



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

PRÁCTICA RECOMENDADA

PR IAPG-SC-18-2020-00 - REV 00

**Sistemas de Control de
Surgencia en Equipos de Torre**

> Notas Especiales

Por tratarse de una Práctica Recomendada (PR) las acciones, modalidades operativas y técnicas en ellas incluidas, carecen de contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.

No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que sólo integran un conjunto de consejos para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.

De optar por la aplicación de la presente PR y dado que la misma refiere de manera explícita a Prácticas Recomendadas y ESTANDARES del API, los mismos deben ser respetados y cumplidos en todo su alcance. A tal efecto y dado que los mismos están sujetos a actualizaciones se debe aplicar la última Edición o Actualización de cada uno de ellos.

La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y /o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.

El IAPG no asume, con la emisión de esta PR, la responsabilidad propia de las compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Asimismo, el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.

Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de esta PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente la adopten o utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad.

El IAPG quiere llamar la atención de quienes adopten la presente Práctica Recomendada para que se adecue su utilización a la normativa ambiental que corresponda a su localización. En tal sentido, desea recordar que, tanto en el orden Nacional como en las Provincias Argentinas, existen estructuras normativas para la protección del ambiente.

La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva, celebrada en Sede Central, el 29 de abril de 2020.

> Índice

- 1** | OBJETO
- 2** | ALCANCE
- 3** | DEFINICIONES Y ABREVIATURAS
- 4** | DESARROLLO
- 5** | DOCUMENTOS DE REFERENCIA
- 6** | RESPONSABILIDADES
- 7** | DOCUMENTACION QUE DEBE ESTAR DISPONIBLE EN EL EQUIPO SEGÚN ESTANDAR API 53.
- 8** | ANEXO 8: DESARROLLO DE LA PR
- 9** | ANEXO 9: TABLAS PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.
- 10** | ANEXO 10: TABLAS PRUEBAS DE PRESION.
- 11** | ANEXO 11: CHECK LIST INSPECCION FUNCIONAMIENTO SISTEMA.
- 12** | ANEXO 12: TABLA Y DIAGRAMA REPARACION Y RE MANUFACTURACION
- 13** | ANEXO 13: RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE DE EMPAQUETADURAS.
- 14** | ANEXO 14: RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DEL SEPARADOR GAS LODO, INSPECCION Y MANTENIMIENTO.

1 OBJETO

El objetivo de este documento es agrupar en forma ordenada y sistemática las prácticas recomendadas, ESTANDARES, normas y procedimientos aplicables para montaje y desmontaje, manipuleo, transporte, inspección, control, mantenimiento y reparación de los SISTEMAS DE CONTROL DE SURGENCIAS (BLOW OUT PREVENTER EQUIPMENT) presentes en las operaciones con equipos de torre que se realizan en pozos de petróleo y gas localizados en tierra con la misión de optimizar la calidad y seguridad de dichas operaciones en el ámbito de la República Argentina.

2 ALCANCE

El contenido de este documento es aplicable a los SISTEMAS DE EQUIPOS DE CONTROL DE POZOS PARA PERFORACION DE POZOS (WELL CONTROL EQUIPMENTS SYSTEMS FOR DRILLING WELLS) definidos según el API ESTANDAR 53 FIFTH EDITION DECEMBER 2018 que se encuentren instalados en equipos de torre para perforación, reparación y mantenimiento de pozos de petróleo y gas.

El alcance del API ESTANDAR 53 FIFTH EDITION DECEMBER 2018 establece que:

- I. El propósito de este ESTANDARD API 53 es proporcionar los requisitos para la instalación y prueba de los sistemas de equipos de prevención de blowouts.
- II. Los sistemas de equipos de control de pozos están diseñados con componentes que proporcionan control de la presión del pozo en apoyo de las operaciones del pozo.
- III. Los siguientes componentes se pueden usar para operar en diferentes condiciones del equipo de torre y pozo:
 - BOPs (Blow Out preventers) -preventores de Blow Out -
 - Choke and Kill Lines -estranguladores y líneas de ahogado-
 - Choke Manifolds-Manifold de estranguladores-
 - Control Systems-sistemas de control-
 - Auxiliary equipment-equipamiento auxiliar-

Las funciones principales de estos sistemas son confinar los fluidos del pozo en el pozo, proporcionar medios para agregar fluido al pozo y permitir que los volúmenes de fluido confinados en el pozo se eliminen de manera controlada.

Los desviadores (diverters), los dispositivos de cierre (shut-in devices) y los sistemas de cabezales giratorios -dispositivos de control giratorios- (head systems) no se tratan en el ESTANDAR API 53. (Ver API 16 A, API 64 y API 16 RCD, respectivamente); su propósito principal es desviar o dirigir el flujo de manera segura en lugar de confinar los fluidos al pozo.

Los procedimientos y las técnicas para el control de pozos no se incluyen en el ESTANDAR API 53 porque están más allá del alcance de los sistemas de equipos contenidos en este documento (Ver API RECOMENDED PRACTICE 59 FOR WELL CONTROL OPERATIONS).

3 DEFINICIONES

Las siguientes definiciones tienen por objeto traducir al español y uso local términos originalmente escritos en inglés con el fin de ayudar, clarificar y explicar sobre su aplicación.

Según el ESTANDAR API 53 “Well Control Equipment Systems for Drilling Wells” Fifth Edition December 2018.

1. **Accumulator** -acumulador- recipiente a presión cargado con gas inerte y utilizado para almacenar fluido hidráulico a presión
2. **Adapter Spool:** carretel adaptador utilizado para conectar partes del cabezal de pozo y el STACK de BOPs entre sí con diferentes conexiones finales, de tamaño / o presión nominal de cada uno.
3. **Annular Blow Out preventer-** Annular BOP:-preventor de surgencia anular -BOP anular-dispositivo de prevención de surgencia que utiliza un elemento de sellado elastomérico con forma tal que puede sellar el espacio entre el tubo y el pozo, o el pozo abierto.
4. **Bell nipple (flow nipple):**--niple de campana o de botella- pieza de tubo con diámetro interno similar o mayor que el de la BOP que se conecta a la parte superior de la BOP con una salida lateral para dirigir los retornos del fluido de perforación hacia las zarandas ó piletas.

NOTA: Ésta cañería generalmente tiene una segunda salida lateral para la conexión de la línea de llenado del pozo.

5. **Bleed Line:**-línea de sangrado o purga o venteo - línea de flujo en el Choke Manifold que by pasea los Chokes.

NOTA 1: esta línea permite la circulación del pozo con los preventores de la BOP cerrados mientras se mantiene una contrapresión mínima.

NOTA 2: esta línea también permite la salida de un alto volumen de fluido del pozo para aliviar la presión en el casing con los preventores de la BOP cerrados.

NOTA 3: Las líneas de sangrado o purga pueden denominarse líneas de pánico.

6. **Blind RAM:** -RAM ciego- componente de cierre y sellado
7. **Blind /shear RAM (BSR):** RAM de corte- componente de cierre y sellado en un BOP de ariete que primero corta ciertos tubos en el pozo y luego sella el pozo o actúa como un ariete ciego si no hay un tubo en el pozo.
8. **Blow Out:**-surgencia no controlada-flujo no controlado de fluidos del pozo ó de formación desde el pozo a la superficie o hacia zonas sub superficiales de presión más baja (explosión subterránea).
9. **Blow Out Preventer (BOP):**-preventor de surgencia-RAM de sellado o dispositivo de tipo anular que está dentro del alcance de API 16 A instalado sobre la cabeza del pozo o en los conjuntos de la cabeza del pozo para contener los fluidos del pozo, ya sea en el espacio anular entre el casing y los tubos, o en un pozo abierto durante las operaciones de perforación, terminación y prueba del pozo.

NOTA: Los BOP no son válvulas esclusas, empaquetadores para control durante la intervención / workover de pozos, dispositivos de cierre submarino, componentes de control de pozo según API 16 ST, desviadores, cabezales giratorios, dispositivos de circulación giratorios, tapones, empaquetadores de snubbing o stripping, o de RAMs que no sellan.

10. **Blow Out preventer (BOP) Control System (closing unit):**-Sistema de control de BOP- Equipo dentro del alcance de API 16 D utilizado para operar el STACK de BOP.
11. **BOP equipment:** - equipamiento de BOP- equipos dentro del alcance de API 16 A.
12. **BOP STACK:** Equipo dentro del alcance de API 16 A y API 16 C que está conectado a la parte superior del pozo. Incluye preventores, carreteles, adaptadores, válvulas y niples.
13. **BOP System:**-sistema de BOP- STACK de BOP incluyendo el sistema de control de BOP.
14. **Buffer Tank:** -tanque ó cámara de amortiguación o de choque- tanque ó cámara cilíndrica horizontal instalada aguas abajo de los Chokes para permitir la distribución del flujo a la línea de venteo o separador de gas
15. **Casing Shear RAM (CSR):**-RAM de corte de casing-: componente de cierre en un BOP de ariete que es capaz de cizallar o cortar ciertos tubulares.

NOTA: CSRs no están obligados a sellar.

16. **Choke:** -orificio-, dispositivo con una apertura fija o variable que se utiliza para controlar el caudal de flujo de líquidos y/o gas provenientes del pozo.
17. **Choke and Kill equipment:** -equipamiento para estrangulamiento y ahogado de pozo- equipo dentro del alcance de API 16 C instalado en el STACK de BOP, Choke Manifold y entre el BOP y el Choke Manifold.
18. **Choke Line valve /Kill Line valve:** la/s válvula/s conectada/s a una parte del STACK de BOP que controla el flujo hacia el Choke y Kill Manifold.
19. **Choke Line /Kill Line:**-línea de estrangulamiento/línea de ahogado- línea/s de alta presión que permiten que el fluido sea bombeado o extraído del pozo con el BOPs cerrado.
20. **Choke Manifold:**-colector de estrangulación- ensamblaje de válvulas, orificios, manómetros y líneas utilizadas para el control del caudal de flujo y presión desde el pozo cuando la BOPs está cerrada.
21. **Clamp hub connection:** -grampas de conexión de cubos-dispositivo de sellado a presión utilizado para unir dos elementos sin utilizar uniones de brida esparragadas convencionales.

NOTA: los dos elementos a sellar están preparados con cubos de sujeción. Estos cubos se mantienen unidos entre sí por una abrazadera que contiene cuatro tornillos.

22. **Closing ratio:** -relación de cierre de la BOP- Es el área del pistón de operación de la BOP expuesta a la presión de operación de cierre dividida por el área la de sección transversal del eje del pistón expuesta a la presión del pozo.
23. **Competent person:** -persona competente- una persona con características o habilidades adquiridas a través de la capacitación, la experiencia, o ambas, según los requisitos establecidos por el fabricante o el propietario del equipo.

24. Company man or Company representative: Supervisor de perforación, representante de la Compañía Operadora en el pozo.

NOTA: definición de la persona Company Man o Company Representative no incluida en el ESTANDAR API 53 que se incorpora en la PR con el fin de establecer su función y responsabilidad en el pozo. Ver Punto 6.i.

Company representative se incluye debido a que la Supervisión de la perforación es realizada tanto por el género masculino como femenino.

25. Control fluid:-Fluido de Control- aceite hidráulico, fluido a base agua, o gas, que bajo presión maneja la operación de las válvulas de control u opera las funciones directamente.

26. Control pod: -panel de control- ensamblaje de válvulas y reguladores (operados hidráulicamente o eléctricamente) que cuando se activan dirigen el fluido hidráulico a través de aberturas especiales para operar el equipo BOP.

27. Control station/panel, remote control station/panel: -estación de control/panel de estación de control remoto/panel - panel que contiene una serie de switches, pulsadores, luces, válvulas, interfaces gráficas, manómetros y medidores utilizados para controlar o monitorear funciones, presiones y alarmas.

NOTA: la estación de control para un sistema hidráulico discreto se encuentra en la unidad de potencia hidráulica (HPU).

28. Dedicated accumulator System: sistema acumulador exclusivo- son acumuladores utilizados exclusivamente para un propósito específico y son alimentados por el sistema acumulador principal o un sistema de bomba exclusivo, pero no se ven afectados si el suministro principal se depleta o se pierde (por ejemplo, mediante el uso de válvulas de retención)

29. Drill Floor Substructure: la (s) estructura (s) metálica sobre la cual se soportan la torre de perforación, la mesa rotary, el cuadro de maniobras y otros equipamientos de perforación.

30. Drill pipe safety valve:-válvula de seguridad de tubería de perforación- válvula esencial de apertura total ubicada en el piso de trabajo con roscas aptas para coincidir con las conexiones de la tubería de perforación u otros tubos en uso.

NOTA: Esta válvula se usa para cerrar la tubería de perforación con el fin de evitar el flujo del pozo a través de la misma y debe poder conectarse a las diferentes conexiones y tamaños de tubos instalados en el pozo. Razón por la cual en el piso de trabajo junto a la válvula deben disponerse los adaptadores de rosca necesarios para garantizar una rápida conexión al drill pipe o tubos en uso.

31. Drilling Spool:-carrete de perforación- componente de conexión bajo presión interior utilizado debajo o entre BOPs con extremos bridados o de cubos y provisto de salidas laterales.

32. Original equipment manufacturer OEM: fabricante del equipo original. Propietario del diseño del equipo ensamblado rastreado, unidad de equipo único o parte componente.

33. Current equipment manufacturer CEM: fabricante de equipo actual.

NOTA: Si cualquier alteración en el diseño original y / o el equipo o la pieza ensamblada son realizados por alguien que no sea el OEM, el ensamblaje, la pieza o el componente no se considera un producto OEM.

34. Equipment owner:-propietario del equipo-comprador o arrendatario del equipo a instalar en la boca de pozo.

NOTA PR BOPs: en el ESTANDAR API 16 AR Primer Edición de Abril 2017 se define "equipment owner" como el propietario del equipo reparado o re manufacturado de conformidad con dicho documento.

