de un servicio encargado de la mencionada conservación.

3. Renovar oportunamente los medios de protección personal, o sus componentes, de acuerdo con sus respectivas características y necesidades.

4. Instruir a sus trabajadores sobre el correcto uso y conservación de los medios de protección personal, sometiéndose al entrenamiento preciso y dándole a conocer sus aplicaciones y limitaciones.

5. Determinar los lugares y puestos de trabajo en los que sea obligatorio el uso de algún medio de protección personal.

5. El trabajador está obligado a:

1. Utilizar en su trabajo los medios de protección personal, conforme a las instrucciones dictadas por la empresa.

2. Hacer uso correcto de los mismos, no introduciendo en ellos ningún tipo de reforma o modificación.
3. Atender a una perfecta conservación de sus medios de protección personal, prohibiéndose su empleo fuera de las horas de trabajo.
4. Comunicar a su inmediato superior o al Comité de Seguridad o al Departamento de Seguridad e Higiene, si lo hubiere, las deficiencias que observe en el estado o funcionamiento de los medios de protección, la carencia de los mismos o las sugerencias para su mejoramiento funcional.
6. En el caso de riesgos concurrentes a prevenir con un mismo medio de protección personal, éste cubrirá los requisitos de defensa adecuados frente a los mismos.
7. Los medios de protección personal a utilizar deberán seleccionarse de entre los normalizados u homologados por el INEN y en su defecto se exigirá que cumplan todos los requisitos del presente título. (Decreto ejecutivo 2393, 1998)

2.8.8 CÓDIGO DEL TRABAJO

CONGRESO NACIONAL

EL PLENARIO DE LAS COMISIONES LEGISLATIVAS

Capítulo V

2.8.8.1 De la prevención de los riesgos, de las medidas de seguridad e higiene, de los puestos de auxilio, y de la disminución de la capacidad para el trabajo

Art. 410.- Obligaciones respecto de la prevención de riesgos.- Los empleadores están obligados a asegurar a sus trabajadores condiciones de trabajo que no presenten peligro para su salud o su vida.

Los trabajadores están obligados a acatar las medidas de prevención, seguridad e higiene determinadas en los reglamentos y facilitadas por el empleador. Su omisión constituye justa causa para la terminación del contrato de trabajo.

Art. 411.- Planos para construcciones.- Sin perjuicio de lo que a este respecto prescriban las ordenanzas municipales, los planos para la construcción o habilitación de fábricas serán aprobados por el Director General o por el correspondiente Subdirector del Trabajo, quien nombrará una comisión especial para su estudio, de la cual formará parte el médico del Departamento de Seguridad e Higiene del Trabajo.

Art. 412.- Preceptos para la prevención de riesgos.- El Departamento de Seguridad e Higiene del Trabajo y los inspectores del trabajo exigirán a los propietarios de talleres o fábricas y de los demás medios de trabajo, el cumplimiento de las órdenes de las autoridades, y especialmente de algunos preceptos.

Art. 416.- Prohibición de limpieza de máquinas en marcha.- Prohíbese la limpieza de máquinas en marcha. Al tratarse de otros mecanismos que ofrezcan peligro se adoptarán, en cada caso, los procedimientos o medios de protección que fueren necesarios.

Art. 424.- Vestidos adecuados para trabajos peligrosos.- Los trabajadores que realicen labores peligrosas y en general todos aquellos que manejen maquinarias, usarán vestidos adecuados.

Art. 425.- Orden de paralización de máquinas.- Antes de usar una máquina el que la dirige se asegurará de que su funcionamiento no ofrece peligro alguno, y en caso de existir dará aviso inmediato al empleador, a fin de que ordene se efectúen las obras o reparaciones necesarias hasta que la máquina quede en perfecto estado de funcionamiento. (Ministerio de Relaciones Laborales, 2005)

2.8.9 CREACIÓN DE LA ENTIDAD QUE REGULA Y CONTROLA EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

Artículo 11. Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la Industria Hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

2.8.9.1 Estatuto orgánico de gestión organizacional de la ARCH.

Artículo 5. Transversalizar la gestión de riesgos de las operaciones y de las actividades hidrocarburíferas mediante la prevención en el control y

fiscalización, de tal manera que en la ocurrencia de eventos adversos se disminuya el impacto social y minimice las pérdidas en la infraestructura.

2.8.9.2 Atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia Hidrocarburífera;
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria Hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;

- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia:
- j. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades Hidrocarburíferas; y,
- k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto. (ARCH, 2013)

METODOLOGÍA

3 METODOLOGÍA

3.1 INSPECCION, TESTEO Y MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR ANULAR

Una inspección visual periódica y el testeo presurizado del circuito hidráulico son muy necesarios para asegurar el buen funcionamiento del BOP.

3.1.1 INSPECCIÓN VISUAL

1. Chequear las conexiones superiores e inferiores para detectar desgastes, corrosión o daños, especialmente en el anillo de las juntas del asiento y en los orificios roscados para los pernos.
2. Chequear el cuerpo para detectar daños y/o desgaste.
3. Inspeccionar el cuerpo vertical del preventor para detectar cualquier daño debido al paso de tool joint o drilling tools.
4. Chequear cualquier daño en el interior del canasto y limpiar las ventanas del canasto de cualquier depósito que pueda estorbar el movimiento del pistón.
5. Inspeccionar la unidad de empaque para chequear sus condiciones (desgaste, fracturas, dureza, etcétera)
6. Chequear daños y desgaste del pistón, especialmente cualquier corte vertical o corrosiones en las superficies interna y externa y en la superficie donde va metida la bowl-shaped.
7. Chequear el desgaste en el interior de la cabeza.

3.1.2 TESTEO PRESURIZADO DEL CIRCUITO HIDRÁULICO

El test ayuda a comprobar que los empaques del BOP sellen. Después de haber conectado la línea de cierre del BOP e instalado la herramienta para el test preventivo en el asiento, proceda a los siguientes pasos.

3.1.2.1 Testeo de empaque 2 y 3

➤ **Cerrar el BOP (con presión cerrada) y chequear la presión de cierre:**

- La presión se mantiene sellada: los empaques sellan.
- La presión no se mantiene sellada y ningún líquido está saliendo del orificio de la cámara de apertura: el empaque 2 no sella.
- La presión no mantiene el sellado y un poco de líquido sale del orificio de la cámara de apertura: el empaque 3 no sella, el empaque 2 puede que selle como puede que no.

➤ **Si el empaque 3 está liqueando, cerrar la línea de apertura y chequear el sellado del empaque 2:**

- Descargar la presión de cierre.
- Instalar un tapón en la línea de apertura (o cerrar la válvula en la línea).
- Cerrar el BOP y chequear la presión de cierre.
- La presión es constante: el empaque 2 está sellando.
- La presión disminuye: el empaque 2 no está sellando.

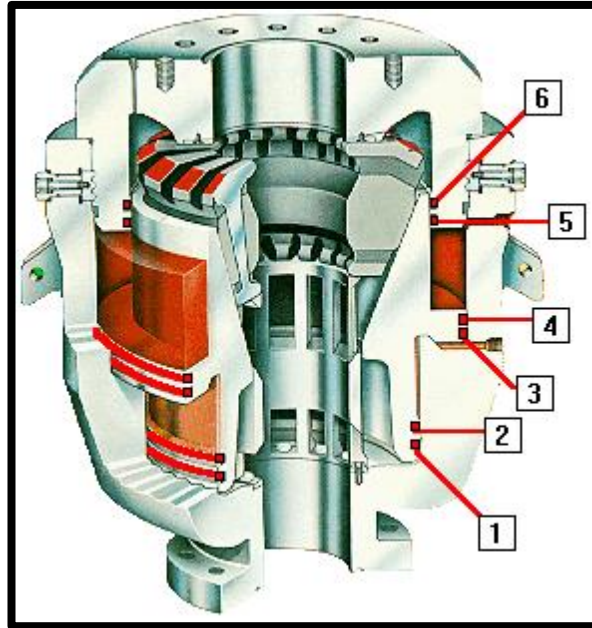


Figura 30. Testeo de empaque 2 y 3

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.1.2.2 Testeo empaque 1

- Descargar la presión de cierre.
- Abrir la línea de apertura.
- Aplicar una presión de cierre de 1500 psi.
- Presurizar el pozo a 1500 psi.
- Reducir la presión de cierre a 1000 psi.
- Cerrar la válvula en la línea de cierre y desconectar la línea.
- Instalar un indicador de presión en la línea de cierre y abrir la válvula:
 - Si el indicador señala un valor de presión de 1000 psi, el empaque 1 está sellando.

- Si el indicador señala un valor de presión mayor de 1000 psi, el empaque 1 no está sellando.

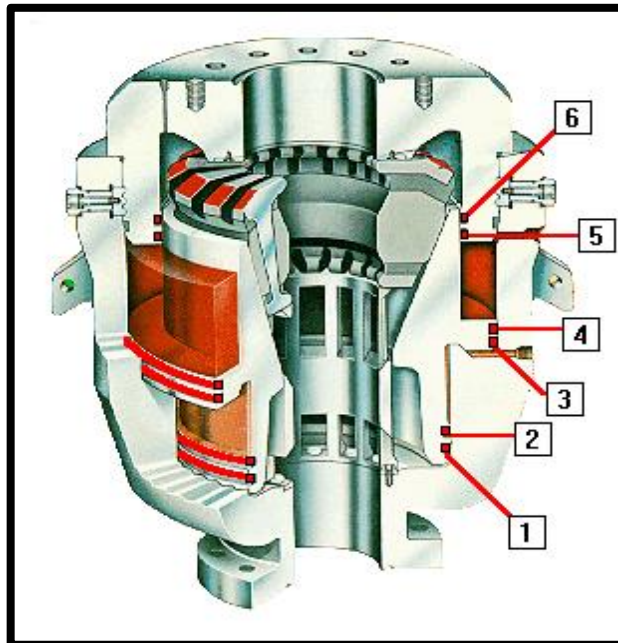


Figura 31. Testeo empaque 1

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.1.2.3 Testeo empaques 4 y 5

- Descargar la presión del pozo.
- Descargar la presión de cierre.
- Aplicar presión de apertura y chequearla:
 - La presión se mantiene sellada: los empaques sellan.
 - La presión no se mantiene sellada y ningún líquido está saliendo del orificio de la cámara de cierre: el empaque 5 no sella.

- La presión no mantiene el sellado y un poco de líquido sale del orificio de la cámara de apertura: el empaque 4 no sella, el empaque 5 puede que selle como puede que no y tiene que ser chequeado.

3.1.2.4 Para testear el empaque 5

- Descargar la presión de apertura.
- Bloquear la línea de cierre con un tapón (o cerrar la válvula en la línea, si hay alguna).
- Aplicar una presión de apertura de 1500 psi:
 - La presión mantiene el sellado: el empaque 5 no está liqueando.
 - La presión disminuye: el empaque 5 está liqueando.

ATENCIÓN: El test no chequea el sellado del empaque 6 entre el pistón y la cabeza.

Después de haber llevado a cabo los tests:

- Descargar la presión de apertura.
- Abrir la línea de cierre.
- Reemplazar los empaques que estaban liqueando.

Si se ha instalado una válvula en la línea de cierre, asegurarse que esté abierta al final del testeo. (Hydril, 1998-1999)

3.1.3 MANTENIMIENTO

Para mantener el BOP en buenas condiciones de trabajo, tienen que llevarse a cabo adecuados procedimientos de mantenimiento y reemplazar las unidades de empaque siempre que se detecte cualquier daño o desgaste, ya sea en las inspecciones o en los tests. El desgaste de la unidad de empaque es principalmente causado por: exposición al sol, alta temperatura, ozono y aceite.

Por lo tanto, es necesario un adecuado almacenaje para asegurar la duración de tales elementos, para reducir su deterioro. En caso de larga permanencia en el almacén debe usarse un contenedor hermético apropiado.

La duración de la unidad de empaque y del BOP puede mejorar sustancialmente si se adoptan las precauciones operacionales y el reglamento de almacenamiento.

3.1.3.1 Precauciones operacionales

1. Limitar el número de cierres.
2. Evitar cierres con el pozo vacío.
3. Aplicar la presión de cierre indicada.
4. Reducir la presión de cierre en los modelos de presión del pozo asistida.
5. Usar el tipo de caucho recomendado según el lodo que se está usando y en base a las condiciones ambientales.

6. Usar la regulación de la válvula de presión correctamente durante el stripping.
7. Almacenar partes de caucho apropiadamente.
8. Lavar y lubricar el BOP si debe ser removido por largos periodos.
9. Usar tapas para proteger las bridas.
10. Evitar mover el drill string con el BOP cerrado
11. Cuando el BOP esté abierto, asegurarse de que el travelling block y el BOP estén centrados para evitar desgastar la unidad de empaque.

3.1.4 ALMACENAJE DE LAS UNIDADES DE EMPAQUE

1. Usar siempre primero las partes más viejas.
2. Mantener las partes de caucho en el lugar más oscuro posible.
3. Mantener las partes de caucho frías y lo más lejos posible de fuentes de calor.
4. Almacenar lejos de equipos eléctricos de alta tensión (motores eléctricos, paneles, etcétera).
5. Almacenar las partes de caucho de tal manera que no estén sometidas a ningún tipo de tensión (presiones, dobleces, etcétera).
6. Mantener la zona de almacenaje seca y limpia de aceite, grasa, líquido.
7. Usar contenedores herméticos en caso de almacenamiento prolongado.

8. Antes de utilizar las partes almacenadas comprobar que no haya fracturas o roces y que no haya endurecimientos en la superficie. (Hydril, 1998-1999)

3.2 HYDRIL BOP ANULAR

3.2.1 TIPOS Y MODELOS

Disponibles diferentes modelos con diferentes características operacionales y aplicaciones. Los modelos que SAIPEM usa con mayor frecuencia son: GK, GL, MSP.

Los diferentes modelos están disponibles con cabeza enroscada y cabeza de encastre:

- Cabeza enroscada: modelos GK y MSP.
- Cabeza de encastre: modelo GL; modelos de 11" x 5.000 psi WP; disponible también para modelos GK y MSP.

Tabla N°4. Datos de los tamaños y la presión nominal

Bore Size (Inches)	Working Pressure Ratings (psi)							
	500	1000	2000	3000	5000	10,000	15,000	20,000
2-9 /16								
4-1 /16								
6-3 / 8								
7-1 / 6			MSP	GK	GK	GK	GK	GK
9			MSP	GK	GK	GK		
11			MSP	GK	GK	GK		
13-5/8				GK	GL/GK	GK		

CONTINUACIÓN



16-3/4			GK	GK	GL/GK			
18-3/4					GL			
21-1/4			MSP		GL			
29-1 / 2	MSP							
30		MSP						

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.2 DESGASTE DE LA UNIDAD DE EMPAQUE

Debido a la forma de la unidad de empaque, el desgaste frontal de un caucho se compensa con la sección posterior que es empujada hacia adelante por el pistón. El nivel de desgaste del caucho está estrictamente relacionado con el golpe del pistón que permite el sellado del BOP.