35. Equipment user: -usuario del equipo- la empresa propietaria del pozo, cabeza de pozo o conjunto de cabeza de pozo donde el equipo es instalado.

NOTA: esta entidad también puede ser el propietario del equipo en los casos en que el equipo se alquile a un proveedor externo, en parte o en su totalidad, según el nivel de equipo suministrado.

36. Fill-Up Line:-línea de llenado de pozo- línea usualmente conectada al cuerpo del diverter o al niple campana (bell-nipple) por encima de la BOP para facilitar el agregado de fluido de perforación al pozo, a la presión atmosférica (generalmente mientras se saca la columna de perforación).

37. Flow Line:-línea de flujo-tubería que sale del niple campana (bell nipple) y conduce el fluido de perforación y cuttings hacia las zarandas y piletas del lodo de perforación.

38. Full-bore valve:-válvula de paso total- válvula con área de flujo sin obstrucciones dimensionalmente igual a o mayor que el tamaño de conexión nominal.

39. Function test:-prueba de funcionamiento- la prueba de una pieza del equipo o un sistema para verificar su correcto funcionamiento en una operación prevista.

40. Gate valve:-válvula de compuerta o esclusa - válvula que emplea una compuerta deslizante (válvula esclusa) para abrir o cerrar el paso de flujo.

41. Hang off:-colgado de la sarta de perforación- acción mediante la cual el peso de la porción de la sarta de perforación que queda por debajo del RAM de la BOP es soportada por la unión que descansa sobre el RAM cerrado o mediante el uso de una herramienta especial para suspender la tubería que calza y cuelga en la cabeza de pozo.

42. High-pressure, high-temperature well: -pozo alta presión y alta temperatura- pozos con una presión potencial mayor que 15,000 psi (103.42 MPa) en la cabeza del pozo o con una temperatura de flujo potencial mayor a 350 F (177 C) en la cabeza del pozo.

43. Hydraulic chamber test:-prueba hidráulica de cámara- aplicación de una prueba de presión hidráulica a cualquier cámara o elemento de operación para verificar su integridad.

44. Hydrogen sulfide (H₂S):-gas sulfhídrico- gas altamente tóxico, inflamable y corrosivo y que a veces se encuentran en formaciones que contienen hidrocarburos.

45. Hydrostatic head: la presión que se ejerce en cualquier punto del pozo debido al peso de la columna de fluido por encima de ese punto.

46. Initial test pressure -ITP:- - prueba de presión inicial- designación de la presión API que es igual o superior a la máxima presión esperada de cabeza de pozo (MASP)del pozo para un sistema de BOPs.

NOTA: Consultar la Tabla 1 de ESTANDAR API 53 para las designaciones de presión API.

- 47. Inside Blow Out preventer (BOP):** dispositivo que puede ser instalado en la sarta de perforación que actúa como válvula de retención permitiendo que el fluido sea circulado hacia debajo de la sarta bloqueando el retorno de fluido.
- 48. Inspection test:** -Prueba de inspección- Examen o procedimiento que determina la existencia de fallas que pueden influir en el rendimiento del equipo.
- 49. Kelly cock (Kelly valves):** Válvulas instaladas inmediatamente por encima y por debajo del Kelly (vástago) que se pueden cerrar para contener y confinar las presiones dentro de la sarta de perforación.

50. Kick: Entrada de líquidos o gas de formación en el pozo.

NOTA: sin medidas correctivas esta condición puede resultar en un Blow Out.

51. Maintance:-Mantenimiento desmontaje, inspección, re ensamblaje, reemplazo de componentes y/o prueba del equipo realizados de acuerdo con el programa de mantenimiento del propietario del equipo y las pautas del fabricantes.

NOTA: Esto puede incluir, pero no se limita, a inspecciones, limpieza, pulido, prueba de funcionamiento, prueba de presión, NDE (Inspección no destructiva) y cambio de aquellas partes definidas en el mantenimiento.

52. Maintenance panel:-Panel de Mantenimiento- Panel de control instalado para proporcionar control del BOP para fines de mantenimiento y prueba.

53. Maintenance System:-Sistema de Mantenimiento- Sistema que se utiliza para programar y documentar las actividades de mantenimiento preventivo / planificado y documentar el mantenimiento correctivo asociado con el equipamiento del equipo de perforación.

54. Maximum anticipated surface pressure-MASP:- Máxima presión superficie anticipada-MASP- La presión de superficie más alta prevista para el equipo de control de pozo que está instalado.

NOTA: la MASP puede ser calculada para cada sección del pozo durante su construcción.

55. Maximum anticipated wellhead pressure -MAWHP:- Presión máxima anticipada de la cabeza del pozo -MAWHP-Máxima presión que se prevé encontrar en la cabeza del pozo submarino mientras se instala el equipo de control del pozo.

NOTA: la MAWHP puede ser calculada para cada sección del pozo durante su construcción.

56. Maximum expected wellbore shear pressure -MEWSP- : Presión de corte específico; diseño de pistón de operación específico y especificación del material para cortar el tubo o tubería de perforación en el MASP (superficie), MAWHP (submarino) u otro valor limitador de presión.

57. Minimum Operating Pressure-MOP:- El diferencial de presión mínimo requerido para que un dispositivo realice con éxito su función prevista en un entorno particular (es decir, bien específico).

58. Minimum Operator Pressure for low-pressure Seal -MOPFLPS:-La presión de operación de BOP requerida para afectar un sello de pozo de baja presión cuando se cierra contra la presión inicial cero del pozo.

- 59. Mixing System:** -Sistema de Mezclado- Sistema que mezcla una cantidad medida de lubricante soluble en agua y, opcionalmente, anticongelante o agentes acondicionadores en el agua de alimentación y la entrega a un tanque de almacenamiento o depósito.
- 60. Mud/gas separator:** Recipiente utilizado para eliminar el gas arrastrado en el fluido de perforación.
- 61. Multiplex Control System -MUX-:** Sistema de control multiplex -MUX- Sistema que utiliza conductores eléctricos u ópticos de manera que en cada conductor son operados de manera independiente distintas funciones mediante comandos serialmente codificados.
- 62. Pipe RAM:** Componente de cierre y sellado en un dispositivo BOP que sella alrededor del diámetro exterior de un tubular en el pozo, cerrando el espacio anular.
- 63. Pit volumen indicator:** dispositivo instalado en el tanque de fluido de perforación para registrar el nivel de líquido en el tanque.
- 64. Pit volume totalizer:** dispositivo que combina todos los indicadores individuales de nivel de fluido en cada pileta y registra el total de volumen de fluido en varios tanques.
- 65. Pressure-containig:** una parte cuya falla para funcionar como se espera produce una liberación del fluido del pozo al medio ambiente.
- 66. Pressure-Controlling:** parte destinada a controlar o regular el movimiento de los fluidos del pozo
- 67. Pressure test:** Aplicación periódica de presión a un equipo o sistema para verificar la capacidad de contención de la presión del equipo o sistema
- 68. Rated working pressure (RWP):** máxima presión interna para la que el equipo está diseñado para contener ó controlar.
- 69. Repair:** -reparación-Según ESTANDAR API 53 - Reemplazo de piezas o corrección de componentes dañados o desgastados que no incluye el mecanizado, soldadura, tratamiento térmico u otra operación de fabricación.
- 70. Remanufacture:**-re manufacturado- Actividad que implica el desmontaje, el re ensamble y la prueba de equipos en los que se emplean operaciones de mecanizado, soldadura, tratamiento térmico u otras operaciones de fabricación.
- 71. Shearing ratio-SR-:** Relación de corte o cizallamiento -SR- Área del pistón de operación expuesta a la presión de cierre durante las operaciones de corte dividida por el área de la sección transversal del eje del pistón expuesta a la presión del pozo (generalmente el valor más alto de las relaciones de cierre proporcionadas por el fabricante).

NOTA: El radio de cillazamiento depende del tamaño del pistón y / o la adición de un booster hidráulico.

- 72. Spacer Spool:** un carretel utilizado para proporcionar separación entre dos componentes con conexiones finales de igual tamaño.
- 73. Stable (stabilized):** estado en el que la tasa de cambio de presión ha disminuido dentro de los criterios de aceptación documentados.

NOTA: los criterios de aceptación documentados pueden incluir ajustes para diferentes tipos de fluidos, atrapamiento de aire, compresibilidad, y efectos de temperatura.

74. Surface base pressure: -presión de base en superficie-Presión mínima de funcionamiento del circuito hidráulico para suministrar energía a la (s) función (es).

NOTA 1: Usualmente, esta presión es regulada a 1,500 psig.

NOTA 2: Las excepciones son las funciones especiales que tienen un requisito de presión específico, como los arietes de corte utilizados para cortar una tubería o tubería de perforación específica.

NOTA 3: Este valor se utiliza en los cálculos del acumulador, según se define en la API 16 D y se hace referencia en el Anexo A.

75. Trip Tank: Tanque calibrado de bajo volumen (100 barriles (15.9 m³) o menor que se puede aislar del resto del sistema de fluido de perforación de superficie y se usa para monitorear con precisión la cantidad de fluido que entra o sale del pozo.

76. Well Control equipment:-Equipo de control del pozo-.Equipo dentro del alcance de API 16A, API 16C, API 16D y el equipo auxiliar de soporte al que se hace referencia en el alcance de este documento.

77. Wetted elastomeric seal: Sello que entra en contacto con los fluidos del pozo (por ejemplo, empacadores anulares, sellos de bloque de ariete, varilla del operador o sellos del vástago, asientos de válvulas, etc.).

b. Segun el EESTANDAR API 16 AR "for Repair and remanufacture of drill -through equipment 16 AR Firs Edition April 2017

78. Current equipment manufacturer (CEM): propietario del diseño o re manufacturador del equipo actual trazable , de una parte individual del mismo o pieza de componente del mismo ambas trazables, responsable del CPD (current product definition)

NOTA: El fabricante del equipo original (OEM) puede ser el fabricante del equipo actual (CEM) siempre que posea el CPD que está activo para dicho equipo.

79. Current product definition(CPD)-Ítem 3.1.21-: diseño completo verificado y validado, definición de los requisitos para el producto ensamblado actual, de una parte individual del mismo o parte componente, incluidos límites especificados, tolerancias, requisitos de salud, requisitos de seguridad, requisitos ambientales, limitaciones de uso, requisitos específicos del cliente, Criterios de aceptación de diseño, materiales de construcción, requisitos de procesamiento de materiales, propiedades físicas, dimensiones físicas, requisitos para los controles de procesos de fabricación, inspección, ensamblaje, pruebas, marcado, manejo, almacenamiento, mantenimiento, servicio y requisitos de registro (trazabilidad).

80. Equipment: componentes y conjuntos a los que se aplica esta especificación (16 AR).

81. Design Status: el estado de un producto administrado según los requisitos de este ESTANDAR, con respecto a los cambios en los elementos de la definición del producto original (OPD), así como las mejoras en el OPD o la obsolescencia del producto.

82. Equipment Owner: propietario del equipo reparado o re manufacturado de conformidad con este documento.

- 83. Maintenance:** el mantenimiento del equipo de control de pozo que se realiza de acuerdo con el programa de mantenimiento preventivo (PM) del propietario del equipo y las pautas del fabricante.
- 84. Major repair Weld:** soldadura cuyo espesor es mayor que el 25% del grosor de la pared original o 25,4 mm (1 pulgada) si es menor.
- 85. Manufacturer OEM:** (Original equipment manufacturer) o CEM (Current equipment manufacturer) del producto o pieza.
- 86. Manufacturing data book (MDB):** archivo compuesto de registros de un producto API rastreable (traceable), que incluye todos los registros asociados con la fabricación del producto API original, incluidos los registros de certificación según lo exige este ESTANDAR.
- 87. Original equipment manufacturer (OEM):** propietario o fabricante del diseño del equipo ensamblado rastreable (traceable), unidad componente del mismo o parte componente.
- 88. Original product definition (OPD):** diseño completo verificado y validado, definición de los requisitos para el producto ensamblado original, de una parte individual del mismo o parte componente, incluidos límites especificados, tolerancias, requisitos de salud, requisitos de seguridad, requisitos ambientales, limitaciones de uso, requisitos específicos del cliente, criterios de aceptación de diseño, materiales de construcción, requisitos de procesamiento de materiales, propiedades físicas, dimensiones físicas, requisitos para los controles de procesos de fabricación, inspección, ensamblaje, pruebas, marcado, manejo, almacenamiento, mantenimiento, servicio y requisitos de registro (trazabilidad).
- 89. Product history file (PHF):** conjunto de archivos de los registros de archivos del producto API rastreables, incluyendo todos los registros asociados con la reparación y re manufacturación del producto API y los registros de certificaciones requeridos por esta norma.
- 90. Remanufacture:** proceso de desmontaje, re ensamblaje y prueba de equipos para perforación, con o sin reemplazo de piezas, en los que se emplea el mecanizado, soldadura, tratamiento de cabezales u otras operaciones de fabricación.
- 91. Remanufacture specification level (RSL):** nivel de trazabilidad y / o conformidad de piezas o ensamblajes respecto al API 16A.
- 92. Remanufacturer:** organización que realiza la reparación o trabajo de re manufacturación.
- 93. Repair:** - según Estandar API 16 AR- proceso de desmontaje, inspección, re ensamblaje y prueba de equipos de perforación, con o sin reemplazo de partes para corregir componentes defectuosos o desgastados.

NOTA: la reparación no incluye el mecanizado, soldadura, tratamiento térmico u otras operaciones de fabricación de componentes.

- 94. Statement of compatibility (SOC):** documento en el que un fabricante, re manufacturador o autoridad técnica declara que un ensamblaje o partes componentes cumplen o exceden los requisitos de rendimiento del producto tal como se define en API 16 Ha y es compatible con el ensamblaje para el cual está diseñado.
- 95. Statement of fact (SOF):** documento en el que el fabricante, re manufacturador o autoridad técnica certifica que la reparación o actividad realizada se realizó de acuerdo con el alcance definido por el propietario.