En los preventores Hydril el grado de desgaste de la unidad de empaque puede ser chequeado a través de un orificio especial que permite medir el golpe del pistón (y por lo tanto el grado de tensión del caucho). El testeado se lleva a cabo con el BOP en posición cerrada, insertando una varilla en el orificio, leyendo la duración del golpe y comparándola con el golpe máximo permitido, es decir el "golpe completo del pistón" indicado en las especificaciones técnicas de cada modelo:

- Golpe menor del golpe completo del pistón: el empaque está en buenas condiciones.
- Golpe igual al golpe completo del pistón: el empaque está un poco desgastado.
- Golpe mayor del golpe completo del pistón: el empaque ha sobrepasado la medida permisible.

El caucho tiene que ser reemplazado cuando el sellado no es completo y cuando el golpe del pistón es mayor que el golpe completo del pistón. (Delgado, 2013)

3.2.3 REEMPLAZO DE LA UNIDAD DE EMPAQUE

3.2.3.1 Latched head

1. Retractor las mandíbulas desenroscando cuatro vueltas. Esto libera las mandíbulas de la cabeza.
2. Quitar los pernos del montaje insertados en el tope de la cabeza.
3. Levantar y retirar la cabeza del BOP.
4. Levantar y retirar la unidad de empaque.
5. Lubricar el bowl del pistón.
6. Instalar la nueva unidad de empaque.
7. Volver a instalar la cabeza.
8. Instalar los pernos del montaje en el tope de la cabeza.
9. Apretar las quijadas dándoles cuatro vueltas a los tornillos para bloquear las mandíbulas en la cabeza.

3.2.3.2 Screwed head

1. Quitar el seguro desenroscante.

2. Desenroscar y sacar la cabeza del BOP, manteniendo una suave tensión para no hacerla pesar sobre el hilo.
3. Sacar la unidad de empaque.
4. Lubricar el bowl del pistón.
5. Instalar una nueva unidad de empaque.
6. Limpiar y lubricar la cabeza y los hilos del cuerpo.
7. Volver a instalar y apretar la cabeza para alinear el orificio con el seguro roscante.
8. Apretar el seguro roscante.

En condiciones de emergencia el caucho puede ser reemplazado con la tubería en el pozo. En tal caso obsérvese el siguiente procedimiento:

1. Quitar la unidad de empaque usada.
2. Usar un cuchillo afilado para cortar la nueva unidad de empaque entre los dos segmentos de acero.
3. Insertar la nueva unidad de empaque alrededor de la tubería. (Hydril, 1998-1999)

3.2.4 MODELO GL

3.2.4.1 Características operacionales

- Ha sido diseñado sea para operaciones submarinas que terrestres; sus características lo hacen particularmente adecuado para operaciones submarinas y perforaciones de pozos profundos que requieren drill strings de diferentes diámetros.
- Está disponible sólo con latched head, equipado con platos desgastadores.
- Hay tres cámaras diferentes: cámara de apertura, cámara de cierre y cámara secundaria.
- La cámara de apertura tiene un plato protector (cabeza de la cámara de apertura) que previene la contaminación del sistema hidráulico mientras se reemplaza la unidad de empaque.
- El sellado entre el anillo y el cuerpo es asegurado por una sección cuadrada del gasket.
- El sellado entre el anillo y el pistón es asegurado por un sello "U" para el WP de 13" 5/8x5000 psi, por un sello doble "U" para diámetros más grandes.
- El cierre no tiene una presión asistida del pozo gracias a la tercera cámara que reduce la superficie del pistón que está sometido a la presión del pozo. (Garzón, 2006)

Tabla N°5. Datos técnicos del modelo GL

BOP SIZE		13" 3/4	16" 3/4	18" 3/4
Working pressure	psi	5,000	5,000	5,000

CONTINUACIÓN



Test pressure	psi	10,000	10,000	10,000
Volume of closing chamber	gal	19.76	33.8	44.0
Volume of opening chamber	gal	19.76	33.8	44.0
Volume of secondary chamber	gal	8.24	17.13	20.0
Pistón stroke	in	8	9 3/4	10

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.4.2 Presión de cierre

La presión máxima de cierre es de 1500 psi (105 kg/cm²) que corresponde a la presión recomendada para cierre con tubería fuera del pozo (C.S.O. Complete Shut Off). La presión de cierre puede ser incrementada como función de la presión del pozo, como se indica en la tabla de la derecha.

Tabla N°6. Presión de cierre

Pipe O.D. (inches)	GL BLOWOUT PREVENTER SIZE								
	13 5/8"- 5000			16 3/4"- 5000			18 3/4"- 5000		
	Well Pressure (psi)			Well Pressure (psi)			Well Pressure (psi)		
	2000	3500	5000	2000	3500	5000	2000	3500	5000
7"	900	950	1100	700	825	950	700	825	950
5"	900	1000	1100	725	850	1000	800	900	1000
3 1/2"	1200	1200	1200	800	925	1050	1000	1050	1100
C.S.O.	1400	1500	1500	1 400	1500	1500	1500	1500	1500

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.4.3 Diagramas de conexión (e instalaciones)

Estos diagramas pueden ser de 2 tipos:

3.2.4.3.1 Superficie estándar hook-up:

Cámara secundaria-cámara de apertura

Cuando el BOP está cerrado algo de fluido de control entra en la cámara secundaria causando una menor pérdida de presión y por lo tanto un esfuerzo de cierre menor.

Este tipo de hook-up requiere el mínimo fluido de control para cerrar y así se obtiene el tiempo de cierre más rápido.

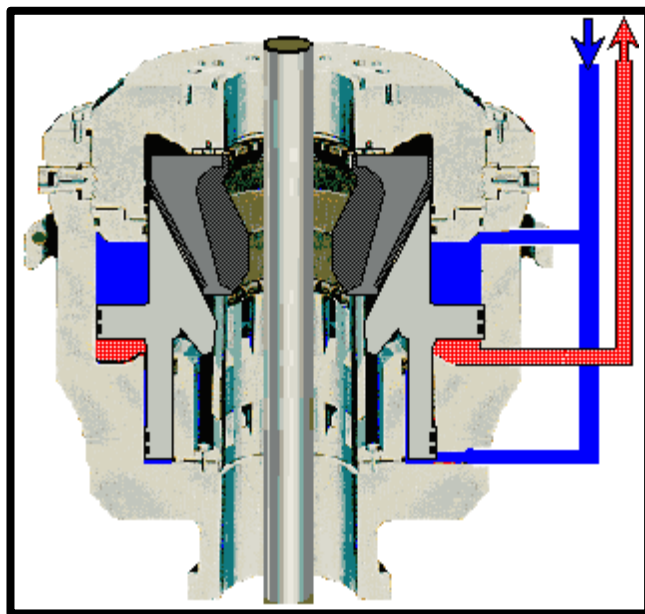


Figura 32. Superficie estándar hook-up

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.4.3.2 Superficie opcional hook-up:

Cámara secundaria-cámara de cierre

Este tipo de hook-up reduce la presión de cierre, respecto a los valores del hook-up estándar, porque el empuje de superficie es mayor.

Requiere más fluido para cerrar.

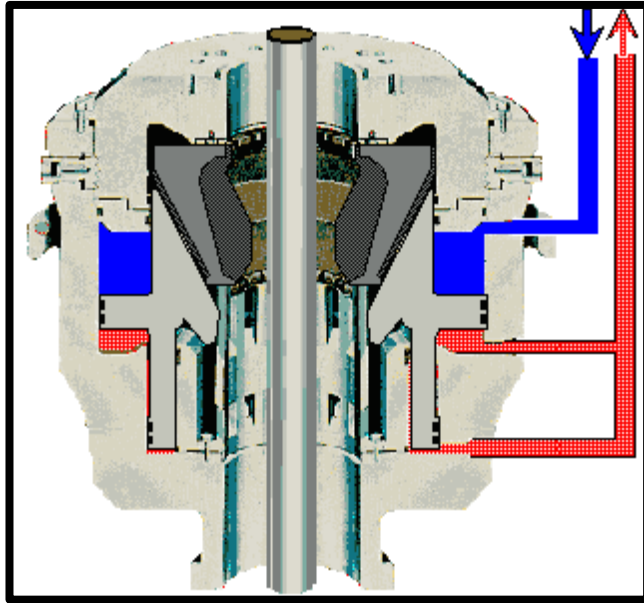


Figura 33. Superficie opcional hook-up

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°7. Factor Γ

GL 5000 psi	13" 5/8	16" 3/4	18" 3/4
Γ	0.71	0.68	0.69

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

En esta tabla, Γ representa el factor que, multiplicado por la presión de cierre, da el valor de la nueva presión que hay que adoptar para cerrar con este tipo de hook-up.

Γ es el radio del área de la cámara de cierre, para la suma del área de la cámara de cierre más el área de la cámara secundaria. (Hydril, 1998-1999)

3.2.5 MODELO GK

3.2.5.1 Características operacionales

- Entre los Bops anulares Hydril, el modelo GK es el más común.

- Se usa principalmente en equipos terrestres pero se puede utilizar también con stacks submarinos.
- Dos modelos son disponibles: con screwed head y con latched head para modelo y tamaño 11" x 500 psi WP.
- El cierre es con presión de pozo asistida.
- Los modelos más recientes cuentan con platos desgastadores.

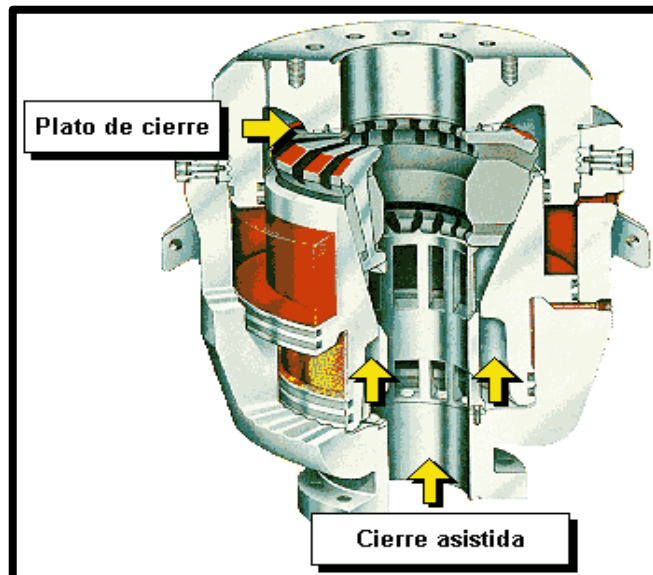


Figura 34. Modelo GK

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°8. Datos GK

Bore Size - (in.)		7 1/16	7 1/16	9	11	11	13 5/8	13 5/8	16 3/4
Working Pressure - (psi)		3,000	20,000	10,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Head Type		Screwed	Screwed	Screwed	Screwed	Latched	Screwed	Latched	Latched
Operating Chamber Test Pressure		3000	20000	10000	5000	5000	10000	10000	10000
Operating Chamber	Closing	2.85	10.9	15.90	9.81	9.81	17.98	17.98	28.70

CONTINUACIÓN



Volume (gal.)	Opening	2.24	7.2	11.95	7.98	7.98	14.16	14.16	19.93
Full pistón stroke - (in.)		41/8	51/2	6 3/4	71/8	7 1/8	81/2	8 1/2	10 1/2

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.5.2 Presión de cierre

Para llevar a cabo el cierre, proceder aplicando la presión inicial definida y después reducirla a medida que la presión del pozo aumente para mantener la presión a un valor mínimo, limitando la tensión del caucho.

Las presiones de cierre iniciales pueden determinarse con el manual del operador.

Tabla N°9. Presión Inicial

Pipe O.D. (inch)	Diámetros (inch) - Presión de trabajo (psi)					
	7 1/16"	7 1/16"	9"	11"	13 5/8"	16 3/4"
	3.000	20.000	10.000	5.000	5.000	5.000
6 5/8"				350	600	
5"			350	450	650	
4 1/2"	350	2200	380	450	650	600
3 1/2"	400	2200	570	525	700	650
2 7/8"	400	2200	760	800	750	750
2 3/8"	500	2200	860	900	950	850
1.90	600		650		1000	950
1.66	700		1000		1000	1050
CSO	1000		1150	1150	1150	1150

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.6 MODELO MSP 2000 PSI

3.2.6.1 Características operacionales

- Adecuado para equipos de tierra y submarinos.
- Se usa con valores de presión de trabajo inferiores a 2000 psi y con diámetros mayores, en profundidades intermedias de perforación.
- Dos modelos están disponibles: con screwed head y con latched head.
- Presión de cierre de pozo asistida.

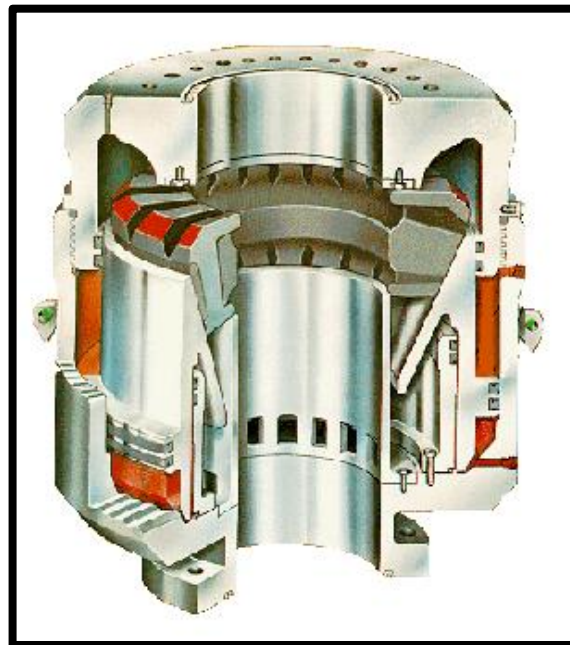


Figura 35. Modelo MSP 2000 PSI

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°10. Datos del MSP 2000

Bore Size - (inc.)	7 1/16	9	11	20 3/4	20 3/4	21 1/4	21 1/4
Working Pressure - (psi)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Head Type	Screwed	Screwed	Screwed	Screwed	Latched	Screwed	Latched
Operating Chamber Test Pressure	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

CONTINUACIÓN



Operating Chamber	Closing	2.85	4.57	7.43	31.05	31.05	31.05	31.05
	Opening	1.98	2.95	5.23	18.93	18.93	18.93	18.93
Volume (gal.)								
Full Pistón Stroke (inc.)		4 1/8	5 3/4	6 1/8	11 1/4	11 1/4	11 1/4	11 1/4

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.2.6.2 Presión de cierre

La presión de cierre inicial se puede determinar a través de las tablas del fabricante según las medidas del BOP y de la tubería dentro del pozo.

La tabla siguiente muestra el valor de presión de cierre inicial adecuada para el modelo MSP 2000 en instalaciones de superficie.

Tabla N°11. Presión de cierre inicial (psi) para MSP 2000 en instalaciones de superficie

BOP Size	DIAMETRO EXTERNO DE TUBERIA							
	5 1/2"	4 1/2"	3 1/2"	2 7/8"	2 3/8"	1.90"	1.65"	CSO
7-1/16"		350	400	400	500	600	700	1000
9"		400	500	550	650	750	650	1050
11"	350	450	550	650	750	850	850	1150
21-1/4"	500	700	600	650	700	600	900	1100

Fuente. (Hydril, 1998-1999)



Valor de presión de cierre y diámetro aconsejados para obtener una máxima duración en la unidad de empaque.

3.2.7 MODELO MSP 29 1/2" 500 PSI

Características operacionales

- El modelo MSP 29 1/2" 500 psi se usa también como diverter en equipos terrestres.

- Sólo tiene una cámara de cierre. Se abre porque el peso del pistón abre la línea de cierre.
- Cuando aumenta la presión dentro del pozo, la presión de la cámara de cierre tiene que incrementarse porque la presión del pozo fuerza el caucho a abrir.
- La cabeza no tiene plato desgastador pero hay un plato protector en la cámara de apertura (cabeza de la cámara de apertura).

3.2.8 STRIPPING

3.2.8.1 Generalidades

El stripping es un procedimiento de emergencia para mantener el control del pozo bajando o sacando cualquier tipo de tubería, ya sean tubos o casings, con presión en el pozo.

Sólo el BOP anular puede mantener sellado el pozo durante el stripping de los tool joints. Es por esto que se usan en las operaciones de stripping.

El stripping constituye la operación más crítica del BOP, porque el paso de los tool-joints implica un serio desgaste del caucho.

Para bajas presiones el stripping se lleva a cabo sólo con el BOP anular, mientras que para presiones elevadas se utiliza el BOP anular junto con el BOP tipo "ram".

3.2.8.2 Consejos operacionales

- Para permitir el paso de los tool-joints y para obtener la máxima duración del caucho, ajustar el valor de la presión de cierre del BOP lo suficientemente baja, como para mantener el sellado con un pequeño

liqueo de fluido de perforación al pasar el tool joint a través de la unidad de empaque. Este liqueo indica la menor presión de trabajo permitida y lubrica el caucho durante el stripping de la tubería a través de la unidad de empaque.

- Para los valores de presión de cierre según Hydril.
Reducir la presión de cierre hasta que una pequeña cantidad de fluido empiece a liquear. (Hydril, 1998-1999)

3.3 INSPECCION, TESTEO Y MANTENIMIENTO DEL PREVENTOR DE ARIETES

3.3.1 INSPECCIÓN VISUAL

La inspección visual tiene que ser llevada a cabo periódicamente y siempre que se reemplacen los arietes (Reglamento API RP 53).

1. Chequear el desgaste y los posibles daños donde el sello está más sujeto a la fricción y chequear el sello mismo. Chequear las conexiones ariete-vástago.

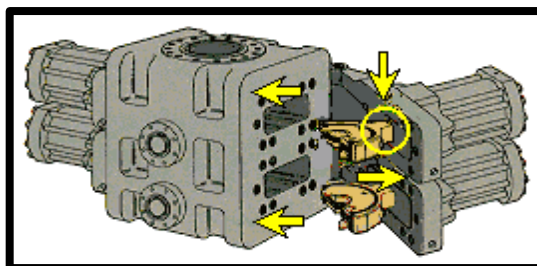


Figura 36. Inspección Visual del Preventor de Arietes

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

2. Chequear las condiciones de los arietes de los packers frontal y superior (desgaste, cortes, daños).

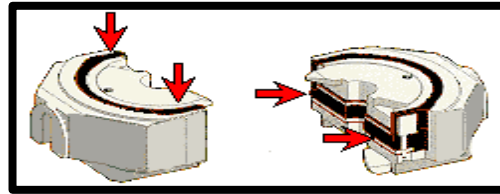


Figura 37. Chequeo de Rams de los Packers

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3. Chequear los asientos de los arietes con especial cuidado la parte central superior donde trabaja el sello superior. Medir la distancia entre la parte superior del ariete y su asiento para definir el juego vertical y lateral de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

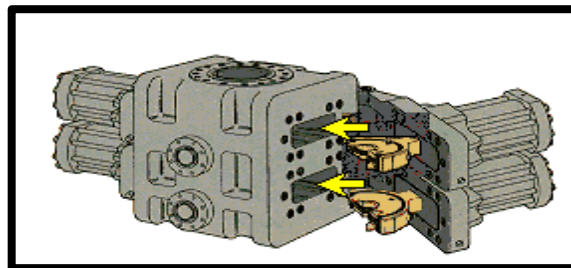


Figura 38. Chequeo de los Asientos de los Rams

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.3.2 TEST DE OPERACIÓN

De acuerdo con el reglamento API RP 53 los tests de operación del ariete del BOP deberían ser llevados a cabo en cada viaje, con una frecuencia máxima de un test al día. Tiene que llevarse a cabo el test durante el viaje con la broca en el zapato, como se establece en los pasos siguientes.

- Instalar una válvula de seguridad en el drill string.
- Activar la válvula en las choke lines.
- Activar el power choke.
- Bombeando a través de cada línea, verificar que las líneas del choke manifold no están obstruidas y colocarlas en la correcta posición de trabajo.
- Cerrar todos los pipe rams BOP instalados en el stack.
- Reinstalar todas las válvulas y el BOP a sus posiciones iniciales. Registrar los resultados del test.

3.3.3 CAMBIO DE PARTES

Todas las partes sujetas a desgaste (arietes, sellos del ariete y de la cubierta) pueden reemplazarse en el sitio, permitiendo así que el BOP sea siempre eficiente.

El reglamento API RP 53 recomienda mantener a disposición las siguientes partes para cada instalación:

- Un juego completo de rams drill pipe y cauchos de ram para cada diámetro exterior de drill pipe que se esté usando.
- Un juego completo de cubiertas o sellos de puerta para cada tipo y tamaño de ram preventer que se esté usando.
- Empaque plástico (stick) para estimular los sellos secundarios del blowout preventer.

- Ring-joints para acoplar las conexiones bridadas. (Hydril, 1998-1999)

3.4 HYDRIL BOP DE ARIETES

3.4.1 GENERALIDADES

La cubierta es de bisagras y la cavidad interna está inclinada respecto al pozo para permitir el drenaje de sedimentos. Se ha fijado un plato desgastador en la parte superior del BOP mediante un juego de tornillos y un anillo de bloqueo.

El circuito hidráulico completo está acomodado dentro del cuerpo del BOP y las bisagras han sido insertadas entre los pins de las bisagras de la cubierta para distribuir el fluido de control.

Las bisagras de distribución del fluido no hacen parte de la bisagra y pueden ser removidas sin abrir el BOP. Las bisagras de la cubierta son completamente independientes del circuito hidráulico y cuentan con rodamientos auto-lubricantes para una apertura y un cierre de la cubierta más fáciles.

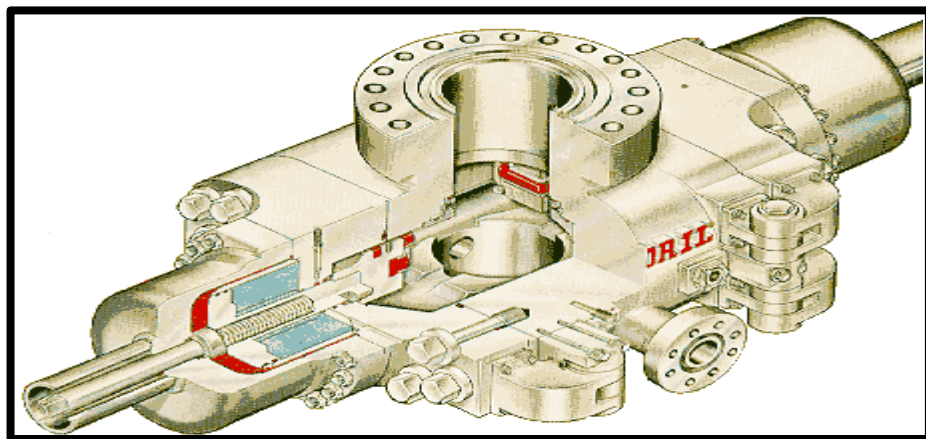


Figura 39. Preventor de Ariete Hydril

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°12. Modelos de Preventores de Ariete de acuerdo al diámetro del BOP

Diámetro del BOP	Presión de trabajo WP (psi)				
	2.000	3.000	5.000	10.000	15.000
7 1/16"		*	*	*	*
9"		*	*		
11"		*	*	*	*
13 5/8		*	*	*	*
16 3/4"				*	
18 3/4"				*	*
20 3/4"		*			
21 1/4"	*		*		

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

Tabla N°13. Datos Técnicos de acuerdo al diámetro y presión de trabajo

DATOS TÉCNICOS			
Diámetro	13 5/8	13 5/8"	13 5/8"
Presión de trabajo (WP psi)	3.000	5.000	13 5/8"
Galones para cerrar: <u>manual</u> pipe rams	5.4	5.4	12.4
shear rams	11.5	11.5	12.4
<u>MPL</u> pipe rams	5.9	5.9	12.6
shear rams	12.0	12.0	12.6
Galones para abrir: <u>manual</u> pipe rams	4.9	4.9	11.7
shear rams	11.2	11.2	11.7
<u>MPL</u> pipe rams	4.9	4.9	11.7
shear rams	11.2	11.2	11.7
Closing ratio: <u>manual</u> pipe rams	4.75	4.75	10.14
Shear rams	10.14	10.14	10.14
<u>MPL</u> pipe rams	5.2	5.2	10.56
Shear rams	10.56	10.56	10.56
Opening ratio: <u>manual/MPL</u>	2.52	2.52	3.77
Presión de cierre: <u>manual</u> pipe rams	700	1050	1050
shear rams	400	600	1050
<u>MPL</u> pipe rams	700	1050	1000
shear rams	400	600	1000
Máxima presión de trabajo	3000	3000	3000
N° vueltas para seguro manual	37 1/2	37 1/2	37 1/2
Torque de perno de cubierta	1600	2640	6960

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.4.2 ARIETES

La cubierta cuenta con dos ejes guía para evitar la rotación de ram y para facilitar las operaciones de reemplazo.

3.4.2.1 Ariete de tubería

En algunos modelos (16 3/4" 10.000 psi y 18 3/4" x 10.000 psi) la zona de soporte del tool-joint está hecha con materiales extremadamente duros que permiten sostener más de 272 toneladas (600.000 libras).

3.4.2.2 Ariete de tubería variable (Hydril Variable Rams HVR)

Tienen inserciones de acero que alcanzan el cuerpo del tubo cuando se cierran alrededor de diámetros pequeños. Para diámetros más anchos las inserciones son comprimidas con el empaque.

3.4.3 SISTEMA ASEGURADOR DE ARIETES

3.4.3.1 Sistema manual

Consiste en una varilla roscada en el cilindro de trabajo. Se opera mediante rotación en sentido de las agujas del reloj de la cola de la varilla, mediante una rueda, hasta que la extensión anular en el tornillo alcance la parte posterior del cilindro, asegurando el pistón. La rosca está protegida de la intemperie, la corrosión y cualquier daño que pueda ocurrir durante el levantamiento del BOP. Está constantemente lubricada con el fluido de control.

3.4.3.2 Sistema automático MPL (Multiple Position Locking)

El sistema MPL asegura automáticamente los rams incluso cuando la parte delantera está desgastada y recupera automáticamente cualquier despeje.

El MPL bloquea el pistón de trabajo en la posición de cierre mediante un embrague mecánico. El embrague del MPL se desasegura con la presión de apertura.

3.4.3.3 Operaciones MPL

Durante el cierre, el pistón imparte rotación a un disco conectado a la tuerca del anillo asegurador a través de un largo tornillo roscado helicoidal.

Cuando el pistón alcanza el tiro final, la rotación para y la mella del plato trasero, empujada por el resorte, coincide con la mella en el plato frontal bloqueando el pistón.

Durante la apertura, la presión de trabajo desasegura el plato trasero y desengancha la mella.

La tuerca puede rotar permitiendo el golpe de apertura del pistón y asegurando éste último.

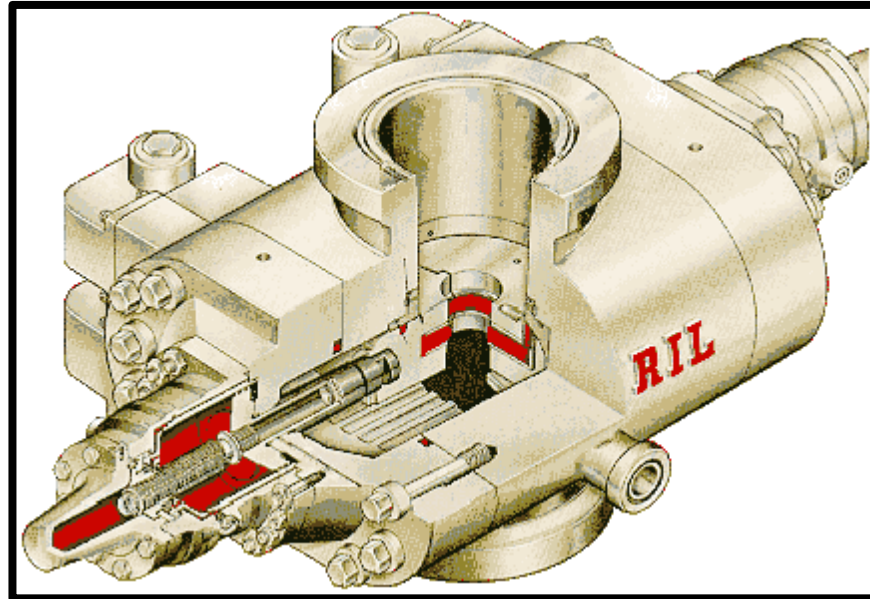


Figura 40. Sistema asegurador de ram

Fuente. (Hydril, 1998-1999)

3.4.4 MANTENIMIENTO

Los procedimientos descritos y aconsejados por el reglamento API RP 53 incluyen:

- Inspección visual entre los pozos.
- Inspección periódica cada 2 años.
- Desmontaje y revisión completa cada 5 años.
- Reemplazo de las partes externas gastadas después de 546 operaciones o después de 18 meses.