96. Technical authority: persona u organización competente y técnicamente calificada con evidencia que demuestre la experiencia y habilidades respecto al diseño, la calidad y los procesos de fabricación necesarios para realizar la (s) verificación (es) requerida (s).

b. No definido actualmente en API pero de aplicación en terminología local:

97. **Hydraulic Control Remote -HCR-**: sistema de control remoto mediante accionamiento hidráulico.

NOTA: vinculado a ítems 16,17,18,19,20, 26 y 27.

4

DESARROLLO

El desarrollo de la presente PR se realiza según los componentes de los sistemas de control de surgencia determinados en el ESTANDAR API 53 y en base a un ordenamiento lo más próximo posible a la realidad con que se efectúan las tareas de:

- A. Configuración y armado,
- B. Almacenamiento,
- C. Transporte,
- D. Manipuleo, montaje y desmontaje,
- E. Mantenimiento y limpieza en locación,
- F. Controles e inspecciones,
- G. Pruebas hidráulicas,
- H. Reparación y re manufacturación del STACK de BOP.

Aspectos que por su extensión se desarrollan en el Anexo 7 -Desarrollo de la PR-

5

DOCUMENTOS DE REFERENCIA

I. API

1. API 6 A - Specification for Well Head and Christmas Tree Equipment-20 th Edition October 2010-
2. API 16 A - Specification for Drilling-through Equipment-4 th Edition --Errata 1 (2017) - Addenda 1-Abril 2017-.
3. API 16 AR- Standard for Repair and Remanufacture of Drill-through Equipmen t- 1 st Edition - Errata April 2017-.
4. API 16 C -Specification for Choke and Kill Equipment - 2 nd Edition March 2015 -.
5. API 16 D-Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment - 3 rd Edition November 2018 -.

6. API ESTANDAR 53 - Well Control Equipment Systems for Drilling Wells - 5 th Edition December 2018 -.
7. 7. API RECOMMENDED PRACTICE 54 - Occupational Safety and Health for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations - 4 th Edition - February 2019 -.
8. 8. API Recommended Practice 59 - Recommended Practice for Well Control Operations - 2 nd Edition May 2006 -.

II. NACE MR 1-75/ISO15156.

II. Manual IADC -Drilling Contractor-

6 RESPONSABILIDADES

- I. Las máximas autoridades en el pozo son el Company Man o Company Representative y el Jefe de Equipo, responsables del estado, mantenimiento y funcionamiento del STACK, de las pruebas de presión iniciales y las prestablecidas durante el desarrollo de las operaciones en el pozo.
- II. También tiene responsabilidad relevante el encargado del departamento de mantenimiento del Contratista.
- III. El Superintendente de Perforación debe verificar la realización de las inspecciones de funcionamiento y pruebas periódicas.
- IV. La persona que realice las tareas de mantenimiento e inspección del sistema aplicando esta Práctica Recomendada debe dar una devolución de los principales hallazgos al personal operativo o responsable directo del equipo in situ.

7 DOCUMENTACION QUE DEBE ESTAR DISPONIBLE EN EL EQUIPO Y EN LAS BASES SEGÚN ESTANDAR API 53.

1. Los manuales de IOM (instalación, operación y mantenimiento) del sistema de control de surgencia instalado en el equipo deben estar disponibles en la locación.
2. Los registros electrónicos y / o impresos de mantenimiento, reparaciones y re fabricación realizados en el sistema de control de surgencia instalado se mantendrá archivados en la locación y se conservarán en una ubicación externa hasta que el equipo se retire permanentemente del servicio. 3) Los registros electrónicos y / o impresos de las piezas y / o conjuntos re manufacturados deben estar fácilmente disponibles y conservados en una ubicación externa, incluida la documentación que muestre que los componentes cumplen con las especificaciones aplicables.
3. Las copias (electrónicas o en papel) de las alertas de productos del fabricante del equipo o los boletines del equipo para el equipo de control de pozo en uso en la plataforma se mantendrán tanto en el sitio de la plataforma como en una ubicación externa.
4. Deberán estar disponibles copias electrónicas y / o impresas de las normas y especificaciones aplicables relacionadas con el equipo de control del pozo.

5. Un P&ID (diagrama de tubería e instrumentación) del sistema de control BOP debe estar disponible en el equipo.
6. La documentación y los planos del equipo se modificarán o actualizarán y estarán disponibles en el equipo para identificar el equipamiento actual y ayudar a adquirir las piezas de repuesto correctas.
7. Los dibujos que muestran el espacio del RAM y el diámetro del STACK BOP y un dibujo del Manifold que muestran la clasificación de presión de los componentes, se deben disponer en el drill floor del equipo y mantenerse actualizados.
8. Las presiones de cierre calculadas deben disponerse en el piso de trabajo del equipo y actualizarse de acuerdo con las operaciones de perforación (por ejemplo, propiedades de la tubería de perforación, MASP, MEWSP (presión máxima de corte del pozo prevista), pruebas de fuga, pesos de lodo, etc.).
9. Para las BOP anulares o de RAM que requieren diferentes presiones de cierre para diferentes tubulares, la presión de cierre debe disponerse en el piso de trabajo del equipo y la presión del regulador debe ajustarse antes de colocar el tubular en la BOP anular o de RAM.
10. Las copias del libro de datos del equipo del fabricante deben estar disponibles para su revisión.
11. Las copias electrónicas y / o impresas de la documentación se conservarán en un lugar externo siempre que el equipo permanezca en servicio.
12. Los detalles del equipo de BOP, el sistema de control y los datos de prueba esenciales se mantendrán desde el principio hasta el final del pozo y se considerarán para su uso de posibles análisis de condición.
13. Las copias electrónicas y / o impresas de toda la documentación se conservarán en un lugar externo.
14. Los procedimientos específicos del equipo para la instalación, remoción, operación y prueba de todos los equipos de control de pozos instalados deben estar disponibles y ser actualizados y seguidos.
15. Los informes de prueba de presión y funcionamiento deben registrarse y conservarse, incluida el pre instalación y todas las pruebas posteriores para cada pozo.
16. Los informes de prueba de presión y funcionamiento deben estar fácilmente disponibles en el equipo durante la duración del programa del pozo.
17. Programa de Perforación y/o Terminación o Intervención del pozo.

8 ANEXO 8 -DESARROLLO PR-

El Sistema de Control de Surgencia debe configurarse según el ESTANDAR API 53 y Normativa de Referencia mencionada en el mismo.

El equipo BOP debe estar de acuerdo con la edición de API 16A y API 6A que estaba vigente en el momento de la fabricación del equipo.

Para la re manufactura de los equipos BOP debe usarse el ESTANDAR API 16AR.

Las modificaciones, alteraciones o ajustes o intención de cambio respecto al diseño original del sistema BOP se documentarán mediante el uso del sistema MOC (gerenciamiento ó gestión del cambio) del propietario del equipo.

Donde exista una expectativa razonable de encontrar zonas de gas H₂S (sulfuro de hidrógeno) que potencialmente podrían dar como resultado una presión parcial del H₂S superior a 0.05 psia (0.00034 MPa) en la fase gaseosa a la presión máxima anticipada (MAP), la BOP y el metal mojado en el pozo el equipo, excluyendo las cuchillas de RAM de corte, debe cumplir con NACE MR0175 / ISO 15156.

Las pautas para realizar operaciones de perforación en dicho entorno se pueden encontrar en API Recommended Practice 49, Práctica Recomendada para operaciones de perforación y mantenimiento de pozos en ambiente conSH₂ -sulfuro de hidrógeno-.

A RECOMENDACIONES PARA LA CONFIGURACIÓN y ARMADO DEL SISTEMA

I. DEL STACK.

1. La configuración del STACK debe responder a los requerimientos y recomendaciones del Programa de Perforación del Pozo y debe ser realizada por el usuario del equipo en base a una evaluación de riesgos de manera documentada y con la participación del propietario del equipo.
2. Los componentes deben ser de marcas reconocidas con certificación API vigente según los ESTANDARES 16 A, 16 AR y Especificaciones API 16 D,6 A,16 C.
3. Salvo que se indique lo contrario, la BOP anular podrá ser de un grado menor de presión que el STACK de RAMs,
4. El empaque de la BOP anular debe ser original, del tipo de compuesto recomendado por el fabricante. Se recomienda que en caso de emplear repuestos de elastómeros alternativos se requiera de un acuerdo del operador y que el producto sea de calidad reconocida y certificada por el fabricante. Ver Anexo 12 Elastómeros.
5. El reemplazo del elastómero deberá realizarse según la frecuencia de inspección y renovación, y los criterios de aceptación provistos y recomendados por el fabricante del elastómero e incluidos en el programa de mantenimiento preventivo del propietario de la BOP. A tal efecto la identificación del repuesto y recomendaciones por parte del fabricante debe ser conocida y entendida por el personal de base y de campo del propietario del equipo.
6. Además de los RAMs instalados con la que se certificó la BOP, todos los RAMs de distinta medida previstos utilizar durante la operación también deben estar certificados junto a la BOP.
7. Debe existir una correspondencia e identificación documentada de que todos los RAMs que acompañan a una determinada BOP hayan sido verificados dimensionalmente y certificados junto con la certificación de dicha BOP.
8. Ante un cambio de RAM se debe verificar que el RAM a instalar este identificado y certificado dimensionalmente junto con la BOP instalada.
9. La utilización de RAMs variables debe ser analizada para cada caso en particular.
10. Los empaques de RAMs, Shear RAMs y variables deben ser preferentemente originales del fabricante de la BOP, salvo autorización escrita del Operador para utilización de empaques de calidad reconocida de origen internacional o nacional certificada por el fabricante. El reemplazo de los elastómeros debe realizarse según lo indicado en 4.a.i.5 .Ver Anexo 12 Elastómeros.

11. En el caso de utilizarse RAM de Corte se debe verificar que el RAM que se está empleando corte los tubos que se están utilizando.
12. La necesidad de utilizar RAM de Corte debe establecerse en base a un análisis de riesgo desarrollado según las recomendaciones específicas del API ESTANDAR 53, Punto 5.4.14 “Corte de tubo y otras consideraciones operativas”.
13. Los elastómeros utilizados en la reparación de bonetes deben ser originales, de marcas reconocidas por el fabricante o marcas reconocidas de origen nacional aceptadas por escrito por el Operador. No deben emplearse elastómeros vencidos o mal almacenados.
14. Los Spools pueden ser integrados o soldados siempre que se respete la especificación API 16 A ,16 AR y 6 A.
15. Las bridas soldadas del Spool deben ser del tipo welding neck.
16. Las salidas laterales de la BOP, si no se emplean, deben tener bridas ciegas integrales.
17. Las válvulas exclusiva deben ser de sello metal-metal, de marca y especificación reconocida con certificación ANSI/API 6 A.
18. Las válvulas laterales deben ser del mismo diámetro que las bridas laterales de las BOP o Drilling Spool, no siendo recomendable el uso de adaptadores o bridas esparragadas. Los adaptadores, si se necesitan, deben estar en la última válvula para el Choke y después de la primera válvula para el Kill.
19. Se deben utilizar los anillos correspondientes según Tabla B-63 Y B64 del Anexo B de la especificación ANSI-API 6 A
20. Los espárragos y tuercas deben ser de material y origen certificado de acuerdo a Especificación ANSI/API 6 A y de dimensiones según Anexo C de la misma.

II. DEL CHOKE,CHOKE MANIFOLD Y KILL LINES.

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Especificación 16 C y en el ESTANDAR API 53.
2. La válvula desde la línea de lodo debe poder accionarse desde el piso de trabajo y formar parte del Manifold del Stand Pipe.
3. En sistemas de control de surgencia de más de 5,000 psi, el conjunto de válvulas del Kill Line debe contemplar la posibilidad de acceder desde un equipo bombeador de fractura.
4. En el Choke Manifold, se permitirá un grado de presión menor (serie) en las válvulas ubicadas aguas debajo de los Chokes con la autorización del operador, Si no se dispone de la autorización del operador el grado de presión (serie) deberá ser el mismo que el del conjunto de control.
5. En el Choke Manifold todas las conexiones deben ser bridadas.
6. Los diámetros internos de las válvulas, Spools y Choke Line y Kill Lines están especificados según la MASP (máxima presión de superficie anticipada) en el API Specification 16 C -Tabla 2- y el ESTANDAR API 53.
7. Los derivadores angulares deben ser implementados en base a cubos esparragados.

8. La configuración del Choke Line y Choke Manifold son establecidas en el ESTANDAR API 53 según que las presiones de diseño del Choke Manifold.
9. El Choke Manifold debe contar con manómetros de aguja que permitan la operación local en base a los parámetros a controlar.
10. El manómetro de indicación de presión de entrada al Choke Manifold debe ser bridado y contar con válvula de aislación.
11. El conjunto debe estar equipado con luz de emergencia ante un corte de energía.
12. Todos los volantes deben estar instalados.
13. Se recomienda que en lugares donde la temperatura desciende habitualmente bajo 0 C en todo el día el conjunto disponga de una protección y/o calefacción.
14. Se recomienda colocar un cartel indicador de la presión admisible del zapato, producto del test de integridad de formación (PIT).
15. Las válvulas esclusa del Choke Manifold deben ser de sello metal-metal, de marca y especificación reconocidas con certificación vigente de cumplimiento del ESTANDAR API 6 A.
16. La clase de material a utilizar en los componentes del Choke Manifold está especificada en la API 16C y en la Specification 16 D donde se indica que debe ser superior a PSL3 o superior (nivel de especificación del producto) según API Specification 6 A.
17. Se preferirán Chokes manuales ecualizados (aguja) de perforación. Si no lo fueran deben contar con válvula de alivio aguas arriba del cierre.
18. Los Chokes manuales deben ser de calidad reconocida y especificación reconocida con certificación bajo especificación API 6 A y 16 C vigente.
19. Los Chokes manuales deben contar con los volantes y los indicadores graduados de cierre.
20. Los Chokes automáticos con comando a distancia deben ser de marca y especificación reconocida con certificación bajo especificación API 6 A y 16 C vigente.
21. Los Chokes automáticos con comando a distancia pueden ser de accionamiento eléctrico o neumático, siempre que se cuente con energía alternativa de emergencia para accionarlos.
22. Los Chokes no necesariamente deben empaquetar completamente cuando están cerrados pero la pérdida debe ser mínima.
23. La consola de control remoto debe ser de calidad reconocida provista por el mismo fabricante del Choke con comando a distancia fabricado bajo Especificación 16 C. Puede ser eléctrica o neumática, pero debe contar con fuente de energía de emergencia.
24. Si el Choke Manifold cuenta con buffer de mayor diámetro en su descarga éste debe estar calculado para la presión de trabajo aguas debajo de los Chokes.
25. De acuerdo a lo indicado en la Especificación API 16 C, el buffer del Choke Manifold debe contar con una válvula interceptora entre ramas de descarga de los Chokes. Las bridas deben respetar cambio de diámetro y ASME VIII en sus vinculaciones. De no contar con esta válvula debe existir una autorización del operador.

26. Si la configuración del buffer es del mismo diámetro que el conjunto, debe vincularse entre cubos de conexión esparragados y Spools bridados con válvula interceptora entre Chokes.
27. Las conexiones de las líneas del Choke Manifold al golpeador deben ser bridadas y soldadas. No se deben utilizar uniones de golpe ni roscas intermedias.
28. La conexión de la línea de pánico al Choke Manifold debe ser bridada y su construcción debe respetar la Norma ASME VIII. No se deben utilizar trozos de barra soldados a la brida.
29. Las válvulas del Choke Manifold y Kill Lines deben estar identificadas mediante números y plano de referencia.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS.

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Especificación 16 C y en el ESTANDAR API 53.
2. Las líneas flexibles deben disponer del Certificado de cumplimiento de la Especificación API 16 C en todos los aspectos, especialmente en lo que respecta a su condición de resistencia al fuego.
3. La línea rígida del Kill debe ser integral, sin roscas. Pueden utilizarse uniones de golpe y codos chicksan de la misma presión (serie) del conjunto de Control de Surgencia según la Especificación API 16 C.
4. La línea del Choke debe respetar el principio de agujero continuo, incluyendo las conexiones.
5. Los espesores de la línea rígida del Choke deben estar calculados para la máxima presión de trabajo (MWP) de acuerdo a su diámetro y material utilizado. Se recomienda disponer del cálculo.
6. En la línea del Choke las conexiones deben ser bridadas con anillo de sello adecuado para la máxima presión de trabajo (MWP) correspondiente al sistema de control de surgencia, No se deben aceptar uniones de golpe o codos giratorios o roscadas.
7. El diámetro interno de las bridas debe ser del mismo calibre que los especificados para el conjunto según lo recomendado en A.ii.6
8. Las bridas soldadas deben ser del tipo Welding Neck.
9. La línea flexible del Choke debe ser lo más recta posible y respetar el principio de diámetro de agujero continuo, incluyendo las conexiones.
10. La línea de pánico debe tener tránsito directo al campo, sin pasar por el buffer.
11. La línea de pánico debe estar anclada en su extremo de forma de absorber todo el empuje axial producido por la descarga del pozo. Los anclajes intermedios se deben colocar a una distancia no mayor a 15 metros entre ellos, Si la línea está bien anclada en su extremo los intermedios no deberían sufrir solicitaciones importantes. Se debe evitar la circulación de vehículos sobre la misma o caso contrario tomar las medidas de protección necesarias.
12. La línea del Choke Manifold al golpeador puede ser rígida o flexible o combinación de ambas, de diámetro mínimo de 3 1/16" (Ver Anexo 13 Separador Gas/Lodo) y de la misma presión de diseño que la parte de descarga del Choke Manifold.
13. Si se emplean mangueras, éstas deben tener los extremos bridados y respetar al menos la Especificación API 7 K.

IV. DEL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (Trip Tank, desgasificador, válvulas del Kelly, válvula de seguridad del drill pipe y otros).

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la especificación 16 D y en el ESTANDAR API 53.
2. La cañería de conexión del golpeador a zaranda debe tener un diámetro mínimo de 8 "y no debe tener válvula interceptora en su recorrido.
3. La descarga sobre las zarandas debe ser libre sin conexión al Manifold de distribución de zarandas.
4. La línea de descarga del golpeador a fosa de quema se recomienda sea de un diámetro mínimo de 6 "y Schedule 40.
5. La línea de descarga del golpeador a fosa de quema debe ser lo más recta y horizontal posible prefiriéndose una leve caída hacia la pileta de tierra, evitando codos y restricciones y respetando la distancia preestablecida en el diseño de la locación.
6. Las uniones entre los tubos de la línea de descarga del golpeador a pileta de tierra deben asegurar integridad frente a movimientos menores de la misma. .
7. Los límites de operación segura del separador lodo/gas-golpeador- ó MGS-Mud/Gas Separator se determinarán en base a los requisitos específicos del pozo y el tamaño de dicho separador.
8. Se recomienda que el diseño interno del golpeador responda a los criterios señalados en las presentaciones SPE 19008 y SPE 20430.Ver Anexo 14 Separador Gas-Lodo (Golpeador).
9. El golpeador (separador gas-lodo) debe respetar como mínimo las condiciones constructivas del Código ASME VIII para un recipiente de 150 psi de presión lo cual debe ser certificado por un tercero especializado.
10. Orientativamente, el golpeador debe poseer un sello hidráulico de 3.000 milímetros (aproximadamente 10 pies) en pozos de alto GOR y al menos 2,100 milímetros (aproximadamente 7" pies) en los pozos petrolíferos de bajo GOR.
11. Se debe disponer de un plano constructivo del golpeador en el equipo para control del sello hidráulico.
12. La línea de descarga descendente a zarandas debe estar equipada con equalizador atmosférico.
13. El golpeador debe tener una válvula de drenaje inferior para su limpieza y un manómetro.
14. Las entradas y salidas serán .al menos, del mismo diámetro que las líneas mencionadas anteriormente.
15. El recipiente del golpeador debe tener una placa estallido o disco de ruptura de 20 psi con diámetro mayor a 4 ".
16. Los manómetros deben tener el tamaño adecuado para el sistema y la presión nominal del desgasificador.
17. El Trip Tank se debe instalar y usar en todos los pozos.
18. La lectura del volumen del Trip Tank ser visual o remota, preferiblemente ambas.
19. En el Trip Tank, la separación de la medida del cursor de la regla debe ser visible para el perforador o maquinista.
20. La dimensión la configuración del Trip Tank deben ser tales que la disposición de lectura pueda

detectar fácilmente cambios de volumen de aproximadamente medio barril.

21. Según el API RP 59 se prefieren los Trip Tanks que contienen dos compartimentos con dispositivos de monitoreo en cada uno de ellos ya que esto facilita la extracción o la adición de fluido de perforación sin interrumpir las operaciones del equipo de perforación.

V. DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL).

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la especificación 16 D y en el ESTANDAR API 53.
2. El accionador de BOP debe ser de fabricante reconocido y estar diseñado y construido en base a la Especificación API 16 D y tener vigente la certificación API al momento de la construcción. Si ello no ocurriera un taller especializado aceptado por el operador debe certificar su condición API.
3. El accionador de BOP debe poseer una capacidad volumétrica útil mínima suficiente para cerrar todas las BOP, incluida la anular, y cerrar y abrir la válvula HCR del Choke Line , quedando 1,200 psi de presión residual en el Manifold de comando.
4. El accionador de BOP debe contar al menos con un control remoto completo con todas las funciones y manómetros
5. Los sistemas accionadores locales deben contar con energía de emergencia para accionarlos remotamente.
6. El acumulador debe contar con dos fuentes de energía alternativa para su carga y poseer luz de emergencia.
7. Se recomienda disponer de alarmas por falta de energía.
8. Las mangueras de conexión a líneas rígidas se deben realizar con uniones dobles de pasaje pleno en todas las uniones hacia la BOP.No deben aceptarse acoples rápidos u otro tipo de uniones improvisadas

B RECOMENDACIONES PARA LA CONFIGURACIÓN y ARMADO DEL SISTEMA

I. DEL STACK.

1. Se deben seguir las recomendaciones del ESTANDAR API 53 Ítem 4.5.8, Especificación API 6 A Sección 9 y Especificación API 16 D Sección 12.
2. Las BOPs se deben almacenar en posición vertical con protección anticorrosiva recomendada por el fabricante o taller de reparación y tapas en ambas bocas, sin apoyar la brida inferior directamente sobre el terreno.
3. Todos los alojamientos de espárragos deben tener protección anticorrosiva recomendada por el fabricante o taller de reparación y estar tapados.
4. Aun cuando sea por poco tiempo, las BOPs se deben almacenar sin los RAMs colocados, limpias y sin los empaques de los RAMs, con las superficies internas protegidas por algún componente anticorrosivo recomendado por el fabricante o taller de reparación.

5. Los alojamientos de los anillos en las bridas deben estar protegidos por una placa de cierre, previamente limpios y con algún componente anticorrosivo recomendado por el fabricante o taller de reparación.
6. Los RAMs reutilizables con los empaquetadores se almacenarán por separado en lugar fresco no expuesto al sol (según fabricante 18 C), envueltos en polietileno negro; previamente limpio habiendo retirado y repuesto los empaques para mejor limpieza y protegidos por líquido anticorrosivo recomendado por el fabricante.
7. En el Anexo 13 se detallan las recomendaciones

II. DEL CHOKE Y KILL LINES.

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 8 y 9 de la Especificación API 16 C y en el ESTANDAR API 53 ítem 6.5.8.4.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 8 y 9 de la Especificación API 16 C y en el ESTANDAR API 53 ítem 6.5.8.4.

IV. DEL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (Trip Tank, desgasificador, válvulas del Kelly, válvula de seguridad del drill pipe y otros).

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 12 de la Especificación API 16 C y en el ESTANDAR API 53.

V. DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL):

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Especificación API 16 D y en el ESTANDAR API 53.

C TRANSPORTE

I. DEL STACK.

1. Previo al transporte el STACK debe estar perfectamente limpio (ver punto E-i-4 y 5)
2. Cuando el conjunto se transporta armado se recomienda hacerlo en un skid que permita que el conjunto quede inclinado en un ángulo mínimo de 10°, de manera que permita desagotar los líquidos que pueden haber quedado retenidos en los resquicios del BOP. También pueden ser transportados en forma vertical.
3. Cuando se lo transporta desarmado se recomienda hacerlo en un skid donde cada una de los componentes se ubiquen en forma vertical sobre soportes que impidan su caída. Por ejemplo, la BOP anular.
4. No se recomienda transportar el STACK en posición horizontal.

II. DEL CHOKE Y KILL LINES, DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS Y DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL)

1. se deben verificar la cuna de transporte y el sistema de izaje adecuado, recomendados por el fabricante.

D MANIPULEO, MONTAJE Y DESMONTAJE,

I. DEL STACK.

1. Lo más apropiado es disponer de un carro o sistema hidráulico para manipuleo, montaje y desmontaje del conjunto en boca del pozo.
2. Actualmente se disponen de sistemas de transporte hidráulicos para el manipuleo y colocación del conjunto y para su presentación en boca de pozo, o de guinches hidráulicos o trolleys (carretillas) bajo la subestructura del equipo.
3. En caso de no contar con los mismos el manipuleo, montaje y desmontaje del conjunto debe realizarse de manera que el vehículo que lo transporta pueda acercarse a la sub estructura lo máximo posible para ser descargado en función de su tamaño por una grúa o sky track (manipulador).
4. El sistema utilizado para acercar la BOP a la boca de pozo debe contar con guías y tensores que aseguren la estabilidad de los componentes.
5. El conjunto o partes del mismo deben manipularse, levantarse y descargarse mediante eslingas o fajas certificadas y de acuerdo a los pesos que se van manipular, colocadas en las partes recomendadas por el fabricante a tal efecto o con abrazaderas o dispositivos diseñados para tal fin y verificados según normas y recomendaciones vigentes.
6. Si el equipo no estuviese dotado de guinche de montaje de BOP la operación se realizará con el guinche del equipo empleando las eslingas y/o fajas certificadas especialmente destinadas a ese efecto y uso.
7. El personal podrá ingresar al cellar o bodega del pozo, cuando el STACK de BOP está apoyado en la brida de boca de pozo, sin desenganchar las eslingas o fajas del aparejo del equipo. Estas solo se sacarán cuando estén colocados y apretados todos los espárragos de unión del STACK con la brida de conexión con el pozo.
8. Durante el desmontaje se deberán tener los mismos cuidados, que se tuvieron durante el montaje, respecto a mantener enganchado con eslingas o fajas el STACK, antes de comenzar a sacar los espárragos. Caso contrario el personal no podrá permanecer en el cellar.
9. Antes de iniciar el desmontaje se debe verificar que el STACK no está presurizado.
10. En las operaciones de perforación no se deben aflojar los bulones del stack antes o durante la cementación del pozo.
11. Las válvulas laterales se podrán dejar colocadas, siempre y cuando se cuente con un skid hidráulico, que permita movimientos suaves y sin golpes.
12. Evitar golpes en las válvulas laterales dado que por su longitud pueden dañar las salidas laterales del cuerpo de la BOP.