Reemplazo de ariete cortador

1. Desatornillar los pernos aseguradores de la cubierta hasta la última vuelta.
2. Reducir la presión de trabajo a 500 psi. Aplicar presión de trabajo a la cámara de cierre para abrir las cubiertas.
3. Aplicar una presión suave a la cámara de apertura para sacar los arietes.
4. Reemplazar los arietes levantándolos con el ojo levantador. Inspeccionar y lubricar sus asientos en el cuerpo del BOP.
5. Chequear el desgaste de la cubierta y del sellado del ariete.
6. Limpiar y lubricar los pernos roscados.
7. Instalar el nuevo juego de arietes y aplicar presión de trabajo a la cámara de apertura para cerrar las cubiertas
8. Ajustar los pernos de la cubierta con el torque suministrado. Restaurar la presión a 1500 psi.

3.4.4.1 Reemplazo del ariete de tubería

1. Desatornillar los pernos aseguradores de la cubierta y halarlos hasta el tiro final.
2. Reducir la presión de trabajo a 500 psi. Aplicar presión de trabajo a la cámara de cierre para abrir las cubiertas.
3. Reemplazar los arietes levantándolos con el ojo levantador, inspeccionar y lubricar sus asientos en el cuerpo del BOP.

4. Chequear el desgaste de la cubierta y del sellado del ariete.
5. Limpiar y lubricar los pernos roscados con la grasa suministrada.
6. Instalar el nuevo juego de arietes.
7. Aplicar presión a la cámara de apertura para cerrar las cubiertas.
8. Ajustar los pernos de la cubierta con el torque adecuado. Restaurar la presión a 1500 psi. (Hydril, 1998-1999)

3.5 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (NDT)

Estas pruebas se realizan a los materiales cualquiera sea su composición, que como el nombre lo dice son pruebas que no destruyen al mismo, estas pruebas se aplican para determinar las características físicas y químicas.

Estas pruebas se aplica principalmente en:

- Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
- Determinación de composición química.
- Detección de fugas.
- Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
- Adherencia entre materiales.
- Inspección de uniones soldadas.

Gracias a estas pruebas se puede detectar la presencia de defectos en materiales, soldaduras, o pérdidas de diámetros o espesores.

En la siguiente tabla se muestran las principales pruebas y sus abreviaciones:

Tabla N°14. Tipos de pruebas no destructivas

Tipo de prueba	Abreviación en español	Abreviación en inglés
Inspección Visual	IV	VI
Líquidos Penetrantes	LP	PT
Pruebas Magnéticas, principalmente Partículas Magnéticas	PM	MT
Ultrasonido	UT	UT
Pruebas Radiográficas	RX	RT
Pruebas Electromagnéticas, principalmente Corrientes Eddy	PE	ET
Pruebas de Fuga	PF	LT
Emisión Acústica	EA	AE
Pruebas Infrarrojas	PI	IT

Fuente. (Correa, 2012)

3.5.1 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN SUPERFICIAL

Mediante las siguientes pruebas se verifica la integridad superficial de un equipo o material.

3.5.1.1 Inspección visual

Esta prueba es una de las más utilizadas, debido a que únicamente con el simple uso del ojo se puede obtener información rápida de la condición superficial de los materiales.

Para esta inspección es de gran ayuda algún dispositivo óptico como los: anteojos, lupas, boroscopios para inspección interna, etc. Además es necesario que la persona que realice este trabajo tenga un amplio conocimiento del equipo o material que esta inspeccionando y también del equipo óptico que deba usar.

3.5.1.2 Líquidos penetrantes

Este método se basa en el principio de la “capilaridad”, es decir, se aplica líquidos con buena característica de penetración sobre el material a examinarse, se espera un tiempo prudencial hasta que se penetre y se absorbe el exceso de este líquido, luego se aplica un líquido absorbente llamado revelador de colores diferentes al del líquido penetrante, consecuentemente, los lugares en donde después de haber pasado el líquido absorbente, queda residuos del líquido penetrante, es donde existe algún tipo de problema en el equipo o material.

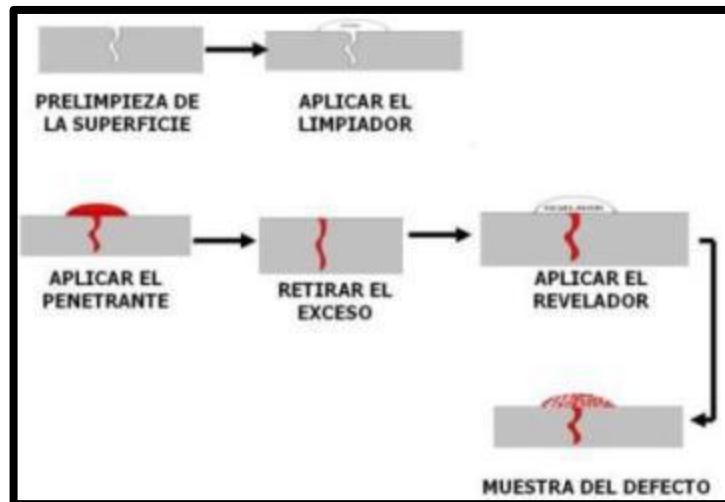


Figura 41. Proceso del líquido penetrante

Fuente. (Correa, 2012)

Existen dos tipos de líquidos penetrantes, el uno es un líquido visible normalmente y el otro mediante algún tipo de luz especial.

3.5.1.3 Pruebas magnéticas

Este tipo de prueba está basado en el principio del “magnetismo”, que es el poder de atracción entre metales con capacidad para magnetizarse. De esta manera si existen discontinuidades estas áreas actúan como polos y por ende atraerá cualquier material cercano, para esto se puede magnetizar sectorialmente al equipo o material, o completamente, y después se esparce pequeñas partículas para poder visualizar estos efectos y en los lugares donde se acumula es donde existe discontinuidad.

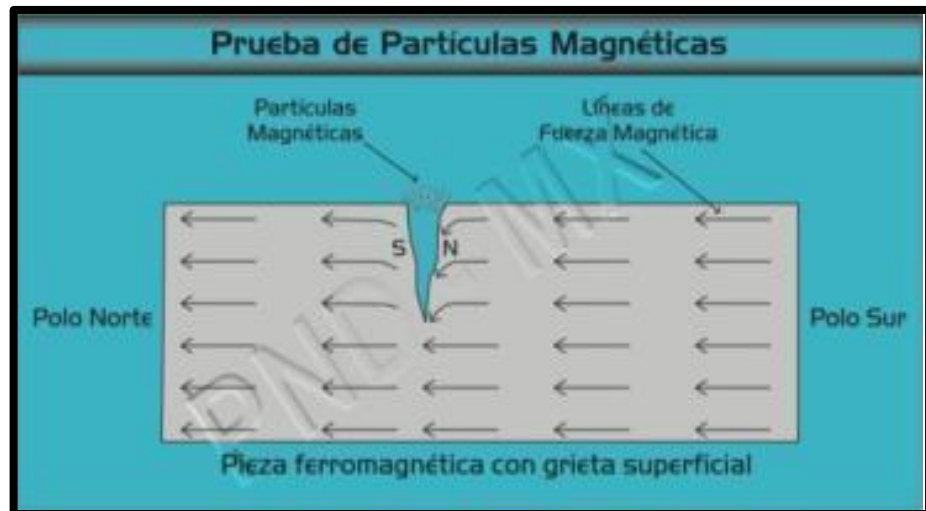


Figura 42. Prueba de partículas magnéticas

Fuente. (Correa, 2012)

Esta prueba solo puede ser aplicada en materiales ferromagnéticos. Además esta prueba se puede aplicar suspendida en líquido o en aire y de la misma manera que la prueba anterior existen dos tipos de visualización, la una es con la visión normal y la otra es con un tipo de luz especial.

3.5.1.4 Ultrasonido

Este método se basa en la generación, propagación y detección de ondas eléctricas a través de los materiales. Para esto se coloca un sensor en el equipo o material a evaluarse con un elemento piezoeléctrico, cuya función es convertir en movimientos o vibraciones a los pulsos eléctricos, lo cual se transmite a una pantalla y el momento que encuentra otro material como agua o aire ejerce un diferente sonido.

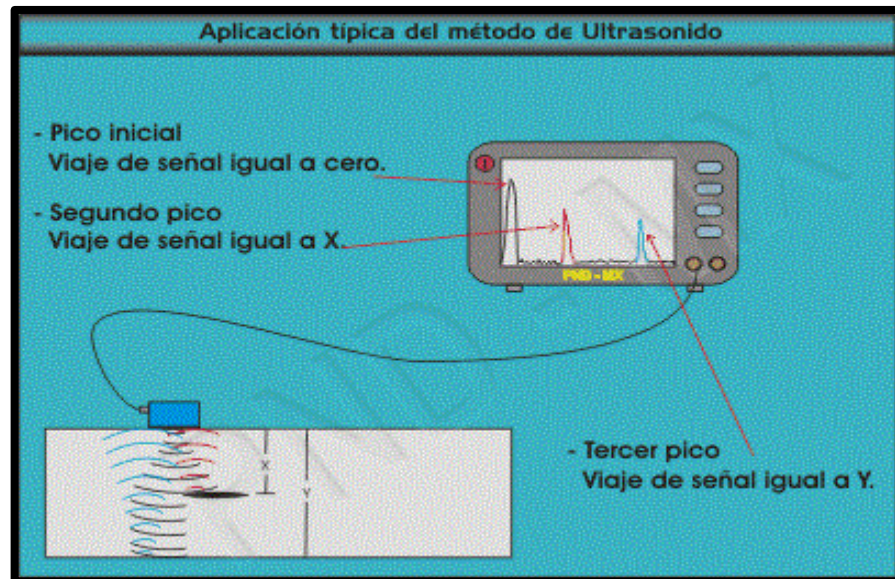


Figura 43. Aplicación del método de ultrasonido

Fuente. (Correa, 2012)

En esta prueba se puede determinar ciertas características del equipo o material a inspeccionar, tales como:

- Velocidad de propagación de ondas.
- Tamaño de grano en metales.
- Presencia de discontinuidades (grietas, poros, laminaciones, etc.).
- Adhesión entre materiales.
- Inspección de soldaduras.
- Medición de espesores de pared.

3.5.1.5 Radiografía

Esta prueba se basa en la penetración de Rayos X y Rayos Gama, este principio es utilizado en muchas otras actividades, por lo que no es difícil de entenderlo, es decir, cuando exista algún lugar del equipo que deje pasar más radiación marca en el monitor un color distinto.



Figura 44. Método de radiografía

Fuente. (Correa, 2012)

Este método es casi exacto, pero tiene las limitaciones del costo, y de la utilización de productos radiactivos, por lo que se debe obtener un sinnúmero de permisos.

3.5.1.6 Pruebas electromagnéticas

Se basa en la caracterización de varios campos magnéticos, aquí la más usada es la corriente de Eddy, esta técnica identifica condiciones físicas, estructurales y metalúrgicas en equipos o materiales, esta técnica se emplea principalmente en la detección de discontinuidades superficiales.

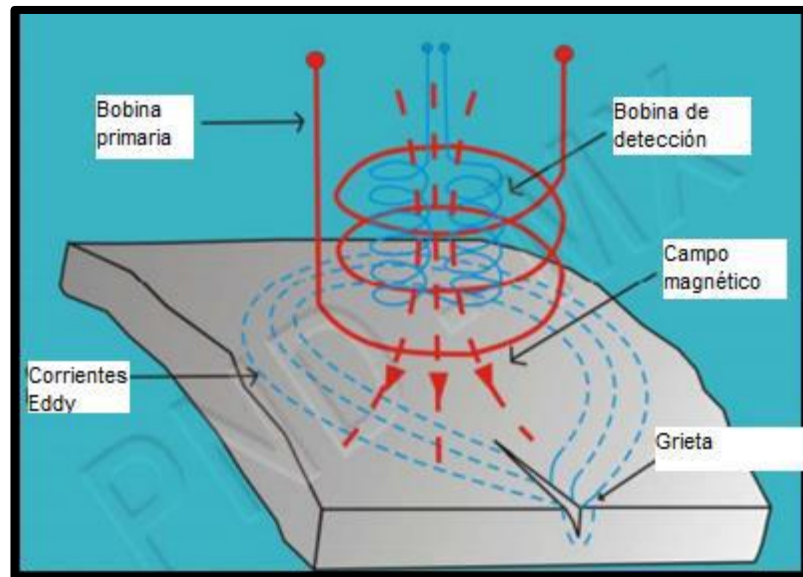


Figura 45. Método de corriente de Eddy

Fuente. (Correa, 2012)

3.5.2 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA

Con las siguientes pruebas se detectan discontinuidades internas y espesores q no son visibles.

3.5.2.1 Radiografía industrial

Este método se basa en la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, que son de alta energía y de onda corta, para esto se debe conocer las características iniciales del equipo para poder seleccionar el correcto radioisótopo o el kilovoltaje más adecuado. Las limitaciones es que no es recomendable usar en piezas de geometría complicada entre otras.

3.5.2.2 Ultrasonido industrial

Tiene el mismo principio pero es justamente destinado al área industrial que tiene que ver con equipos, y así determinar correctamente su espesor o sus dimensiones.

3.5.2.3 Emisión acústica

Este método detecta muchos cambios en los materiales en sus partes internas y en su espesor, detecta micro movimientos que ocurren en los materiales como transformaciones de fase en los metales, el crecimiento de grietas, la fractura por corrosión, deformación plástica, etc. En este método la energía se libera hacia el exterior del material en forma de ondas elásticas, es decir, emiten sonido.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 NORMA PETROECUADOR SI – 003

4.1.1 PERMISOS DE TRABAJO

Resolución No. 187

4.1.1.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA EMISIÓN DE LOS PERMISOS DE TRABAJO.

1. Permiso de trabajo. Se emitirá en un formulario elaborado por cada Filial de acuerdo a la naturaleza de su trabajo.
2. Elaboración de un permiso de trabajo. El jefe del área o instalación donde se va a realizar el trabajo debe autorizar su ejecución y llenar el Formulario previsto para el caso, en el cual debe incluirse una descripción muy concreta de las tareas a realizarse, las condiciones y clase de equipos involucrados y las precauciones que se requieran.

En el permiso de trabajo debe constar la firma de responsabilidad de quién lo emite y del ejecutor.

3. Podrán emitir Permisos de trabajo dentro de sus respectivas áreas: Supervisores, Jefes de Turno, Jefes de Áreas y funcionarios de nivel jerárquico superior en la misma línea funcional.

4. El Permiso de trabajo se circunscribe, únicamente, al área de ejecución y será autorizado luego de inspeccionar obligatoriamente los equipos o sistemas donde se realizará el trabajo, utilizando para ello las listas de verificación y el conocimiento y experiencia que se tenga al respecto.

5. El Permiso de trabajo autoriza la ejecución de una tarea claramente definida. Si es necesario una derivación o ampliación del trabajo originalmente concebido, se procederá a emitir un nuevo permiso de trabajo.

6. El Emisor del Permiso de trabajo, en caso de considerarlo necesario, solicitará a la Unidad de Seguridad Industrial un Certificado de Inspección de Seguridad, con fines de asesoría y de orientación para la toma de decisiones, el cual contendrá los procedimientos de seguridad que deben seguirse.

Es obligatoria la obtención de un Certificado de Inspección de Seguridad, previo a la autorización de los siguientes trabajos:

- Apertura de equipo clase A.

 - Ingreso de personal al interior de espacios confinados.

 - Trabajos de Radiografía Industrial.
7. Las etiquetas de advertencia, se regirán a lo estipulado en la Norma PE-SI -008.
"SEÑALES DE SEGURIDAD"

8. Cuando existan condiciones especiales de riesgo para la realización de un trabajo, que no estén totalmente cubiertas por el Permiso de Trabajo, se deberá realizar una reunión entre los responsables de Operaciones, Mantenimiento, Seguridad Industrial, Inspección Técnica y demás áreas involucradas, para analizar las condiciones bajo las cuales se llevará a cabo, suscribiendo un acta, donde se anotará claramente la secuencia de ejecución, procedimientos de trabajo, medidas de seguridad y demás recomendaciones pertinentes.

9. Participación de Seguridad Industrial: Verificar el cumplimiento de lo expuesto en el Permiso de Trabajo, emitir Certificados de Inspección de Seguridad (CIS) con las medidas y recomendaciones de seguridad pertinentes, ofrecer protección contra incendios en los casos en que se considere necesario y entregar los equipos y elementos de protección personal especiales que se requieran.

4.1.1.2 EJECUCIÓN DEL TRABAJO

1. Es obligación de los trabajadores acatar los procedimientos de seguridad para evitar accidentes. La seguridad individual de los participantes en un trabajo es responsabilidad de su Jefe inmediato y del emisor del permiso; quienes deben hacer cumplir tanto los requisitos indicados en el Permiso de trabajo, como en las Normas de seguridad vigentes.

2. El original del Permiso de trabajo debe estar en poder del ejecutante en el lugar del trabajo y copias en la Jefatura del área respectiva y en Seguridad Industrial.

3. El ejecutor del trabajo y el emisor del permiso o su delegado deben verificar que las recomendaciones indicadas en el Permiso de trabajo se cumplan, manteniendo una supervisión constante.

4. La protección contra incendios, durante la realización de trabajos en caliente, es responsabilidad del ejecutante. La Unidad de Seguridad Industrial proporcionará protección permanente en trabajos en caliente, en equipos considerados de clase A.

4.1.1.3 FINALIZACIÓN DEL TRABAJO.

1. Tanto el ejecutante como el emisor del permiso harán constar la finalización del trabajo en el espacio previsto para ello en el Permiso de trabajo.
2. Las etiquetas de advertencia deberán ser retiradas por el ejecutante y el emisor del permiso una vez terminado el trabajo.

4.1.1.4 DISPOSICIONES GENERALES

1. Un trabajo no podrá ser ejecutado si falta una firma en el Permiso de trabajo correspondiente.
2. Durante la ejecución de un trabajo autorizado que ponga en riesgo al personal o a las instalaciones y ante una situación anormal, el ejecutante o el emisor, suspenderá el trabajo cancelando el Permiso de trabajo correspondiente.
3. Todo Permiso de trabajo debe ser emitido por un período de validez determinado; cumplido el cual y si fuera necesario ampliar el plazo se procederá a emitir un nuevo permiso.
 - Los incumplimientos a las disposiciones contempladas en esta norma serán considerados como faltas graves de seguridad industrial y serán sancionadas de acuerdo a lo establecido en:

- “Reglamento Interno de Seguridad Industrial de PETROECUADOR y sus Filiales”.
- "Código de Trabajo".
- "Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores" y "Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo".
- Y; demás reglamentos, normas y leyes pertinentes.

4.1.2 PERMISOS DE TRABAJO NECESARIOS PARA LA OPERACIÓN DEL EQUIPO

Se requerirán permisos de trabajo antes de comenzar cualquier operación.

Los permisos se deben solicitar al ingeniero de seguridad, el cual debe tener las firmas de Rig Manager y Company man. El permiso de trabajo identificará las preocupaciones específicas del sitio, tratará de preocupaciones de seguridad y cubrirá políticas generales de las empresas perforadoras.

Además se solicitará:

- Certificación del Bop
- Permisos de trabajo

4.2 CONCEPTO DE MANTENIMIENTO

El Mantenimiento son acciones que se dedican a la conservación del equipo de producción, para asegurar que éste se encuentre constantemente y por el

mayor tiempo posible, en óptimas condiciones de confiabilidad y que sea seguro de operar.

La European Federation of National Maintenance Societies define mantenimiento como: “todas las acciones que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida.

Estas acciones incluyen la combinación de las acciones técnicas y administrativas correspondientes. Se clasifican en tres tipos de mantenimientos: predictivo, preventivo y correctivo.

4.2.1 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.

4.2.1.1 Ventajas

- Conocemos el estado de la máquina en todo instante.
- Eliminamos prácticamente todas las averías.

- Solo paramos o intervenimos en la máquina cuando realmente es necesario.
- Conocemos el daño en los componentes desde una fase inicial del mismo, permitiéndonos programar su sustitución en el momento más conveniente.
- Al intervenir en la máquina conocemos el problema, reduciendo el tiempo de la reparación.
- Podemos identificar los fallos ocultos, así como la causa de fallos crónicos.
- Reducimos las piezas del almacén, adquiriéndolas cuando detectamos el problema en una fase primaria.
- Incrementamos la seguridad de la planta.

4.2.1.2 Desventajas

- Siempre que hay un daño, se necesita programación. Si al dueño le urge que se repare, es posible que tenga que esperar hasta la fecha que se defina como segunda revisión, por lo que las urgencias también deben darse mediante programaciones.
- Requiere equipos especiales y costosos. Al buscarse medir todo con precisión, los equipos y aparatos suelen ser de alto costo, por lo que necesitan buscarse las mejores opciones para adquirirse.
- Es importante contar con personal más calificado. Aunque ya mencionamos que el personal es menor, éste debe contar con

conocimientos más calificados, lo que eleva a su vez el costo y quizá, dependiendo del área, disminuyan las opciones.

- Es costosa su implementación. Por lo mismo debe manejarse mediante programaciones de trabajo, si se unen los costos de todas las veces que se paró la máquina y se revisó por cuestiones que se identificaron la primera vez, el costo es considerablemente alto.

4.2.1.3 Procedimiento de 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.

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 abastecimiento de refacciones oportuno.
- Elimina el tiempo ocioso del personal de mantenimiento para aplicarlo en otra actividad.

4.2.2 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.

4.2.2.1 Ventajas

Menos mano de obra y menos partes o repuestos utilizados en estas operaciones, que en las de emergencia.

- Menos reparaciones mayores.

- Bajos costos por reparaciones sencillas realizadas antes de que se presente la emergencia.
- Eliminación de reemplazos prematuros de equipos.
- Menos equipos de emergencia instalados.
- Disminución de los costos de mantenimiento.
- Con las investigaciones, bitácoras y control se pueden corregir las causas de uso indebido, mala operación o un equipo obsoleto.
- Mejor control de los repuestos, que conllevan a un inventario mínimo.
- Mayor seguridad para los operarios.

4.2.2.2 Desventajas

Entre sus pocas desventajas se encuentran:

- Se requiere tanto de experiencia del personal de mantenimiento como de las recomendaciones del fabricante para hacer el programa de mantenimiento a los equipos.
- No permite determinar con exactitud el desgaste o depreciación de las piezas de los equipos.

4.2.2.3 Procedimiento de 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 computarizados de fácil comprensión.

Que permiten llevar un récord de todas las unidades en operación y al mismo tiempo determinar con prontitud que componentes de maquinaria son susceptibles de reemplazo, como son bandas de transmisión, rodamientos, filtros, acoplamientos, etc

Para llevar a cabo un buen programa de mantenimiento preventivo es indispensable contar con una buena disposición mental del grupo de mantenimiento, independientemente del imperativo de tener todos los medios disponibles para llevar a cabo con éxito todas las actividades previstas de mantenimiento.

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.
- Utilizar kits de mantenimiento si es necesario.
- Herramienta adecuada y en condiciones, refacciones y materiales.
- Ruta de trabajo.

- Seguridad personal.
- Experiencia en las operaciones.

4.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Para este tipo de mantenimiento no hay una definición precisa que explique con claridad, las ventajas o desventajas que presenta su aplicación. El aspecto económico es determinante en el análisis de costos totales de operación.

Para unos, el mantenimiento "correctivo" significa la actividad de reparar después de una suspensión no prevista; otros sin embargo, consideran que es el conjunto de acciones tendientes a minimizar los paros no previstos, como será la sustitución de materiales, rediseño de instalaciones, modificaciones operativas, etc. Cualquier programa de mantenimiento producirá beneficios y, es el de conservar las propiedades físicas de la empresa en óptimas condiciones, alta disponibilidad y alargar la vida útil de las instalaciones y de los equipos. Puede afirmarse con certeza, que ninguno de los tres tipos de mantenimiento descritos es aplicable en un 100%, la tendencia es la de mantener y procurar altos niveles de eficiencia en la aplicación del programa adoptado.

4.2.3.1 Ventajas

- No requiere de una organización técnica muy especializada.
- No exige una programación previa detallada.

4.2.3.2 Desventajas

- La disponibilidad de los equipos es incierta.
- Lleva paralizaciones en extremo costosas y prolongadas.
- El costo extra de materiales, repuestos y mano de obra, que puede ser el resultado de una avería imprevista la que podría haberse evitado con un poco de atención.
- Es muy probable que se originen algunas fallas al momento de la ejecución, lo que ocasiona que este sea más tardado.
- No podemos asegurar el tiempo que tardara en repararse dichas fallas.

4.2.3.3 Procedimiento de Aplicación

Desde el punto de vista técnico, el mantenimiento correctivo comprende las actividades típicas del predictivo y preventivo, tales como:

- Limpieza: Actividad obligatoria antes de intervenir el equipo.
- Inspección: Actividad comprobatoria del defecto o la falla prevista o no prevista.
- Abastecimiento: Verificación previa de existencias de refacciones y materiales.
- Cambio o reparación: Reemplazo y reparación de la pieza dañada.
- Lubricación: Análisis de lubricantes cambio en las técnicas de aplicación.

Pueden mencionarse otros aspectos aplicables al sistema de mantenimiento adoptado, pero son, siempre las necesidades de la industria las que determinan en gran parte los trabajos de mantenimiento rutinario que deben ejecutarse.

Las recomendaciones de los fabricantes del equipo y la experiencia propia, son factores muy importantes para la determinación de dichos trabajos, desde el punto de vista económico y con el fin de abatir costos aunque sean programas a largo plazo, se implementan gráficas y estadísticas que a la larga y con la experiencia del grupo de mantenimiento, auxilian a determinar si un equipo requiere ciertas modificaciones en sus componentes.

Reemplazo de unidades inadecuadas y la oportuna identificación de unidades con altos costos de mantenimiento, lo cual lleva a investigar y corregir las causas.

4.3 INSPECCIÓN

El objetivo de la inspección es revisar las características físicas de cada uno de los componentes del Preventor de Reventones (BOP). Determinando cuáles son normales y distinguirlas de aquellas características anormales.

En este sentido, es posible desarrollar la inspección del equipo para verificar que cumpla la normatividad o en su defecto las especificaciones del fabricante.

4.3.1 CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN

Categoría I: En esta categoría se observa el Preventor de reventones antes, durante y después de su operación con el fin de detectar indicios de desempeño inadecuado.

Cuando el equipo está en uso, se debe inspeccionar diariamente buscando fisuras, conexiones o montajes desajustados, elongación de partes y otras señales de corrosión, desgaste o sobrecarga. También se le debe realizar una prueba de operatividad de la herramienta para verificar el funcionamiento de los mecanismos de apertura y cierre, movilidad de componentes, entre otros.

Los Preventores de reventones deben ser inspeccionados visualmente por personal que conozca las características y funcionamiento de los mismos.

Además, a los Preventoras que se le diagnostiquen fisuras, desgastes excesivos, deben ser retiradas de manera inmediata para someterlas a un ensayo de categoría superior a la que esté siendo evaluada.

Categoría II: Adicional a la categoría I esta inspección consiste en la búsqueda exhaustiva de corrosión, deformaciones, componentes sueltos o faltantes, deterioro, lubricación inadecuada, fisuras externas visibles y ajuste.

Categoría III: Adicional a la categoría II esta inspección se le realizan pruebas no destructivas de las áreas y partes críticas de las herramientas, pudiendo requerir un desarme parcial para acceder a componentes específicos e identificar desgaste que exceda los criterios de tolerancia del fabricante.

Categoría IV: Incluye categoría III más una inspección adicional para la cual se desarma el equipo en la medida de lo necesario para realizar una prueba no destructiva de todos los componentes primarios que soportan la carga según lo define el fabricante.

4.4 ETAPAS DE LA INSPECCIÓN

Aunque existen muchos tipos de inspecciones, el procedimiento es similar para todas. Las etapas son: preparar, inspeccionar, desarrollar acciones correctivas y adoptar acciones de seguimiento, éstas se aplican en diferente grado, de acuerdo al tipo de inspección.

4.4.1 PREPARACIÓN

Una preparación adecuada incluye una planificación de pre-inspección, en la aplicación de listas de verificación, en la revisión de los informes previos de inspección y en la reunión de los instrumentos y materiales de inspección.

Uno de los conceptos modernos dentro de las técnicas apropiadas de inspección consiste en asegurarse de otorgar una adecuada atención a las cosas que muestren un alto cumplimiento con estándares.

4.4.2 PLANIFIQUE LA INSPECCIÓN

El primer paso de la planificación, es definir el mapa del taladro, el cual ayuda a diseñar el recorrido de la inspección. A su vez, una ruta planificada ayuda a dividir mejor el tiempo de se determina lo que se va a observar.

Una vez que se hayan establecido los límites, la etapa siguiente es determinar qué se va a observar, en estos casos, la práctica más comúnmente usada es emplear unas cuantas palabras descriptivas, las más comunes son: doblado, quebrado, descompuesto, desgastado, grasiento, retorcido, corroído, suelto, mutilado, etc.

La lista de verificación es una herramienta necesaria para la inspección. Al planificar la inspección, identificamos las instalaciones del taladro y procesos que se van a inspeccionar en el área.

4.4.3 INSPECCIONAR

Los siguientes son algunos puntos clave que ayudarán a hacer más efectivas las inspecciones:

1. Oriéntese por medio del mapa y Check-List.
2. Describa e identifique claramente cada aspecto.
3. Clasifique los peligros, los cuales se pueden especificar de más graves.
4. Determine las causas básicas de los actos y condiciones inseguros.