13. Durante las operaciones de montaje, desmontaje y cambio de cabezales si la BOP o parte de ella está suspendida y el personal debe trabajar debajo de ella, es obligatorio adoptar un método de Doble Seguridad.
14. Se deberán tomar todas las prevenciones para evitar daños en las bridas y en los asientos donde se alojan los anillos, verificando su limpieza y estado luego de la misma.
15. La limpieza de las de las ranuras de las bridas no deben hacerse con cepillo de acero o elemento que pueda dañar su superficie,
16. Los anillos deberán retirarse y almacenarse correctamente al momento del desmontaje y colocarse de manera adecuada al momento del montaje.
17. Para la colocación de los anillos no se deben utilizar grasa, silicona o productos selladores.
18. No se deben utilizar anillos con cualquier tipo de daño o presencia de corrosión.
19. Los anillos S-10,000 y S-15,000 deben utilizarse una sola vez (una sola apretada) y luego destruirlos.
20. Antes de su colocación, los espárragos y tuercas deben limpiarse, controlarse y lubricarse previamente de manera que se pueda enroscar inicialmente a mano.
21. El ajuste final debe ser efectuado preferentemente con una llave hidráulica y con el torque de ajuste recomendado por la Especificación ANSI/API6 A Anexo D (Recommended flange bolt torque) en forma diametralmente opuesta utilizando torquímetros calibrados. Se debe evitar el empleo de llaves de golpe y masa
22. La alineación de las bridas debe efectuarse mediante el uso de una herramienta auxiliar que evite que las manos o dedos de los operarios estén entre las bridas o en posiciones donde puedan sufrir lesiones.
23. En las tareas donde las manos de los operarios se ubican entre bridas cuando una de las partes está suspendida se debe contar con un sistema secundario que asegure que el elemento no caiga ante una falla del sistema de izaje principal.
24. Los conectores hidráulicos de accionamiento de BOP deben estar protegidos con tapones adecuados hasta el momento de realizar la conexión a efectos de evitar la entrada de arena o polvo al circuito.
25. El cumplimiento de los puntos precedentes incluye a las bridas laterales del Choke Line y del Kill Line, montadas en el Drilling Spool (ESTANDAR API 53 y Especificación API 16 D).
- 26.

II. DEL CHOKE Y KILL LINES.

1. Verificar sistema de manipuleo e izaje adecuado.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS

1. Verificar sistema de manipuleo e izaje adecuado,
2. El tendido de las líneas rígidas y flexibles deben:
 - a. Ser lo más rectas posible.
 - b. En lo posible mantener una pendiente constante y negativa en la dirección del flujo.

- c. Evitar cambios de pendiente negativa a positiva a efectos de prevenir la formación de valles donde se pueda acumular agua, cutting, sólidos, etc.
 - d. En el caso de las líneas a fosa de quema disponer de un tránsito directo a la misma.
 - e. En lo posible, no presentar restricciones o codos.
6. Las líneas flexibles del Kill y del Choke debe montarse con un radio de curvatura mayor al indicado por el fabricante.
 7. La línea flexible del Choke debe instalarse de manera que no presente pendientes negativas que posibiliten la deposición de cutting o de agua que pueda congelarse, bloqueando la circulación de fluidos.
 8. Previo al montaje se debe controlar la limpieza de los terminales.
 9. Se deben verificar las conexiones en general, las que no deben presentar a simple vista abolladuras o danos mecánicos.
 10. Se debe verificar el estado de las rígidas y mangueras ignífugas.
 11. No se deben aceptar mangueras aplastadas, retorcidas, quebradas o con danos en el recubrimiento cercano a los terminales

IV. DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL)

1. Se deben verificar el sistema de izaje adecuado y las recomendaciones del fabricante.

E MANTENIMIENTO Y LIMPIEZA EN LOCACION

De acuerdo a lo indicado en el ESTANDAR API 53 el mantenimiento del Sistema de Control de Surgencia debe realizarse según el Programa de Mantenimiento Preventivo del propietario del equipo, el cual deberá estar siempre disponible en el mismo.

Las recomendaciones del fabricante de cada equipo o repuesto también deben estar disponibles en el equipo junto al Programa de Mantenimiento Preventivo del propietario del equipo.

I. DEL STACK.

1. Durante las operaciones el STACK de BOP debe estar siempre limpio.
2. Los vástagos de los pistones de accionamiento de los RAMs se deben mantener siempre limpios para evitar el daño de las empaquetaduras.
3. Cuando se montan los porta RAMs se deben limpiar y controlar los túneles y áreas de sello.
4. Cuando finalizan las operaciones se debe limpiar el interior de la BOP previo a su desmontaje mediante la utilización de un jet con una barra de sondeo y boquillas, bombeando agua con la bomba del equipo de manera de asegurar la remoción efectiva del cutting, cemento, piedras, restos metálicos, etc que pueden dañar (rayar) el interior de la BOP.

5. La remoción del cemento y lodo con cutting es muy importante dado que pueden fraguar ó solidificarse en el interior de la BOP.
6. Durante las pruebas del conjunto de BOP se debe verificar la ausencia de pérdidas en empaquetaduras de vástagos, pistones, tapas y conexiones.
7. Luego de la prueba inicial y durante la operación se deben lubricar las válvulas laterales del Drilling Spool utilizando la grasa recomendada por el fabricante de las mismas.
8. Las conexiones de aceite hidráulico deben ser limpiadas en el montaje y desmontaje, y envueltas durante el DTM para evitar el ingreso de suciedad a las mangueras.

II. DEL CHOKE Y KILL LINES.

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C y en los Ítem 6.5.8 a 6.5.10 del ESTANDAR API 53.
2. Las válvulas del Choke Manifold se deben engrasar cada tres meses con compuesto especial. Se debe verificar la integridad de los graseros y alemites.
3. La retención del Kill se debe desarmar e inspeccionar visualmente en forma semestral. Se debe proceder al recambio de las partes en mal estado y registrar en el parte diario.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS.

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C y en los Ítem 6.5.8 a 6.5.10 del ESTANDAR API 53.

IV. DEL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (Trip Tank, desgasificador, válvulas del Kelly, válvula de seguridad del drill pipe y otros).

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en los Ítem 6.5.8 a 6.5.10 del del ESTANDAR API 53

V. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS..

1. Se deben aplicar las recomendaciones indicadas en la Sección 12 de la Especificación API 16 D y en los Ítem 6.5.8 a 6.5.10 del ESTANDAR API 53.
2. El acumulador de accionamiento de la BOP debe utilizar aceite hidráulico según especificaciones del fabricante. No se debe permitir el empleo de aceite soluble, aceite de motores mezclados con gas oíl u otras mezclas que puedan dañar las empaquetaduras, congelarse por bajas temperaturas, etc.
3. Durante las pruebas del conjunto de BOP se debe verificar la ausencia de pérdidas en las válvulas de accionamiento del acumulador.
4. Las conexiones de aceite hidráulico deben ser limpiadas en el montaje y desmontaje, y envueltas durante el DTM para evitar el ingreso de suciedad a las mangueras.
5. Se debe verificar el estado de las mangueras hidráulicas ignífugas, las que se dañan durante los DTM, montajes y desmontajes. No se deben aceptar abolladuras, pliegues, dobladuras, etc

F PRUEBAS E INSPECCIONES DE FUNCIONAMIENTO

La prueba e inspección de funcionamiento de los elementos que constituyen el sistema de control de surgencia subsiguientes al primer a la primera prueba e inspección están establecidos e identificados en el Anexo C (Tablas C2 y C3) del ESTANDAR API 53.

En dichas Tablas C2 y C3 se establece para cada componente del sistema de control de surgencia la descripción de la prueba, el criterio de aceptación, la frecuencia y programación de las mismas.

En las Tablas Pruebas de Funcionamiento Operativo y Programación de Pruebas de Funcionamiento del STACK de BOPs adjuntas en el Anexo 9 se resume de manera análoga a la normativa establecida en las mencionadas tablas C2 y C3 del ESTANDAR API 53.

Asimismo, en el Anexo 11 se adjunta la Planilla CHECK LIST FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL DE SURGENCIA sugerida por esta PR.

A efectos de impulsar el cumplimiento del ESTANDAR API 53, en esta PR se incluyen además aspectos de uso práctico tendientes a fortalecer su aplicación en el parque de STACKs disponibles en Argentina:

- a. Se recomienda realizar una INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO de todos los elementos que conforman el sistema de control de surgencia en forma semanal en la medida que la operación del equipo lo permita y como mínimo mensual.
- b. La realización de la INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO debe quedar documentada en la planilla CHECKLIST FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL DE SURGENCIA adjunto en el ANEXO 10.
- c. En dicha INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO y según lo indicado en la mencionada planilla deben participar y rubricar la planilla el Jefe de Equipo, Encargado de Turno y Company Man o el Company Representative.
- d. Aunque se disponga de una Certificación vigente de los elementos que conforman el sistema de control de surgencia o que el sistema o algún elemento constitutivo del mismo sea nuevo, se recomienda realizar una INSPECCION ANUAL EN CAMPO de su estado.-
- e. A efectos de la emisión de un CERTIFICADO DE INSPECCION ANUAL EN CAMPO se recomienda que la misma sea realizada por el fabricante o terceros especializados independientes reconocidos por este y/o por el operador.
- f. Se recomienda que en la INSPECCION ANUAL EN CAMPO tengan participación el Jefe de Equipo, Encargado de Turno, Encargado de Mantenimiento y Company Man o Company Representative.
- g. Según el ESTANDAR API 53 se debe realizar una INSPECCION QUINQUENAL como mínimo de todos los conjuntos y partes que conforman el sistema de control de surgencia mediante su desarmado para inspección y control dimensional, reparación, reemplazo o re manufacturación de las partes observadas, realización de pruebas y certificación según dicho ESTANDAR API 53 y ESTANDAR 16 AR, ESTANDARES y Especificaciones que correspondan según el elemento o parte que se trate.
- h. Dicha INSPECCION QUINQUENAL debe realizarse en talleres del fabricante o recomendados por este o en talleres especializados independientes reconocidos por el operador.
- i. En caso de ser necesaria la re manufacturación de partes se debe aplicar el ESTANDAR API 16 AR, y resto de ESTANDARES y Especificaciones API que correspondan según el elemento o parte a re manufacturar.

I. DEL STACK.

1. En la INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO se debe:
 - b. Controlar armado y conexionado según lo indicado en el Programa de Perforación del Pozo.
 - c. Verificar la vigencia de la certificación con el RAM instalado,
 - d. Si se dispone de acceso en el equipo se recomienda :
 01. Verificar la tapa superior de la BOP anular para observar la ranura de empaque.
 02. Tener una idea del estado interior, el de los vástagos de la BOP de esclusas.
 03. Las trabas manuales con los volantes y el número de vueltas indicado hasta el trabado de los RAMs.
 04. El apriete de los espárragos o bulones de las bridas.
 05. Las válvulas del Kill Line manual y check valve.
 06. Las válvulas del Choke Line manual y HCR incluyendo acceso, estado de los volantes y líneas del Kill Line.
2. En la INSPECCION ANUAL DE CAMPO se recomienda realizar según lo señalado en los puntos d),e) y f) del Ítem 4 de este ANEXO7 de la PR y abarcar todos los componentes del STACK de BOPs, incluidos los Spools.
3. La INSPECCION QUINQUENAL se debe desarrollar según lo señalado en los puntos g), h) e .i) del Ítem 4 de este ANEXO 7 de la PR.

II. DEL CHOKE Y KILL LINES.

1. Las inspecciones se deben realizar según las recomendaciones indicadas en el ESTANDAR API 53 y la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C.
2. En la INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO se debe:
 - c. a. Verificar la integridad del Choke manual bajo presión en conjunto con el Choke Manifold. Se debe documentar la prueba en parte de campo API general.
 - d. b. Verificar el funcionamiento del Choke automático en conjunto con el Choke Manifold, comprobando especialmente el contador de emboladas en diferentes selectores de bombas y controlar el funcionamiento con energía de emergencia.
 - e. c. Verificar la existencia del cartel indicador de la prueba de integridad (PIT) de formación por debajo del zapato de la última cañería entubada.
6. 3. La INSPECCION ANUAL DE CAMPO se compone del desarmado e inspección visual, verificación y control dimensional y recambio de componentes observados de acuerdo a recomendación del fabricante y Sección 10.13 de la Especificación API 16 C.
7. 4. En la INSPECCION ANUAL DE CAMPO se debe verificar la limpieza interna, el estado de la aguja, asiento y empaquetador de vástago y control dimensional de los Chokes manuales. La inspección se debe documentar.
8. 5. La INSPECCION QUINQUENAL debe realizarse según el ESTANDAR API 53 y la Sección 13.10 de la Especificación API 16 C, pruebas y certificación, Debe incluir:
 - a. El desarme completo de los conjuntos accionadores HCR para su verificación, control dimensional de componentes y recambio de elastómeros.
 - b. La realización de la Inspección No Destructiva (IND) de los elementos constitutivos del Choke Manifold que corresponden al conjunto con medición de espesores y control dimensional.

- c. La certificación de la consola de control remoto en taller especializado del fabricante o reconocido por este y/o por el operador. Se debe emitir el certificado de inspección.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS..

1. Las Inspecciones se deben realizar según las recomendaciones indicadas en la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C y en el ESTANDAR API 53.
2. En la INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO:
 - a. Se debe verificar el estado de las líneas rígidas y de las mangueras ignífugas con protección mecánica. No se deben aceptar mangueras aplastadas, retorcidas, quebradas, o con danos en el recubrimiento cercanos a los terminales.
 - b. Las conexiones no deben presentar a simple vista abolladuras o danos mecánicos. Previo al montaje se debe controlar la limpieza de los terminales.
3. La INSPECCION ANUAL DE CAMPO se recomienda realizar según lo señalado en los Puntos d),e) y f) del Ítem 4 de este ANEXO 7 de la PR y debe incluir:
 - a. La verificación del interior de la línea flexible del Choke con elementos apropiados y en base a un procedimiento específico que cumpla con las recomendaciones del fabricante y la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C.
 - b. La verificación de las líneas rígidas del Choke mediante Inspección No destructiva, control dimensional y visual de asientos de anillos.
 - c. Se recomienda realizar dichas inspecciones con el fabricante o un tercero especialista a efectos de emitir un Certificado de Inspección.
3. La INSPECCION QUINQUENAL se debe desarrollar según lo señalado en los Puntos g),h) e i) del Ítem 4 de este ANEXO 7 de la PR.

IV. DEL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (Trip Tank, desgasificador, válvulas del Kelly, válvula de seguridad del drill pipe, y otros).

1. Las inspecciones se deben realizar según las recomendaciones indicadas en la Sección 10.13 de la Especificación API 16 C y del ESTANDAR API 53.
2. En la INSPECCION DE FUNCIONAMIENTO:
 - a. Verificar el estado de la regla de medición del Trip tank, el libre movimiento del flotante y el correcto estado del mecanismo (sin obstrucciones).
 - b. Maniobrar la Lower y Upper Kelly Valve.
 - c. Controlar el funcionamiento y lubricación de la Drill Pipe Safety Valve Incluyendo la su identificación y ubicación en el piso de trabajo junto a la de las reducciones y acoples necesarios.
3. La INSPECCION ANUAL DE CAMPO se recomienda realizar según lo señalado en los puntos d),e) y f) del Ítem 4 de este ANEXO 7 de la PR.
4. La INSPECCION ANUAL DE CAMPO del desgasificador-golpeador- debe incluir, de acuerdo al programa de mantenimiento preventivo del propietario del equipo:
 - a. La inspección de los platos y eliminación de restos de material sólido.
 - b. La inspección de los puertos y las líneas de venteo para asegurarse de que los desechos u otras deficiencias no afecten la operatividad del sistema.

- c. c. Se debe llevar a cabo una inspección para evaluar la corrosión y la erosión existentes en el mismo.
- d. d. Inspeccionar las líneas de venteo a efectos de verificar que están adecuadamente preparados.
- e. e. Los manómetros deben inspeccionarse para detectar daños y verificar su correcto funcionamiento, y ser reemplazados si no son adecuados para su uso.
- f. f. Se recomienda bombear agua o fluido de perforación en la entrada del separador para verificar la inexistencia de obstrucciones en el flujo.
- g. g. Si el desgasificador está equipado con un flotador para regular la descarga, verificar que el flotador regula adecuadamente la descarga de líquido.

V. DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL)

1. Las inspecciones se deben realizar según las recomendaciones indicadas en las Secciones 10,11 y 12 de la Especificación API 16 D y en el ESTANDAR API 53.
2. Se deben controlar:
 - a. El estado del instrumental ,
 - b. La presión de llenado de los botellones (3,000psi), Manifold (1,500 psi) y la presión regulada de accionamiento de la BOP anular (800 a 900 psi).
 - c. El nivel del fluido en el tanque,
 - d. La conexión eléctrica,
 - e. La presión de la bomba neumática habilitada,
 - f. La válvula de accionamiento del RAM ciego consignada,
 - g. Las alarmas de falta de energía eléctrica, neumática y de falta de nivel de fluido,
 - h. Las válvulas de botellones que permitan su anulación individual o no más del 25 % del volumen total disponible en los botellones.
 - i. Los tiempos de recuperación del Manifold y botellones, según ESTANDAR API 53.
 - j. La existencia de pérdidas en las válvulas de 4 vías,
 - k. La calibración de los presóstatos de bombas eléctricas y neumáticas,
 - l. La calibración de la válvula de by pass a 3,000 psi,
 - m. Iluminación de emergencia,
 - n. Pare de emergencia de los motores,
 - o. La existencia de derivaciones de alimentación neumática del acumulador para usos que no tiene que ver con el comando del sistema de accionamiento de la BOP.
 - p. No se debe permitir el empleo de acoples rápidos de las mangueras ignífugas al cuerpo de la BOP, ni a las líneas metálicas desde el acumulador. Los acoples tienen que ser uniones de golpe con sello metal-metal.
 - q. Se debe verificar el estado de las mangueras ignífugas de accionamiento de la BOP.

G PRUEBAS HIDRAULICAS

El desarrollo de las pruebas hidráulicas subsiguientes a la prueba inicial de los elementos que constituyen el sistema de control de surgencia está establecidos e identificados en el Anexo C (Tablas C5 y C6) del ESTANDAR API 53.

La Tablas C5 establece el valor de presión de prueba hidráulica de baja y alta presión y la frecuencia de realización para cada componente del sistema de control de surgencia.

La Tabla C6 establece el valor de presión de prueba hidráulica de las cámaras o cuerpos y la frecuencia de realización para cada componente del sistema.

En la Tablas Pruebas de Presión Operativa STACK DE BOPs y Pruebas de Presión de Cámaras STACKs BOP adjuntas en el Anexo 10 se resume de manera análoga a la normativa establecida en las mencionadas Tablas C5 y C6 del ESTANDAR API 53.

A efectos de impulsar el cumplimiento del ESTANDAR API 53, en esta PR se incluyen además aspectos de uso práctico tendientes a fortalecer su aplicación en el parque de STACKs disponibles en Argentina:

I. DEL STACK.

1. La prueba hidráulica se debe realizar según las recomendaciones indicadas en el ESTANDAR API 53.
2. Las pruebas del conjunto de BOP, se deben realizar con una unidad de testeo a efectos de garantizar el control de la presión en forma precisa, de bajo caudal, con amortiguadores que eviten los golpes de presión, registros gráficos, o electrónicos de los valores en forma instantánea, que permitan la impresión de la curva de registro correspondiente, en forma clara y precisa.-
3. El instrumental utilizado para la prueba hidráulica debe contar con el certificado de calibración (manómetro y registrador).
4. Una vez montado el conjunto de control, el mismo debe ser probado desde el acumulador y desde cada uno de los controles remotos que se encuentren instalados.
5. Si el Drilling Spool lo permite se recomienda realizar la prueba de hermeticidad con tapón.
6. Entre la prueba de Baja y Alta Presión se recomienda esperar 3 minutos para que los elastómeros se recuperen.
7. En el caso de la BOP anular se debe verificar que el tiempo de recuperación del empaque a su posición totalmente abierta no sea mayor a 15 minutos.
8. Tanto la prueba de Baja como la de Alta presión son muy importantes. La de baja presión indica el estado de la BOP en lo que respecta a sellos y superficies y la de alta presión, la capacidad de retención de la presión prevista del pozo.
9. No se debe aceptar que se sobrepase la presión de prueba preestablecida para la misma, a efectos de evitar que los elastómeros se adapten a las irregularidades de las áreas de sello de las mismas.
10. El incremento de la presión debe ser continuo (gráfico recto y sin escalones), lento y en todo momento controlado, hasta alcanzar el valor previsto. En caso de pasarse del valor de presión de prueba, se debe volver la presión a cero, esperar no menos de 10 minutos a que se recuperen los elastómeros a su forma original, y repetir la prueba cumpliendo con lo antedicho.
11. La prueba debe darse como válida cuando la presión se mantenga estable por un término de 5 minutos. El registro debe ser estable sin presencia de picos o irregularidades.
12. Liberada la presión de prueba se debe verificar la ausencia de pérdidas tanto en los sellos que cierran el pozo, como del fluido utilizado para la operación del conjunto preventor.-
13. Se recomienda que las pruebas hidráulicas sean documentadas según el criterio y modelo de planilla (worksheet) indicada en el Anexo B del ESTANDAR API 53
14. De todas maneras, cabe aclarar que en dicho Anexo B el API establece que los modelos de planilla (worksheet) son ejemplos basados en un hipotético sistema de equipo BOP y son solo para fines ilustrativos, aclarando además que cada usuario del ESTANDAR API 53 debe desarrollar su propio análisis. Por lo que no deben considerarse de naturaleza exclusiva o exhaustiva.

15. En ese sentido API no ofrece garantías, expresas o implícitas, de confianza u omisiones en la información contenida en dicho documento.
16. El Company Man o Company Representative , el encargado de turno y el jefe de equipo deben presenciar y rubricar las pruebas realizadas.
17. Los sistemas mecánicos de cierre manual no ofrecen garantía ni seguridad para poder cerrar el pozo de manera rápida y efectiva, por varias razones:
 - a. La presión a medida que avanzan los RAMs, los empujan hacia arriba y tienden a trabarlos contra el túnel de guía de los mismos.
 - a. b. Al reducir el área por el avance de los RAMs, la velocidad del fluido aumenta y daña y/o erosiona los RAMs, inutilizándolos para cerrar en forma efectiva al pozo.
 - a. c. El accionamiento está diseñado para trabar los RAMs cuando ha sido cerrado hidráulicamente el preventor, y se traban para dejar montado el STACK, el pozo cerrado y retirar el equipo de la locación.

II. DEL CHOKE Y KILL LINES.

1. La prueba hidráulica se debe realizar según las recomendaciones indicadas en el ESTANDAR API 53 y Especificación API 16 C.
2. Las pruebas de rutina del Choke Manifold en el equipo no deben exceder los 21 días y se deben efectuar según el ESTANDAR API 53,
3. La prueba aguas debajo de los Choke debe ser también completa, incluido el buffer y las válvulas en ambos sentidos. Si la sección aguas debajo de los Choke fuera de un grado de presión menor que el conjunto la prueba se limitará a esa presión
4. El registro gráfico de las pruebas hidráulicas debe mantener un valor estable por 5 minutos, sin presencia de picos o irregularidades. La prueba se debe registrar en el parte diario.
5. Las válvulas del Choke Manifold se deben probar según anualmente en Baja Presión y a la presión de trabajo (W.P.) en ambos sentidos, una por una.
6. Las pruebas hidráulicas de las válvulas en Baja Presión y Alta Presión deben realizarse en ambos sentidos y con registro gráfico. La aplicación de presiones y su control se deberá realizar según las recomendaciones de la prueba del STACK de BOP.
7. Se recomienda que el orden de prueba de las válvulas se desarrolle desde la boca de pozo hacia aguas abajo del Manifold.
8. Se recomienda agregar una placa a la válvula con datos, fecha y número de registro.
9. En válvulas con accionador HCR se recomienda probar el mismo anualmente con hasta 3,000 psi hidráulicos en ambos sentidos.
10. La prueba de integridad del Choke automático se debe realizar con el conjunto. Se debe efectuar una prueba de apertura cuando esté cerrado y presurizado con la máxima presión anticipada (MASP) para la sección del pozo a efectos de verificar apertura bajo carga.

III. DE LAS LINEAS Y MANGUERAS HIDRAULICAS..

1. La prueba hidráulica se debe realizar según las recomendaciones indicadas en el ESTANDAR API 53 y Especificación API 16 C.

IV. DEL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (Trip Tank, desgasificador, válvulas del Kelly, válvula de seguridad del drill pipe y otros).

1. Las pruebas hidráulicas que correspondan se deben realizar según las recomendaciones indicadas en el ESTANDAR API 53 y Especificación 16 C.
2. Si el desgasificador se fabricó según el Código ASME o una especificación equivalente y donde la documentación de la prueba no existe actualmente, se debe realizar una prueba de presión hidrostática única de acuerdo con el equipo. Según ASME si el desgasificador es de una presión máxima de trabajo de 150 psi la prueba hidráulica debe realizarse a 188 psi.
3. Si se realizan reparaciones de soldadura luego de ejecutadas las mismas se debe realizar una Inspección No Destructiva y una inspección de conformidad con el programa de mantenimiento preventivo del propietario.

V. DEL ACUMULADOR (SISTEMA DE CONTROL)

1. Las pruebas que correspondan se deben realizar según las recomendaciones indicadas en la Especificación 16 D y en el ESTANDAR API 53.
2. La frecuencia con que se debe probar el accionador de la BOP es la misma con que se prueba la BOP.
3. Se deberán controlar los tiempos de cierre, y sellado a través del correcto funcionamiento del acumulador de presión, y de todas las fuentes de energía que lo alimentan, eléctrica, neumática y fuentes de energía de emergencia que pueden ser generadores alternativos a distancia, compresores o tanques de aire comprimido suplementarios para tal fin o batería de tubos de nitrógeno, con el volumen de desplazamiento suficiente de acuerdo al API 16 D para completar el cierre de todos los componentes montados, de acuerdo a la presión del conjunto.-
4. Verificar la ausencia de pérdidas del fluido utilizado para la operación del conjunto preventor.-
5. Los botellones deben certificarse cada 10 años.

H REPARACION Y RE MANUFACTURACION DEL STACK DE BOP-ESTANDAR API 16 AR-

1. La reparación o re manufactura de los componentes del STACK se deberá realizar según los lineamientos del ESTANDAR API 16 AR.
2. Dicho ESTANDAR aplica y establece los requerimientos para la reparación y re manufacturación de:
 - a. Los RAM del preventor (BOPs);
 - b. RAM blocks, operators, packers, and top seals
 - c. BOPs annular.
 - d. Unidades de empaque anular.
 - e. Conectores hidráulicos
 - f. Drilling Spools

- g. Adaptadores.
- h. h. Loose connections
- i. i. Clamps
- j. j. API 6A flanges
- k. k. Other end connections (OECs).

Bajo requerimientos, especificaciones y definiciones desarrollados en 12 Apartados:

- 1) Alcance.
- 2) Referencias.
- 3) Términos, definiciones y abreviaciones.
- 4) Control de Calidad
- 5) Gerenciamiento del Sistema de Calidad.
- 6) Responsabilidades.
- 7) De Niveles Mínimos de Reparación/Re manufacturación.
- 8) Materiales.
- 9) Requerimientos de soldadura.
- 10) Requerimientos de marcado (grabado).
- 11) Almacenaje y transporte.
- 12) Certificación (documentación).

Y 12 Anexos donde se detallan los formularios/procedimientos tipo que establecen la información de manufactura, historia del producto, reporte de fallas, modificaciones sobre el modelo original, certificado de conformidad en la re manufactura, soldadura, tratamiento térmico, modelos de pieza equivalentes, re manufactura y reemplazo de partes y certificado de compatibilidad o cumplimiento respectivamente.