4.4.4 DESARROLLAR ACCIONES CORRECTIVAS

No es suficiente encontrar las acciones y condiciones peligrosas para el óptimo funcionamiento del taladro y del personal, ni siquiera las causas básicas que las originan. Estas acciones no corrigen los problemas básicos, se requieren de acciones correctivas permanentes.

4.4.5 ACCIONES DE SEGUIMIENTO

Las mejores ideas en cuanto a acciones correctivas tienen poco valor sino se ponen en práctica, o no funcionan en la forma como se planificó. Por estas razones, se requiere de acciones de seguimiento, iniciativa que debe ser asumida por la persona responsable de realizar las inspecciones.

Este seguimiento podría incluir el llevar a cabo o entrar a comprobar lo siguiente:

1. Garantizar que se hagan las recomendaciones apropiadas a personas o grupos para su trabajo de mantener sus áreas seguras y en orden.

2. Controlar la propagación y el presupuesto referido a la gente y los materiales que se van a necesitar para completar la acción.

3. Evaluar las acciones en las etapas de desarrollo, construcción y/o modificaciones para garantizar que se satisfagan los propósitos y las especificaciones o reexaminar las revisiones durante la ejecución del trabajo.

4. Comprobar lo adecuado de las acciones ya ejecutadas, examinar las instalaciones o los equipos, evaluar el entrenamiento y revisar los procedimientos.

4.4.6 EL INFORME DE LA INSPECCIÓN

El escribir un informe es otro aspecto vital de una inspección, el informe es el medio a través del cual comunicamos información y evitamos la duplicación de esfuerzos y la pérdida de tiempo. El informe de la inspección del supervisor que da a los ejecutivos de los niveles superiores y medios, es una retroalimentación de los problemas del equipo, les ayuda a tomar mejores decisiones en cuanto al taladro. (Constitución de la República del Ecuador, 2008)

4.5 CONTROL INTEGRAL DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES (BOP) (LISTAS DE CHEQUEO Y PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO)

Se denomina lista de chequeo a la lista de comprobación que nos ayuda y sirve de guía para recordar los puntos que deben ser inspeccionados en función de los conocimientos que se tienen sobre las características y riesgos de las instalaciones. Viene a ser un cuestionario de preguntas en el que se

responderá SI o NO, concretamente es una lista de comprobación de determinadas condiciones de trabajo compuesta por varios ítems que pueden contener una o varias preguntas según sea el caso.

La lista de chequeo debe referirse básicamente a cuatro aspectos distintos de la prevención de riesgos laborales:

- **Al agente material:** instalaciones, máquinas, herramientas, sustancias peligrosas, suelos, paredes, objetos.
- **Al entorno ambiental:** orden y limpieza, ruido, iluminación, temperatura, condiciones higrométricas, corrientes de aire.
- **A las características personales de los trabajadores:** conocimientos, aptitudes, actitudes, grado de adiestramiento, comportamiento.
- **A la empresa u organización:** gestión de la prevención, formación, métodos y procedimientos, sistema de comunicaciones.

Cada supervisor encargado de la prevención que deba realizar una inspección debe elaborar y adaptar las listas de chequeo a las circunstancias de cada momento según corresponda, deben de ser lo más claros e inteligibles que sea posible. A ser posible un ítem o cuestión debe contener una sola pregunta que haga referencia a un solo elemento y no a varios. Y otras preguntas para determinar la causa de su inseguridad, para poder tener toda la información posible relacionada a ese equipo. A continuación se presenta la lista de chequeo sugerida, es la guía para la inspección y mantenimiento integral del equipo Preventor de Reventones (BOP) de perforación:

4.6 PROPUESTA DE CHECK LIST PARA LA INSPECCIÓN DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES (BOP)

Tabla N°15. Lista de verificación propuesta para la inspección del equipo Preventor de Reventones (BOP)

MEMBRETE GENERAL DEL CHECK LIST PARA EL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES				
PROGRAMA DE CONTROL INTEGRAL DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES	PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO	INSPECCION N°		
		FECHA		
		DIA	MES	AÑO
CLIENTE:	Compañía operadora			
EMPRESA CONTRATISTA Y EQUIPO:	EMPRESA DE SERVICIOS:			
	RIG N°			
TIPO DE EQUIPO:	Modelo, Serie, Marca			
INSTALACION:	Pozo:			
UBICACIÓN:	Campo:			
INSPECTOR:	Quién realizó la inspección			
OBJETIVO:	Ejemplo: Prestar los servicios de inspección para el aseguramiento de la integridad del equipo Preventor de Reventones de perforación _____ , con el			

CONTINUACIÓN



	propósito de cumplir con los estándares Nacionales e Internacionales y recomendaciones de los fabricantes		
ALCANCE:	Ejemplo: Se aplica al BOP en las instalaciones del RIG N° _____, ubicado en el pozo _____ - Campo _____.		
INSPECCION A LA ORGANIZACIÓN			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
Existe implantado un sistema de Gestión de la prevención de Riesgos Laborales.			
Se imparte formación e información a los trabajadores.			
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.			
INSPECCION AL PERSONAL			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
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 DEL ENTORNO AMBIENTAL			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES

CONTINUACIÓN



El suelo se mantiene limpio y exento de sustancias resbaladizas			
Las zonas de paso están libres de obstáculos.			
El nivel de iluminación es suficiente.			
La iluminación cumple con criterios de anti – explosión.			
INSPECCION GENERALIZADA DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
EPP usado por el personal y procedimientos seguidos			
Buena limpieza en general			
Revisado el último reporte de prueba de BOP. Cada inicio de operación.			
Líneas hidráulicas protegidas			
Trabajadores asegurados, andamios con pasamanos de seguridad			
Choque manifold y líneas aseguradas			
Contrapozo con tapa cubierta			
Fuga de algún líquido			
Cables de BOP operables y con reporte de inspección			

CONTINUACIÓN



Fuga de aceite en arietes			
PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO DIARIO DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
Existe liqueos en bop anular y arietes			
Indicios de presencia de corrosión en bop anular y arietes			
Contrapozo libre de líquidos provenientes del pozo			
Cerrar los rams para testear sus condiciones operacionales:			
Con tubería dentro del pozo: abrir y cerrar todos los pipe rams			
Con tubería fuera del pozo: abrir y cerrar todos los blind rams e inspeccionar visualmente para detectar cualquier liqueo			
PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO MENSUAL DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
Existe desgaste o daño en los orificios roscados para los pernos			
Existe desgaste corrosión o daño en las juntas de los asientos			
Inspección del cuerpo para detectar daños y/o desgaste.			

CONTINUACIÓN



Llevar a cabo lo siguiente sin abrir las cubiertas:			
Tests de la presión del BOP			
Test de la presión del circuito hidráulico			
Chequear el sistema asegurador manual o efectuar un test del sistema asegurador automático			
Lubricar los pins de las bisagras de la cubierta usando el dispensador suministrado			
PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO TRIMESTRALMENTE/ANUALMENTE DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES			
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES
Revisión de la unidad de empaques y sellos			
Revisión de pistones si existen desgaste o daño externo e interno			
Chequeo de daño en el interior del canasto y limpieza de las ventanas del canasto de cualquier depósito que pueda estorbar el movimiento del pistón			
Inspección de la unidad de empaque para chequear sus condiciones (desgaste, fracturas, dureza)			

CONTINUACIÓN



Chequear el desgaste en el interior de la cabeza			
Reemplazo de las partes externas desgastadas del bop stack			
A través de una inspección visual, abrir las cubiertas y quitar los rams			
Test de la presión del circuito hidráulico durante la apertura			
Test de la presión del circuito hidráulico durante el cierre			

4.7 PARA DAR DE BAJA UN EQUIPO



Figura 46. Preventor de Reventones (BOP)

El Preventor de Reventones es un equipo que está compuesto por muchas partes es decir que tiene partes móviles las cuales son removibles o cambiables, es por eso que en sí no se puede dar de baja a un Bop mientras cumpla con el mantenimiento en cuanto a lo expuesto y cumpla a cabalidad con el check list de verificación propuesto, mientras se hagan los cambios y reparaciones necesarias que exija la calificación del mismo para aprobar su operación, un Bop puede seguir operando.

Según la Norma API RP 53 la misma que dicta los respectivos requerimientos para inspecciones, mantenimiento, y remanufactura para el sistema de preventor de reventones en la perforación de pozos es así que expresa que el Bop debe ser dado de baja y cambiado totalmente para operaciones de perforación cada 5 años no así sus partes como ya se había explicado deben ser cambiadas periódicamente por estar expuestas a desgaste y corrosión.

Para dar de baja antes de los 5 años debería ser necesario realizar pruebas NDT al cuerpo del Bop, que es de la única manera que se puede llegar a inspeccionar en especial con pruebas magnéticas, radiográficas, electromagnéticas, etc., mismas que son detalladas en el capítulo anterior.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al término de este trabajo, se han obtenido las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1 CONCLUSIONES

- Con la implementación de un manual de inspección y mantenimiento del equipo Preventor de Reventones (BOP) se genera un mayor control del mismo, y es importante para el desarrollo óptimo de las actividades de las empresas, además de alcanzar una base para el adiestramiento del personal y crear un lugar seguro de trabajo.
- Se desarrolló la metodología para la inspección y mantenimiento del equipo Preventor de Reventones (BOP) basándose en las normas internacionales API, el mismo que es el ente encargado de la certificación para el gremio petrolero del Ecuador.
- La identificación de los puntos críticos del equipo Preventor de Reventones (BOP) es una tarea principal para el trabajo en operaciones ya que se previenen posibles fallas en activos y personal.
- El mantenimiento del equipo Preventor de Reventones (BOP), debe tener una mezcla e integración de preventivo, correctivo y predictivo, para que se tenga una filosofía proactiva en la conservación de las operaciones de perforación y elevar la confiabilidad de su funcionamiento.
- El disponer de la información en este check list, permitirá establecer mecanismos de control que satisfagan las necesidades de

mantenimiento preventivo, de igual forma se eliminará la duplicación de los esfuerzos y la interferencia de responsabilidades.

- El documento permite planear, hacer, verificar y actuar para tomar medidas preventivas en los elementos puntuales del programa de control integral del equipo Preventor de Reventones (BOP), así convirtiéndose en un importante instrumento para la capacitación a los operadores en el taladro de perforación, también siendo un gran aporte académico para la Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Este trabajo es un aporte para la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que permitirá realizar fiscalizaciones de mejor calidad al equipo Preventor de Reventones (BOP) usado en el proceso de perforación de pozos petroleros, lo que permitirá llevar un mejor control de las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador y garantizará inversiones y al talento humano.

5.2 RECOMENDACIONES

- Programar las salidas al campo por parte de los funcionarios de la ARCH, para realizar las inspecciones coordinando para llegar a las locaciones cuando el personal de la torre este en labores de armado e izaje del equipo, para realizar la inspección del BOP de acuerdo a como se especifica en el presente manual.
- El éxito de una seguridad industrial en lo que se refiere a prevenir reventones de pozo, no está en únicamente inspeccionar y tener en buenas condiciones al equipo de prevención de reventones, sino que también está en realizar una correcta predicción de presiones de la formación para poder controlarlas, es por esto que se recomienda que se realice una adecuada predicción de presiones de fondo.

- Utilizar el presente manual y check list, para realizar inspecciones más profundas, y dar seguimiento a las empresas para que realicen las acciones correctivas de las observaciones realizadas en cada inspección.
- Actualizar u obtener la certificación del equipo Preventor de Reventones (BOP) de acuerdo al tiempo estipulado en las normativas técnicas y/o a la ley ecuatoriana, por parte de las compañías prestadoras de servicios.
- Se recomienda para futuras acciones de inspección y mantenimiento del equipo Preventor de Reventones (BOP), llevar un registro histórico de fallas e inconvenientes ocurridos en el mismo, en el que se especifique el tipo de falla, tiempo fuera de servicio, tiempo en reparación, solución aplicada a la falla.
- Organizar y concientizar al personal para la implantación de un buen programa de mantenimiento.
- Realizar o completar el check list propuesto de inspección técnica y mantenimiento y dar el asesoramiento de ser el caso al personal que lo vaya a ejecutar, de una forma periódica para que se realice un correcto trabajo de control.
- Seguir con los planes de certificación del equipo y no postergarla. Para la certificación del equipo se recomienda planificar de una forma anticipada a la fecha de certificación, para no interrumpir las operaciones del equipo y los planes recomendados por la operadora.

- Contar con la presencia del Company Man y QHSE en la inspección técnica del equipo y la realización del check list, así como también con representantes de la empresa operadora, para tener varios criterios en la inspección y aprovechar la experiencia de los mismos para el correcto mantenimiento del equipo.
- Utilizar equipos auxiliares como computadoras portátiles con programas adecuados para el control o auditoria del equipo Preventor de Reventones (BOP), para no dejar pasar por alto ninguna inspección o mantenimiento preventivo para su funcionamiento óptimo.
- Recordar que los fabricantes están obligados por política de mercadotecnia y por aspectos legales con su cliente como prestadores de servicios, a proporcionar toda la información que se requiera para la correcta operación y mantenimiento de los equipos que presentan ellos.

NOMENCLATURA

ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
API	American Petroleum Institute
PSI	Pounds-force per square inch
ROP	Rate of penetration
SAE	Society of Automotive Engineers
BOP	Blowout Preventer
MP	Partículas magnéticas
PT	Líquidos penetrantes
UT	Pruebas de ultrasonido
SPEC	Specification
AWS	American Welding Society
RP	Recommended Practice
QHSE	Quality, Health, Safety & Environment
NDT	Non destructive testing

BIBLIOGRAFÍA

1. Adams, N. (1980). *Well control Problems and Solutions*, Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
2. American Petroleum Institute. (1993). *SPEC 16C Especificaciones para sistemas de estrangulamiento y matado de pozos de perforación*. Washington, D.C.
3. American Petroleum Institute. (1997). *RP 53 Requerimientos para inspecciones, mantenimiento, y remanufacturación para el sistema de preventor de reventones en la perforación de pozos*. Washington, D.C.
4. American Petroleum Institute. (1993). *SPEC 16D Especificación para sistemas de control de los equipos de control de pozos de perforación*. . Washington, D.C.
5. American Petroleum Institute. (2004). *SPEC 16A Especificación detallada de los equipos de perforación*. Washington, D.C. .
6. American Petroleum Institute. (2004). *SPEC Q1 Especificación de los requisitos de manufactura del sistema de gestión de calidad en organizaciones para la industria del petróleo y gas natural*. Washington, D.C.
7. ARCH,. (2013). *Manual de procedimiento para inspección técnica y de seguridad industrial en equipos de perforación*. Ecuador.