1. Anexo A -Especificaciones generales del Equipamiento-
2. Anexo B -Requerimientos del Data Book de Manufactura (fabricación)-.
3. Anexo C -Requerimientos del registro de historia del producto-.
4. Anexo D -Reportes de falla-.
5. Anexo E -Diseño del fabricante (OEM)
6. Anexo F - Requerimientos mínimos del Certificado de Conformidad o ajuste de re manufactura (COC)
7. Anexo G- Recomendaciones para la preparación y diseño y dimensiones de la soldadura-.
8. Anexo H - Verificación del equipamiento para tratamiento térmico-.
9. Anexo I - Modelos de serie equivalente (Equivalent Round -ER-)-.
10. Anexo J - Re manufactura y reemplazo de partes-.
11. Anexo K - Ensayo Charpy V para verificación e soldaduras-.
12. Anexo L -Requerimientos mínimos para el certificado de compatibilidad (cumplimiento)-.

3. Niveles de Reparación y Re manufacturación.

En el punto 4.7 correspondiente al Apartado 4 - Requerimientos de Control de Calidad- del ESTANDAR API 16 AR se establecen y especifican bajo formato de tabla tres Niveles de re manufacturación (RSL-Re manufacture Specification Level) identificados como RSL1, RSL2 y RSL3.

Dichos Niveles representan una indicación sobre el nivel de cumplimiento de la trazabilidad y/o el ajuste de las partes y su armado según lo establecido en el ESTANDAR API 16A.

En el Anexo J, "Re manufacturación y reemplazo de partes" en Página 89 del ESTANDAR API 16 AR se presenta un diagrama de flujo que ilustra los requerimientos de la misma y facilita la evaluación del nivel RSL.

En el ANEXO 12 dela PR se incorpora una traducción de la Tabla 4 "Requerimientos de Control de Calidad" (Paginas 32 y 33) y una traducción del diagrama de flujo del Anexo J (Página 89) "Re manufacturación y

reemplazo de partes” del ESTANDAR API 16 AR.

4. Aplicación del ESTANDAR API 16 AR.

La aplicación del ESTANDAR API 16 AR en Argentina conducirá a una re evaluación del parque de BOPs y su consiguiente clasificación en los niveles RSL1, RSL2 y RSL3.

Las BOPs que no alcancen el nivel RSL1 deberían ser descartadas.

Razones por las cuales al momento de definir una reparación el propietario del equipamiento y el operador deberán consensuar la decisión de continuar o no con la reparación del BOP y su posterior utilización bajo un programa de mantenimiento, inspecciones y pruebas acordadas.

5. Talleres de reparación de BOPs.

- a. El ESTANDAR API 16 AR establece una referencia de calidad y servicio por lo que las empresas operadoras y compañías de torre ya disponen de una referencia para evaluar y auditar los talleres.
- b. Se recomienda que el alcance de la reparación sea definido previamente entre el taller y el propietario de la BOP en base la aplicación del ESTANDAR API 16 AR y al estado de la BOP, preferentemente con participación del operador.
- c. El ESTANDAR API 16 AR prevé la participación de un tercero en la verificación de la reparación de la BOP, quien también firma los formularios y certificados.

9 ANEXO 9: TABLAS PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.

A) TABLA PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO OPERATIVO.

-Pruebas de funcionamiento operativo-			
Sistema / Componente	Descripción prueba	Criterio de aceptación	Frecuencia
Prueba de sistemas de acumuladores dedicados			
Acumuladores de emergencia para shear rams	<p>Drawdown test</p> <p>Con el sistema de carga aislado, descargar el volumen del sistema de emergencia con el modo que más consume.</p>	Presión del acumulador mayor que la MOP (Minimum Operating Pressure) para asegurar el pozo.	No debe exceder de los 180 días
Prueba de sistemas de control			
BOP rams, annulars, choke and kill valves (excluidos shear rams)	<p>Función probada desde una estación de control designada *</p> <p>Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.</p>	<p>La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables.</p> <p>Los tiempos de respuesta deben cumplir con el Punto 5.3.6.2 del estándar API 53.</p> <p>El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.</p>	No debe exceder de los 7 días.
Casingshear rams, BSRs, and blindrams	<p>Función probada desde una estación de control designada *</p> <p>Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.</p>	<p>La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables.</p> <p>Response times to meet 5.3.6.2</p> <p>El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.</p>	No debe exceder los 21 días.
Circuito de alta presión del casing shear ram y circuito de cierre de BSRs.	<p>Función probada desde una estación de control designada *</p> <p>Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.</p>	<p>La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables</p> <p>Response times to meet 5.3.6.2</p> <p>El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.</p>	No debe exceder los 90 días.
Sistema acumulador principal bombas HPU (Unidad de bombeo hidráulica).	<p>Drawdown probado según 5.3.14 del Estándar API 53.</p> <p>Capacidad de salida acumulada de los sistemas de bombeo a cronometrar, cargando el acumulador principal después de la prueba de drawdown del sistema para la RWP-máxima</p>	<p>Verificación de que la presión final del acumulador es mayor que la MOP especificada en el dimensionamiento del acumulador del Sistema.</p> <p>Verificación de que el sistema RWP se logra en 15 minutos.</p>	No debe exceder los 180 días.

B) TABLA PROGRAMACION DE LAS PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL STACK DE BOPs.

-Programación de las pruebas de funcionamiento del stack de BOPs-

Sistema/Componente	Descripción prueba	Criterio de aceptación de la prueba	Frecuencia
Prueba de sistemas de control primario			
Prueba de batería UPS	Prueba de funcionamiento del sistema UPS de dos horas (con el suministro eléctrico principal del UPS aislado) con el sistema de control BOP alimentado en modo de perforación de rutina.	Verificación del sistema de batería del UPS mediante la operación de una sola función del stack de BOP después de dos horas	No debe exceder de 12 meses.
Control del depósito de fluido (si corresponde)	Control de la operación de mezcla del depósito de fluido y las alarmas de nivel,	Verificación de que se recibe correctamente la alarma visual y o audible del nivel de cada tanque. Verificación de la funcionalidad del sistema de mezcla automática.	No debe exceder de 12 meses.
Circuito hidráulico del Stack de BOPs.	Verificación de la integridad de los circuitos hidráulicos del stack de BOP con reguladores ajustados a la presión máxima del circuito La duración de la prueba será según los requisitos del propietario del equipo	Verificación visual de fugas	No debe exceder de 12 meses.
Bombas de HPU (Unidad de bombeo hidráulica)	Los sistemas de bomba HPU arrancan y se detienen a las presiones seteadas en base al RWP del sistema (máxima presión de diseño).	Verificación de que el sistema de bomba primaria se inicia automáticamente antes de que la presión del sistema haya disminuido al 90% del RWP del sistema y se detiene automáticamente en el RWP del sistema Verificación de que el sistema de bomba secundaria se inicia automáticamente antes de que la presión del sistema haya disminuido al 85% del RWP del sistema y se detiene automáticamente entre el 95% y el 100% del RWP del sistema	No debe exceder de 12 meses.
• Las pruebas no se realizarán durante las operaciones.			

10 ANEXO 10: TABLAS PRUEBAS DE PRESION SISTEMA CONTROL SURGENCIA

A) TABLA PRUEBAS DE PRESION OPERATIVA STACK DE BOPs

-Pruebas de presión operativa Stack BOPs-

Componente a ser probado bajo presión	Prueba de presión Baja presión* P _{sig} (Mpa)	Prueba de Presión -Alta presión-*	Frecuencia
Preventor anular **	250-350 (1.72-2.41)	MASP (máxima presión de superficie anticipada) para la sección del pozo o 70% de RWP de la BOP anular (máxima presión interna de diseño), el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Válvulas laterales de salida del BOP por encima de los preventores pipe rams (lado del pozo)	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo o 70 % de la RWP de la BOP anular, el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Válvulas laterales de salida del BOP por encima de los preventores pipe rams (no-lado del pozo)	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Preventores pipe rams de diámetro fijo y variable **	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke , Kill Line y válvulas laterales de BOP por debajo de los preventores pipe rams (ambos lados)	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke manifold aguas arriba de los chokes ***	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke manifold aguas abajo de los chokes ***	250-350 (1.72- 2.41)	RWP de la(s) válvula(s) , línea(s) o MASP para la sección del pozo,el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Kelly, kelly valves, drill pipe safety valves, IBOPs (parte interior BOP)	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Blind and BSR preventers	250-350 (1.72- 2.41)	Presión de prueba del casing.	En los puntos del casing

*Los períodos de evaluación de la prueba de presión serán como mínimo de cinco minutos de duración. No deben existir fugas visibles. La presión debe permanecer estable durante el período de evaluación. La presión no disminuirá por debajo de la presión de prueba prevista.

** Los anulares y los VBR (rams variables) se someterán a prueba de presión en la tubería de perforación de diámetro exterior más pequeña que se espera utilizar en los próximos 21 días.

*** No se requiere que los choke sean dispositivos de sellado completo. No se requieren pruebas de presión contra un estrangulador cerrado.

B) TABLA PRUEBA DE PRESION DE CAMARAS DEL STACK DE BOP

- Prueba de presión de cámaras del Stack BOP-

Componente a ser probado bajo presión.	Prueba de presión Baja Presión psig (MPa)	Prueba de presión- Alta Presión*	Frecuencia
Camaras para operación de apertura y cierre del preventor anular	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo	Cada 12 meses
Camaras para operación de apertura y cierre del choke de BOP y kill valve	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo	Cada 12 meses
Cámaras para operación de apertura y cierre de los preventores de ram.	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo	Cada 12 meses
Cámaras para operación de apertura y cierre del ram de corte de casing	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo	Cada 12 meses
<p>* Los períodos de evaluación de la prueba de presión serán como mínimo de cinco minutos de duración. No deben existir fugas visibles. La presión debe permanecer estable durante el período de evaluación. La presión no disminuirá por debajo de la presión de prueba prevista. * Si el BOP está en funcionamiento, la prueba se llevará a cabo durante el próximo mantenimiento principal planificado de la BOP.</p>			

11 ANEXO 11: CHECK LIST INSPECCION FUNCIONAMIENTO SISTEMA CONTROL DE SURGENCA

INSPECCION FUNCIONAMIENTO SISTEMA CONTROL DE SURGENCA N°						
EQUIPO						
FECHA						
POZO						
		TURNO				
		JEFE DE EQUIPO				
		ENCARGADO DE TURNO				
		COMPANY MAN o COMPANY REPRESENTATIVE				
CHECK LIST DE ELEMENTOS SISTEMA DE CONTROL DE SURGENCA DEL POZO						
DESCRIPCION DEL ELEMENTO		SI	NO	ESTADO GENERAL		OBSERVACIONES
				BIEN	REGULAR	
1	ACUMULADOR DE BOP					
	PRESIÓN DE BOTELLONES					
	PRESIÓN DE MANIFOLD					
	VOLUMEN DISPONIBLE DEL ACUMULADOR					
	VOLUMEN NECESARIO SEGÚN STACK DE BOP					
	NUMERO DE BOTELLONES					
	VALVULAS DE CONEXIÓN DE BOTELLONES A MANIFOLD					
	VALVULAS PARA ANULAR 25% DE VOLUMEN DISP.					
	VALVULAS DE REGULACIÓN DE PRESIÓN					
	PRESIÓN PARA BOP ANULAR					
	NIVEL DE FLUIDO					
	ALARMA POR BAJO NIVEL					
	ALARMA POR FALTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA					
	ALARMA POR FALTA DE PRESIÓN DE AIRE					
	BOMBA ELÉCTRICA					
	BOMBA NEUMÁTICA					
	INSTALACIÓN ELÉCTRICA					
	LUZ DE EMERGENCIA					
	VÁLVULAS DE ACCIONAMIENTO MANUAL					
	PISTONES DE ACCIONAMIENTO NEUMÁTICO					
	BLOQUEO DE ACCIONAMIENTO DE RAM CIERRE TOTAL					
2	CONEXIONES DESDE ACUMULADOR HASTA BOP					
	MANGUERAS DESDE ACUMULADOR A LINEAS RÍGIDAS					
	LINEAS RÍGIDAS					
	UNIONES DE GOLPES					
	MANGUERAS IGNIFUGAS					
	CONEXIONES DE MANGUERAS					
	CONEXIONES A CUERPO DE BOP					
3	BOP ANULAR					
	MARCA - MODELO					
	FECHA DE CERTIFICACIÓN					
	ULTIMO CONTROL PREVENTIVO					
	LIMPIEZA - ESTADO GENERAL - INSP. VISUAL					
	CONEXIONES					
	DESGASTES					
	ESTADO DE LA GOMA					
	BULONERIA					
	PRUEBA DE BAJA PRESION					
	PRUEBA DE ALTA PRESIÓN					
4	BOP DE ESCLUSAS					
	MARCA - MODELO					
	FECHA DE CERTIFICACIÓN					
	ULTIMO CONTROL PREVENTIVO					
	LIMPIEZA - ESTADO GENERAL - INSP. VISUAL					
	CONEXIONES					
	DESGASTES					
	ESTADO DE GOMAS DE RAM CIEGO					
	ESTADO DE GOMAS DE RAM PARCIAL					
	BRIDA DE KILL LINE					
	BRIDA DE CHOKE LINE					
	BULONERIA					
	PRUEBA DE BAJA PRESION					
	PRUEBA DE ALTA PRESIÓN					
5	DRILLING SPOOL O CARRETEL ADAPTADOR					