8. Cameron. (2000). *BOP Replacement Parts*,. Houston Texas, USA.
9. Constitución de la República del Ecuador. (2008). Ecuador.
10. Correa, J. (2012). *Pruebas no destructivas END*.
11. De la Torre G. (2009). *Análisis y comparación de los métodos de control de pozo para establecer las condiciones operativas más favorables al pozo. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial*,. Quito.
12. Decreto ejecutivo 2393. (1998). *reglamento de seguridad y salud de los trabajadores y mejoramiento del medio ambiente de trabajo*. Quito.
13. Delgado, R. (2013). *Diseño de un manual y formularios de inspección técnica y de seguridad industrial en el Rig Tuscany -117 Octubre 2012. Tesis de Grado. Universidad Central del Ecuador*. Quito.
14. Garzón, M. (2006). *Mantenimiento de Torres de Perforación Petrolera. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional*,. Quito.
15. GIAS Group. (2013). *Proceso de prearranque para equipos de perforación*.
16. Harvey. (2003). *Manual De Control De Pozos. Escuela de control de pozos*. Louisiana. .


17. Hydril. (1998-1999). *Composite Catalog High performance productors for energy*. Houston, Texas.
18. Juárez, E. (2006). *Importancia del uso del BOP en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial*. Quito.
19. Ley de Hidrocarburos del Ecuador. (2009). Ecuador.
20. Ministerio de Relaciones Laborales. . (2005). *Código de Trabajo*. Quito.
21. Norton J. (1992). *Formulas and calculations for Drilling, Production and Workover*. Gulf Publishing Company,. Houston.
22. Ortiz, D. . (2008). *Equipos y herramientas de perforación, procesos operativos en armada, desarmada y traslado de equipos*. Quito.
23. Rondon, G. (2003). *Elaboración de un programa de mantenimiento preventivo a todos los equipos de un taladro de perforación. Tesis previa a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos*. Venezuela.
24. Smith, R. (2004). *Ejercicios De Control De Pozos*.
25. Trada, J. (2004). *“Elaboración de un Programa de Mantenimiento para Taladros de Perforación de PDVSA-San Tomé”*. Trabajo de Grado, Universidad Gran Mariscal de Ayacucho,. El Tigre.

26. William, J. (1994). *Well control for the man on the rig. Murchison Drilling Schools*,. Albuquerque.

27. Zuñiga, J y Jaramillo, G . (2013). *Estandarización de las inspecciones técnicas y de seguridad industrial de los equipos de reacondicionamiento de pozos que operan en el ecuador. Tesis de Grado. Universidad Central del Ecuador*,. Quito.

ANEXOS

Anexo # 1 Permiso de Consorcio Shushufindi para trabajos en caliente

 **Permiso de Trabajo en CALIENTE** 0011579

Proyecto: *2552-108-110-80057*
Fecha: *21/09/2014* 08:00
Hora: *21/09/2014* 18:00

SECTION 1 - IDENTIFICACION DEL TRABAJADOR O TRABAJADORAS
Nombre del Trabajador: *K. YARIEZ*
Apellido y Nombre: *José Pizarro*
Código: *KE1*
Descripción de la labor: *Corte de derribo de la locacion*

SECTION 2 - DESCRIPCION DEL TRABAJO REALIZADO O REALIZANDOSE
Descripción del trabajo: *Corte de material y Soldadura*

SECTION 3 - MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RIESGOS DE SALUD Y SEGURIDAD
MORADA: ALTIPLANO MONTAÑA SIERRA

SECTION 4 - EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP) CONFORME A LA LEY
Casaca: Bata: Guantes:
Botas: Goggles: Cables:
Mascarilla: Escudo: Otros:

SECTION 5 - MEDIDAS DE PROTECCIÓN PERSONAL DE EMERGENCIAS
Conoce el uso de extintor:
Conoce el uso de botiquín:
Conoce el uso de equipo de evacuación:
Conoce el uso de equipo de primeros auxilios:

SECTION 6 - MEDIDAS DE PROTECCIÓN PERSONAL DE EMERGENCIAS (CONTINUACIÓN)
Se conoce el uso de: Botiquín:
Se conoce el uso de: Extintor:
Se conoce el uso de: Equipo de evacuación:
Se conoce el uso de: Equipo de primeros auxilios:

SECTION 7 - PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA Y/O DE RIESGOS DE SALUD Y SEGURIDAD
Permitido soldar persona sin su autorización

Fecha	Hora	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
21/09/2014	08:00								
21/09/2014	09:50								
21/09/2014	11:50								
21/09/2014	13:50								
21/09/2014	15:50								
21/09/2014	17:50								
21/09/2014	19:50								

SECTION 8 - AUTORIZACIONES
Autorización de trabajo en caliente: *K. YARIEZ*
Autorización de trabajo en caliente: *José Pizarro*

SECTION 9 - AUTORIZACIONES (CONTINUACIÓN)
Autorización de trabajo en caliente: *José Pizarro Soldador*
Autorización de trabajo en caliente: *08:00*

SECTION 10 - AUTORIZACIONES (CONTINUACIÓN)
Autorización de trabajo en caliente: *José Pizarro Soldador*
Autorización de trabajo en caliente: *08:00*

SECTION 11 - AUTORIZACIONES (CONTINUACIÓN)
Autorización de trabajo en caliente: *José Pizarro Soldador*
Autorización de trabajo en caliente: *08:00*

SECTION 12 - AUTORIZACIONES (CONTINUACIÓN)
Autorización de trabajo en caliente: *José Pizarro Soldador*
Autorización de trabajo en caliente: *08:00*

Anexo # 2 Permiso de Consorcio Shushufindi para trabajos en frío

Consorcio Shushufindi **Permiso de Trabajo en FRÍO** No. 0050302

Fecha de Permiso: 01/09/2014
 Lugar: Centro de Control de PTE
 Hora: 10:30

SECCION 1. IDENTIFICACION DEL TRABAJADOR QUE REALIZA EL TRABAJO
 Nombre de Trabajador: Juan Mateo
 Cargo: Supervisor
 Empresa: Key

SECCION 2. IDENTIFICACION DEL TRABAJO QUE SE VA A REALIZAR
 Descripción del Trabajo: Inspeccionar los equipos de refrigeración y verificar el funcionamiento de los mismos.
 Ubicación del Trabajo: Almacén de Materiales

SECCION 3. IDENTIFICACION DE LOS RIESGOS QUE SE PRESENTAN
 Riesgos de Energía: Mecánico Eléctrico Térmico Químico
 Riesgos de Seguridad: Caídas Golpes Resaca

SECCION 4. MEDIDAS DE PROTECCION PERSONAL QUE SE VAN A TOMAR
 Tipo de Trabajo: Físico Químico Térmico Eléctrico
 Protección Personal: Casaca Guantes Zapatos Gafas Oídos Respirador

SECCION 5. MEDIDAS DE CONTROL QUE SE VAN A TOMAR
 Señales de Peligro: Sí No
 Señales de Peligro: Sí No
 Señales de Peligro: Sí No

SECCION 6. PRECAUCIONES ESPECIALES QUE SE DEBE TOMAR
 Este trabajo se debe realizar con cuidado y precaución.

SECCION 7. MONITOREO ATENCIONAL QUE SE VA A REALIZAR

Nombre	Apellido	Nombre	Apellido	Nombre	Apellido	Nombre	Apellido	Nombre	Apellido
Juan	Mateo								

SECCION 8. AUTORIZACIONES
 Autorización del Trabajador: Juan Mateo, Supervisor, Firma: [Firma], Fecha: 01/09/2014.
 Autorización del Encargado del Trabajo: [Firma], Fecha: 01/09/2014.
 Autorización del Encargado del Área: [Firma], Fecha: 01/09/2014.

Anexo # 3 Permiso de Trabajo para intervención en pozos PETROAMAZONAS EP

PETROAMAZONAS EP
PERMISO DE TRABAJO PARA INTERVENCIÓN EN POZOS
No. **0026231**

1. SELECCIONE EL TIPO DE TRABAJO QUE VA A REALIZAR (CÓDIGO UNO)

TRABAJO A POZOS
 CONFINES
 RECONSTRUCCIÓN DE TUBERIAS

2. UBICACIÓN
3. **ÁREA DE TRABAJO**

3. **UBICACIÓN**
3. **ÁREA DE TRABAJO**

4. SITIO DEL TRABAJO
Cocac

5. CÓDIGO DEL BOMBO (POZO)
5. **CÓDIGO DEL BOMBO (POZO)**

6. FECHA DE SOLICITUD DEL PERMISO (DIA/MES/AÑO)
02/02/2014

7. FECHA DE FIN DEL PERMISO (DIA/MES/AÑO)
02/02/2014

8. DETALLE DEL TRABAJO A REALIZAR:
Trabajo de mantenimiento de Pozos

9. LISTA DE PRECAUCIONES A IMPLEMENTAR ANTES DE REALIZAR EL TRABAJO

INDICADOR DE PRECAUCIÓN	INDICADOR DE PRECAUCIÓN	INDICADOR DE PRECAUCIÓN	INDICADOR DE PRECAUCIÓN
ACTIVAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATASTRAL	ACTIVAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATASTRAL	ACTIVAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATASTRAL	ACTIVAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATASTRAL
SUSPENDIR TODO TRABAJO EN EL LUGAR	SUSPENDIR TODO TRABAJO EN EL LUGAR	SUSPENDIR TODO TRABAJO EN EL LUGAR	SUSPENDIR TODO TRABAJO EN EL LUGAR
APAGAR TODAS LAS VEHICULOS MOVILES Y PLUG	APAGAR TODAS LAS VEHICULOS MOVILES Y PLUG	APAGAR TODAS LAS VEHICULOS MOVILES Y PLUG	APAGAR TODAS LAS VEHICULOS MOVILES Y PLUG
DESACTIVAR TELÉFONOS	DESACTIVAR TELÉFONOS	DESACTIVAR TELÉFONOS	DESACTIVAR TELÉFONOS
MONITOREO DE ÁREAS	MONITOREO DE ÁREAS	MONITOREO DE ÁREAS	MONITOREO DE ÁREAS
DELIMITAR EN EL ÁREA DE TRABAJO	DELIMITAR EN EL ÁREA DE TRABAJO	DELIMITAR EN EL ÁREA DE TRABAJO	DELIMITAR EN EL ÁREA DE TRABAJO
SEÑALIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO	SEÑALIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO	SEÑALIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO	SEÑALIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS
CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS	CONTROL DE ACCESO DEL PERSONAL DE OTRAS EMPRESAS

10. APROBACIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

SOLICITANTE
 P. NOMBRE: [Firma]
 NOMBRE: [Firma]

SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO
 P. NOMBRE: _____
 NOMBRE: _____

COORDINADOR DE CAMPO (Autorizado por el Gerente de Seguridad)
 P. NOMBRE: _____
 NOMBRE: _____

APROBADOR GENERAL
 P. NOMBRE: [Firma]
 NOMBRE: [Firma]

APROBADOR LOCAL
 P. NOMBRE: [Firma]
 NOMBRE: [Firma]

ELECTOR
 P. NOMBRE: [Firma]
 NOMBRE: [Firma]

11. PRECAUCIONES ADICIONALES:
Se debe utilizar protección personal adecuada

12. EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL REQUERIDO (SI/NO)

SI	SI	SI	SI
SI	SI	SI	SI
SI	SI	SI	SI
SI	SI	SI	SI

13. REGISTRO DEL MONITOREO DE DAÑOS

SI	SI	SI
SI	SI	SI
SI	SI	SI

14. PERMISOS RELACIONADOS
02/02/2014

15. REGISTRO DE ANILAMIENTOS ELÉCTRICOS / MECANICOS / APT. SELL.

No. TABLERA	SERIE POR	CIRCUITO	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO	OPERARIO DEL LUGAR DE TRABAJO	PERMISOS RELACIONADOS	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO

16. SUSPENSIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

ANILAMIENTOS	SERIE POR	CIRCUITO	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO	OPERARIO DEL LUGAR DE TRABAJO	PERMISOS RELACIONADOS	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO
A								
A								

17. EXTENSIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

ANILAMIENTOS	SERIE POR	CIRCUITO	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO	OPERARIO DEL LUGAR DE TRABAJO	PERMISOS RELACIONADOS	FECHA DE ANILAMIENTOS	FECHA DE SELLADO
A								
A								

18. CANCELACIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

TRABAJO COMPLETADO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FECHA DE CANCELACIÓN	FECHA DE SELLADO	APROBADOR LOCAL	ELECTOR
ANILAMIENTOS A LAPSO PLAZO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FECHA DE CANCELACIÓN	FECHA DE SELLADO	APROBADOR LOCAL	ELECTOR

PETROAMAZONAS EP - 044-001449104@petro.com.ec

Anexo # 4 Permiso de trabajo general PETROAMAZONAS EP

PERMISO DE TRABAJO GENERAL

No. **0077638**

1. SELECCION EL TIPO DE TRABAJO QUE VA A REALIZAR (CÍRCULO)

TRABAJO EN TIPO
 TRABAJO DE EMERGENCIA
 TRABAJO DE MANTENIMIENTO
 TRABAJO CON PRODUCTOS QUIMICOS
 TRABAJO CON PRODUCTOS INFLAMABLES

2. FECHA DE EMISIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO: **30 de Oct 2010**

3. FECHA DE VIGENCIA DEL PERMISO DE TRABAJO: **el 07 de Nov 2010**

4. LUGAR / LOCALIDAD: **SISO - 036**

5. SITIO DEL TRABAJO: **SISO - 131**

6. NOMBRE DEL CUARTO / PISO: **AMBIEST**

7. TIPO DE OPERACIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO: **Acueducto de la Tam Ambest**

8. LISTA DE PREOCUPACIONES A IMPLEMENTAR ANTES DE INICIAR EL TRABAJO

PREOCUPACION	IMPLEMENTADA	FECHA
SEÑALIZACIÓN DE ZONAS DE PELIGRO	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE OBSTACULOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE PASADIZOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE ZONAS DE PELIGRO	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE OBSTACULOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE PASADIZOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE ZONAS DE PELIGRO	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE OBSTACULOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE PASADIZOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE ZONAS DE PELIGRO	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE OBSTACULOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE PASADIZOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE ZONAS DE PELIGRO	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE OBSTACULOS	<input checked="" type="checkbox"/>	
SEÑALIZACIÓN DE PASADIZOS	<input checked="" type="checkbox"/>	

9. APROBACIONES REQUERIDAS

CONSTRUCION con **Company Mto, Topografía y SD**
Fabrica de Sisk Teichit

10. REGISTRO DE MONITOREO DE GASES

NO. MONITOREO	FECHA	MONITOREO	RESULTADO

11. SUSPENSIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

FECHA	CAUSA	FECHA DE REINICIO


12. DISTRIBUCIÓN DEL PERMISO DE TRABAJO

TÍTULO ORIGINAL	FECHA DE EMISIÓN	FECHA DE VIGENCIA	FECHA DE SUSPENSIÓN	FECHA DE REINICIO









Anexo # 5 Reporte de Inspección y Daño en Ensamblaje del BOP

	INSPECTION REPORT AND DAMAGE / REPORTE DE INSPECCIÓN Y DAÑO																																						
	<input type="checkbox"/> IN-100-B <small>INSPECTION REPORT</small>	<input type="checkbox"/> IN-100-B-1 <small>INSPECTION REPORT</small>	<input type="checkbox"/> IN-100-B-2 <small>INSPECTION REPORT</small>																																				
<small>NO. DE INSPECCIÓN</small> 1008/11		<small>FECHA DE INSPECCIÓN</small> 11/08/11		<small>NO. DE REPORTE</small> SE 1008/11																																			
<small>FECHA DE EMISIÓN</small> 11/08/11	<small>TARJETA DE IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO</small> STAR FORTBOY		<small>CARGA ARMADA</small> API 15A, API 5A																																				
<small>NO. DE EQUIPO</small> 1008/11	<small>NO. DE EQUIPO</small> 0	<small>NO. DE EQUIPO</small> API 15A, API 5A		<small>NO. DE EQUIPO</small> API 15A, API 5A																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPCIÓN</th> <th>UNIDAD</th> <th>ESTADO</th> <th>REMARKS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>HEAD</td> <td>HEAD</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>POSTION</td> <td>POSTION</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>WELDER</td> <td>WELDER</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>WELDED HEAD CONNECTION</td> <td>OK</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>					NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESTADO	REMARKS	1	HEAD	HEAD	OK		2	POSTION	POSTION	OK		3	WELDER	WELDER	OK		4	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK		5	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK		6	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK	
NO.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESTADO	REMARKS																																			
1	HEAD	HEAD	OK																																				
2	POSTION	POSTION	OK																																				
3	WELDER	WELDER	OK																																				
4	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK																																				
5	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK																																				
6	WELDED HEAD CONNECTION	WELDED HEAD CONNECTION	OK																																				
ASSEMBLY BOP																																							
																																							
<small>MANEJO PARTICULAS - PARTICULAS MANEJO SI NO</small>		<small>IDENTIFICACION DE PARTES LAP</small>	<small>TIPO DE PARTICULAS</small>	<small>SERIALIZADO SEGUN INTERIOR LOT</small>	<small>TIPO</small>																																		
<small>LOG DE MANEJO</small>		<small>EXPLORAR</small>	<small>TORNILLO IDENTIFICADO</small>	<small>EXPLORAR</small>																																			
																																							

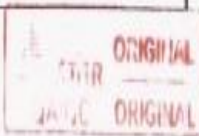
Anexo # 6 Reporte de Inspección y Daño en el Pistón del BOP

		INSPECTION REPORT AND DAMAGE / REPORTE DE INSPECCIÓN Y DAÑO						NO. 0000111	
Report No. 0001		SACOP ENERGY ASSET DE BIENVENIDA		CARGA ASIGNADA		FECHA DE EMISIÓN		FECHA DE RECEPCIÓN	
ASSET 000004		SEAS PLATFORM		API 16A API 6A		2024-11-08		2024-11-08	
1	VALVE IDENTIFIER	INSPECTED	1	SS	SS	SS	SS	SS	01/17
2	VALVE POSITION	INSPECTED	1	SS	SS	SS	SS	SS	01/17
3	VALVE SIZE	INSPECTED	1	SS	SS	SS	SS	SS	01/17
4	VALVE TYPE	INSPECTED	1	SS	SS	SS	SS	SS	01/17
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									


PISTON


METHOD OF INSPECTION / METODO DE INSPECCIÓN			
MATERIAL IDENTIFICATION / IDENTIFICACIÓN DE MATERIALES	VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL	THERMAL INSPECTION / INSPECCIÓN TÉRMICA	OTHER / OTRO
VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL	VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL	VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL	VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL VISUAL INSPECTION / INSPECCIÓN VISUAL



Anexo # 7 Reporte de Inspección y Daño en el Cuerpo del BOP

		INSPECTION REPORT AND DAMAGE / REPORTE DE INSPECCION Y DAÑO									
STAR Oilfield Services Ltda.		AREA: <input type="checkbox"/> OPERACIONES <input type="checkbox"/> MANTENIMIENTO <input type="checkbox"/> LOGISTICA									
Fecha: 22.08.11		DAÑO EXTERNO BODY DE BOP				CABLE ARCADE				ITEM:	
ID: 10000004		STAR PORTER		JORNAL: 8		APT: 16A, 17A		WORK: 100		PART:	
1	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
2	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
3	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
4	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
5	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
6	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
7	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
8	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
9	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
10	INSPECCION VISUAL	100%	SS								
11	INSPECCION VISUAL	100%	SS								

BODY








METHOD OF INSPECTION / METODO DE INSPECCION				
INSPECCION VISUAL	INSPECCION VISUAL	INSPECCION VISUAL	INSPECCION VISUAL	INSPECCION VISUAL

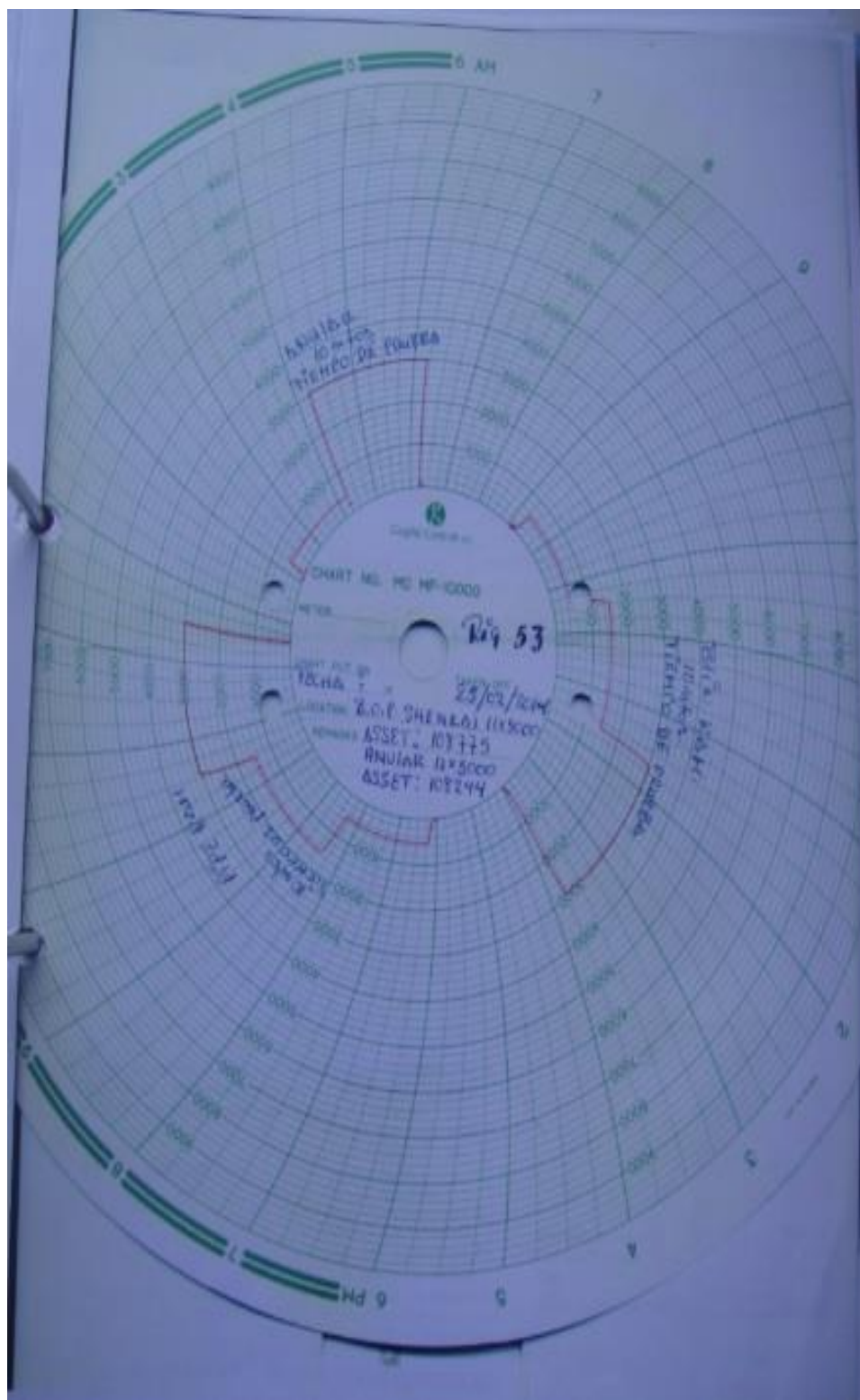


Anexo # 8 Test periódico del equipo del BOP

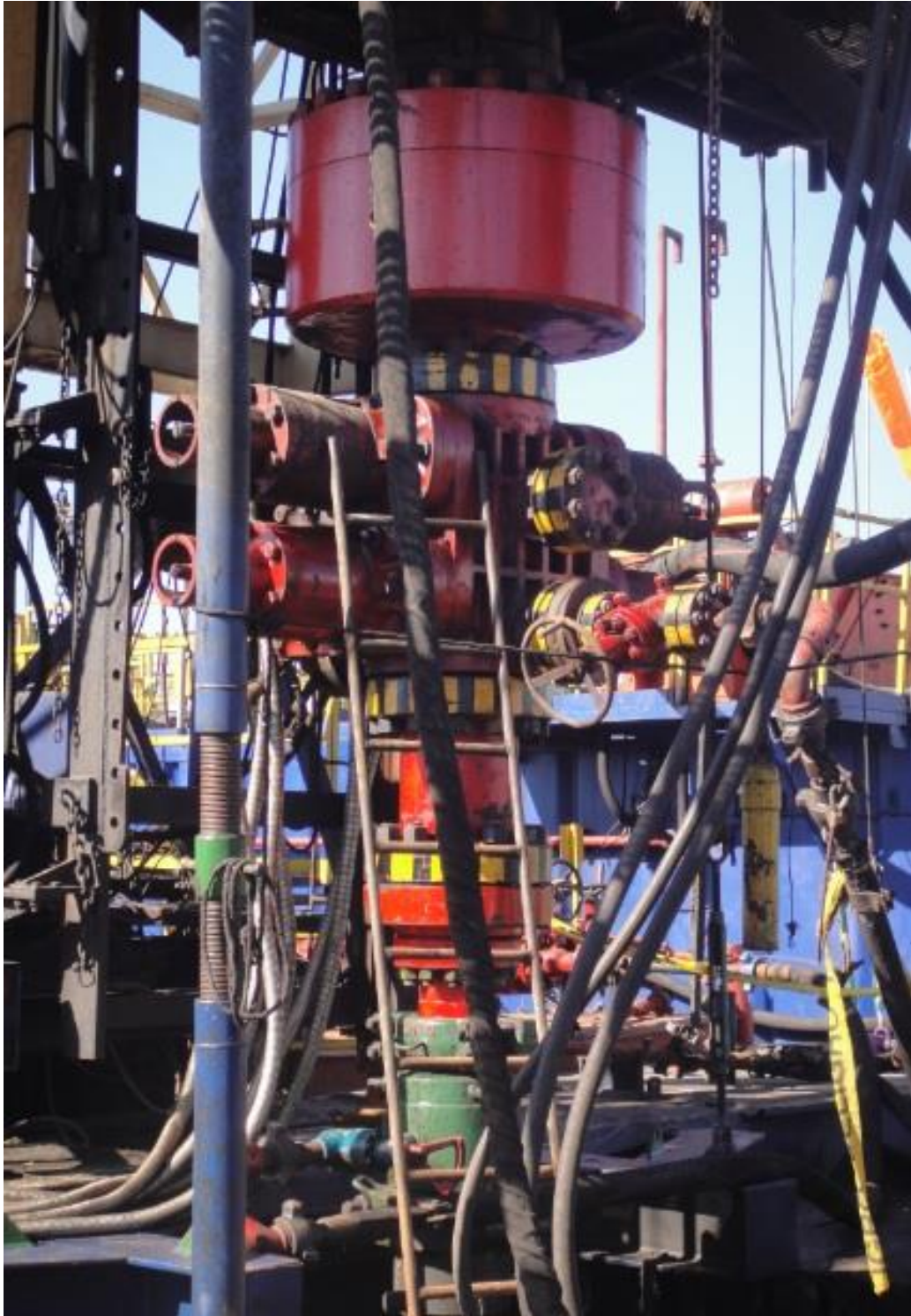


BOP EQUIPMENT PERIODICAL TESTS										
Country	Ecuador		Well	OSO B 056		Date	04.08.2014		Date of Prev. Test	25.07.2014
Rig No.	815									
EQUIPMENT										
Accumulator			Annular Preventers							
Precharge Pressure	Working Pressure	Reserve Volume	Make	Bore	Model	Diverter/Annular	Working Pressure			
1000	3000	250 GAL	HYDRIL	11"	GK-5M	ANNULAR	5000 PSI			
CAMBIO FLUIDO TANQUE ACUMULADOR 14 ABRIL 2014			Ram Preventers							
Pumps	P Max	P Min	Make	Bore	Installed Rams	Double/Single	Working Pressure			
Air Pumps	3000	2700			3.5" P.RAMS					
Elec. Pump	3000	2550	HYDRIL	11"		DOUBLE	5000 PSI			
Initial Pressures		psi								
Accumulator		3000								
Manifold		1500								
Regulator		1500								
ACCUMULATOR TEST										
Record the dates of the last Tests that are listed At the right.		Pressure	04.08.2014		Function Test			04.08.2014		
		Stump			Plug	04.08.2014		Cup		
		Accumulator Control			04.08.2014		Remote Control		04.08.2014	
Pressure test must be recorded		Pressure		Fluid Level		Time				
Function		Accumulator	Manifold			To Close	To Open	Remarks		
				INT = 24"						
CLOSE BLIND RAMS		3000	1500	FNL = 18"		5.5 sec	5.5 sec			
CLOSE PIPE RAMS		3000	1500			5.5 sec	5.5 sec			
CLOSE ANNULAR		3000	1000			10 sec	10 sec	Element Replaced 14/ABRIL/14		
BOP TEST										
Item		Low Pressure	Duration Minutes	High Pressure	Duration Minutes	Remarks				
Diverter Annular		300	10 MIN	1200	10 MIN					
Blind Rams										
Pipe Rams		Size 3 1/2	300	10 MIN	2500	10 MIN				
Pipe Rams		Size								
Choke Line	HCR Valve									
	Manual Valve									
Kill Line	Inside									
	Outside									
Emergency Line	Check Valve									
	Inside									
Emergency Line	Outside									
NABORS Representative Signature					RMG: JORGE PARRAGA					
Operators Representative Signature					ING: JORGE RUIZ					

Anexo # 9 Carta de pruebas de presión para el equipo del BOP



Anexo # 10 BOP Stack



Anexo # 11 Mando de BOP