5	DRILLING SPOOL O CARRETEL ADAPTADOR								
		INTEGRAL							
		SOLDADO							
		BRIDAS DE CONEXIÓN							
		BULONERÍA							
		BRIDAS DE CONEXIONES LATERALES							
6	KILL LINE								
		DIÁMETRO DE CAÑERÍA							
		CHECK VALVE O VALVULA DE RETENCION							
		VALVULA MANUAL							
		CONEXIÓN A LÍNEA DE PRESIÓN (STAND PIPE)							
7	CHOKE LINE								
		DIÁMETRO DE CAÑERÍA							
		VALVULA HCR							
		VALVULA MANUAL							
		CONEXIÓN A LÍNEA DE PRESIÓN							
		PRUEBA DE BAJA PRESIÓN							
		PRUEBA DE ALTA PRESIÓN							
8	CONEXIÓN DESDE BOP A CHOKE MANIFOLD								
		RÍGIDA							
		FLEXIBLE							
		BRIDAS INTEGRALES - ROSCADA - BRIDAS ROSCADAS							
9	CHOKE MANIFOLD								
		DIÁMETRO							
		PRESIÓN							
		NÚMERO DE VÁLVULAS - DISTRIBUCIÓN							
		CHOKE MANUAL							
		CHOKE HIDRÁULICO							
		MANÓMETROS							
		BUFFER							
		MANÓMETRO DE CONTROL DE PRESIÓN ANULAR							
		MANÓMETRO DE CONTROL DE PRESIÓN DIRECTA							
		PRUEBA DE BAJA PRESIÓN							
		PRUEBA DE ALTA PRESIÓN							
10	CONEXIÓN DESDE CHOKE MANIFOLD A GOLPEADOR								
		FLEXIBLE							
		RÍGIDA							
		BRIDADA							
		ROSCADA							
		MANÓMETROS-TRDUCTORES-SENSORES							
11	POOR DEGASSER O GOLPEADOR								
		INSPECCIÓN DE ESPESORES							
		SELLO HIDRÁULICO							
		DISCO DE RUPTURA							
		DIÁMETRO DE CAÑERÍA DE DESCARGA							
		CONEXIÓN A ZARANDAS O PILETAS O TRIP TANK							
		CONEXIÓN A LAS LÍNEAS DE POZO DE QUEMA							
		ANCLAJES							
12	LÍNEAS DE PANICO A PILETA DE QUEMA								
		NÚMERO Y DIÁMETRO							
		ANCLAJES							
13	VÁLVULAS DE PISO DE TRABAJO								
		UPPER KELLY VALVE							
		LOWER KELLY VALVE							
		INTERNAL BOP							
		SUSTITUTOS PARA CONEXIÓN							
14	CONSOLA DE CHOKE HIDRÁULICO								
		VÁLVULAS DE COMANDO							
		MANÓMETROS							
15	INSTRUMENTAL								
		MANÓMETROS							
		INDICADORES DE NIVEL							
		MEDIDOR DE FLUJO DE RETORNO							
		NIVEL DE PILETAS							
16	DESGASIFICADOR DE VACÍO								
		MARCA							
		INSPECCIONES NDT							
		EYECTOR DE BAJA							
		EYECTOR DE ALTA							
		FLOTANTE-FUNCIONAMIENTO							
		MANÓMETRO							
17	LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN								
		MANIFOLD Y VALVULA DE SALIDA DE BOMBAS							
		MANGUEROTE A LÍNEA RÍGIDA							
		LÍNEA RÍGIDA INFERIOR							
		MANGUEROTE A STAND PIPE							
		STAND PIPE							
		MANGUEROTE ROTARY							
18	TRIP TANK								
		VOLUMEN - DISEÑO							
		VOLUMEN CADA 10 cm							
		CONEXIÓN A PILETA o ZARANDAS							
		BOMBA ELÉCTRICA							
		CONEXIÓN A FLOW LINE o CAÑO DE RETORNO							

REGISTRO DE PRUEBA DE PRESIÓN DE BOP (FOTOGRAFIA)

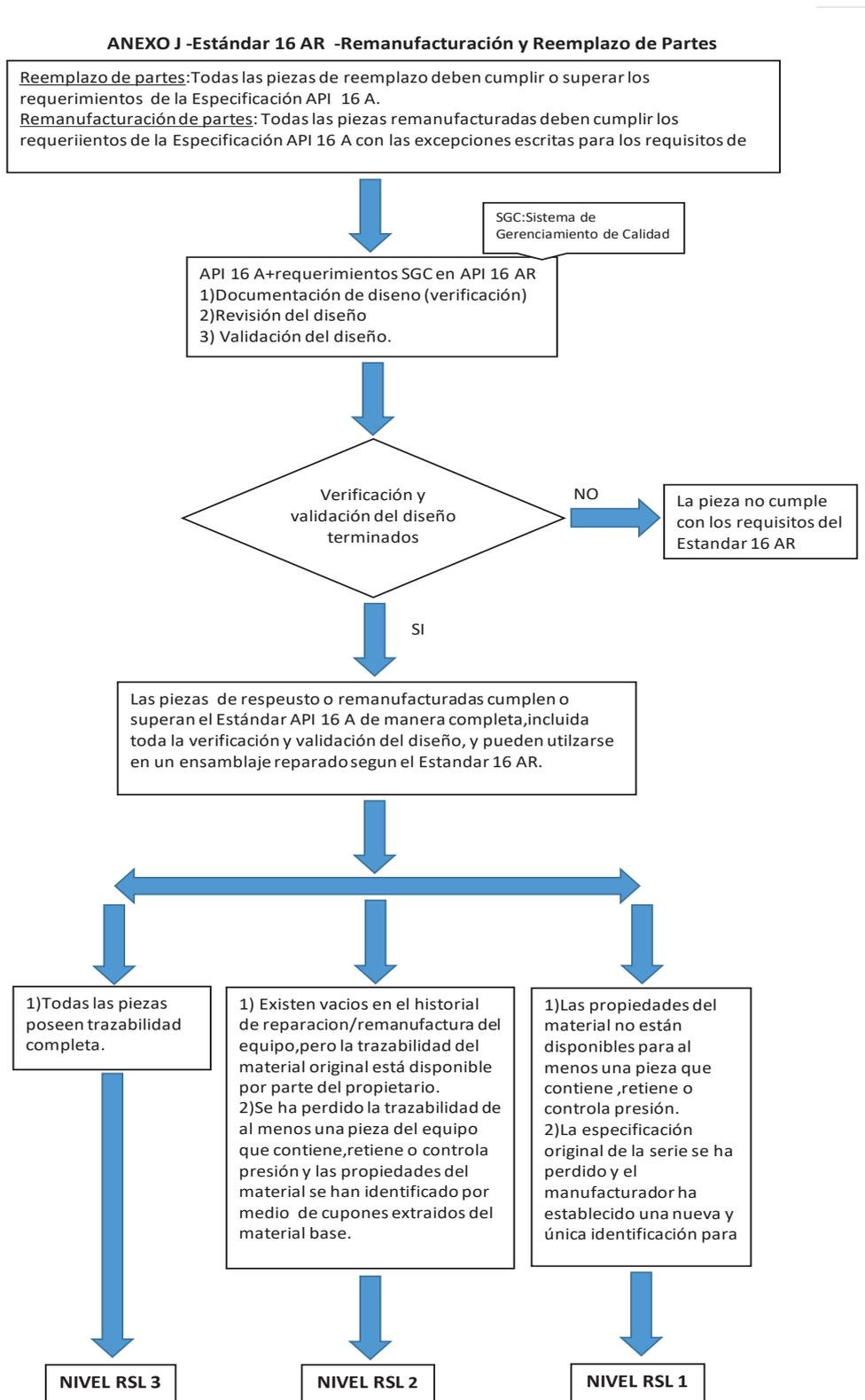
12

ANEXO 12: TABLA ANALOGA A LA TABLA 4 Y DIAGRAMA DE FLUJO ANALOGO AL DEL ANEXO J del ESTANDAR API 16 AR en función de los cuales se establecen los tres Niveles de Calidad aceptados por el API para la reparación y re manufacturación del STACK de BOPs.

A) TABLA ANALOGA “REQUERIMIENTOS DE CONTROL DE CALIDAD”.

A) MATERIAL BASE			
Ensayo de Tracción.	RSL1	RSL2	RSL3
La calificación de los ensayos de tracción de los materiales de todas las partes que contienen presión están en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.			X
Solo el material base de las partes que contienen presión poseen ensayos de tracción en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.		X	
No se dispone de los ensayos de tracción del material de las partes que contienen presión. Como mínimo se requieren ensayos de dureza.	X		
La calificación de los ensayos de tracción de los materiales de todas las partes que controlan presión están en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.			X
Solo el material base de las partes que controlan presión poseen ensayos de tracción en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.		X	
No se dispone de los ensayos de tracción de los materiales de las partes húmedas en contacto con el pozo que controlan presión. Como mínimo se requieren ensayos de dureza.	X		
No se dispone de los ensayos de tracción de los materiales de las partes no expuestas al pozo que controlan presión. Como mínimo se requieren ensayos de dureza.		X	
Calificación del procedimiento de soldadura sobre el metal base fuera de la Norma ASME BPVC Section IX P-numbers and 9.4.2.2.	X		
Ensayos de Impacto.	RSL1	RSL2	RSL3
La calificación de los ensayos de impacto de los materiales de todas las partes que contienen presión están en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.			X
Solo el material base de las partes que contienen presión poseen ensayos de impacto en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.		X	
No se dispone de los ensayos de impacto del material de las partes que contienen presión.	X		
La calificación de los ensayos de impacto de los materiales de todas las partes que controlan presión están en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.			X
Solo el material base de las partes que controlan presión poseen ensayos de impacto en conformidad con la Especificación ANSI/API 16 A.		X	
No se dispone de los ensayos de impacto de los materiales de las partes húmedas que controlan presión.	X		
No se dispone de los ensayos de impacto de los materiales de las partes no expuestas al pozo que controlan presión.		X	
Ensayos de dureza	RSL1	RSL2	RSL3
Las mediciones de dureza cumplen con los valores permitidos según la descripción actual del producto pero no cumplen con los niveles de dureza establecidos en la Especificación ANSI/API 16 A.		X	
B) MATERIAL DE SOLDADURA			
Ensayos mecánicos	RSL1	RSL2	RSL3
No todas las propiedades mecánicas (0,2 % de tolerancia en la resistencia a la rotura, resistencia a la tracción, alargamiento, reducción de área, valores de impacto, etc) cumplen con los requisitos mínimos del material base.	X		
Una o más soldaduras no tienen suficiente documentación/trazabilidad en el file Historial del Producto (PHF) como para cumplir con las especificaciones de diseño del fabricante.	X		
C) DIMENSIONES CRITICAS			
	RSL1	RSL2	RSL3
Las mediciones críticas, tal como las define el fabricante, están fuera de tolerancia respecto a los equipos nuevos pero cumplen con los límites de desgaste permitidos.		X	
D) TRAZABILIDAD			
	RSL1	RSL2	RSL3
Todos los equipos que contienen, retienen o controlan la presión se pueden indagar y seguir completamente de acuerdo con la Especificación ANSI/API 16 A, así como a las normas del fabricante y el historial del equipo está completamente documentado.			X
Todos los equipos que contienen, retienen o controlan la presión solo se pueden indagar y seguir hasta el último tratamiento térmico pero no cumplen con la Especificación ANSI/API 16 A y las normas del fabricante.		X	
Existen vacíos en el historial de reparación / remanufactura del equipo, pero la trazabilidad del equipamiento original está disponible por parte del propietario.		X	
La trazabilidad de al menos una pieza que contiene, retiene y controla presión ha sido perdida y las propiedades del material se han identificado al sacar y analizar cupones del material base.		X	
Las propiedades del material no están disponibles para al menos una parte que contenga, retenga o controle la presión.	X		
La especificación original de la serie se ha perdido y el remanufacturador ha establecido una nueva y única identificación para la pieza o el ensamblaje.	X		
La verificación del recubrimiento resistente a la corrosión no cumple con la Figura 3 (Diagrama para clasificación de resistencia a la corrosión) y la marcación no cumple con lo especificado en 10.4 de la Esp. ANSI/API 16 AR.	X		
El recubrimiento en la ranura del anillo se estableció resistente a la corrosión utilizando sulfato de cobre ASTM A967, como se muestra en la Figura 3 (Diagrama para clasificación de resistencia a la corrosión).	X		
E) MUESTRAS VOLUMETRICAS DE PARTES PARA IND (INSPECCION NO DESTRUCTIVA)			
	RSL1	RSL2	RSL3
Luego de perder la trazabilidad de la parte, todo el volumen de cada parte debe ser volumétricamente inspeccionado (radiografía o ultrasonido) luego del tratamiento térmico y previo a las operaciones de maquinado a efectos de detectar defectos y permitir una interpretación efectiva de los resultados del examen.		X	
Equipos que contienen presión con soldaduras que no puedan rastreadse y que no hayan sido sometidas a IND (Inspección No Destructiva) volumétrica al 100 %.	X		
F) BOLUNADO			
	RSL1	RSL2	RSL3
El bulonado cumple con los requisitos de la especificación ANSI/API 16A, Tercera Edición (Junio 2004).	X		
El bulonado cumple con los requisitos de la API 16 A		X	
Nota: la X indica el máximo RSL que puede obtener una unidad si existe la condición aplicable.			

B) DIAGRAMA DE FLUJO ANALOGO “REMANUFACTURA Y REEMPLAZO DE PARTES”.



13**ANEXO 13: RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE DE EMPAQUETADURAS PARA VALVULAS PREVENTORAS DE SURGENCIA-BOP S-**

Las Empaquetaduras para BOP son fabricadas con Elastómeros Naturales o Sintéticos más conocidos como Caucho. Estos materiales son parte de una formulación en la cual intervienen otras materias primas que son necesarias para el proceso de Vulcanización del producto final.

En situaciones donde se requiere de una fórmula donde el producto final pueda tener contacto con Hidrocarburos se emplea un caucho Sintético como ser el Buna N, comúnmente conocido como Acrilo Nitrilo. Este caucho en especial es el que se utiliza en la formulación y vulcanización de empaquetaduras para BOP.

Estas piezas en particular deben ser manejadas con cuidado y almacenadas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante para obtener el mejor rendimiento en servicio.

1. Control de Recepción y Almacenaje de Empaquetaduras para BOP por parte del cliente o usuario.

- a. Se debe verificar que el embalaje se encuentre sano, sin cortes o roturas que provoquen lastimaduras en la pieza que se encuentra en el interior.
- b. Se debe abrir el envoltorio verificando que en su interior se encuentra la empaquetadura y la documentación donde se detallan los ensayos realizados y sus valores de aprobación.
- c. La documentación a requerir como mínimo debe incluir certificado en origen, número de lote y fecha de fabricación y vencimiento del material.
- d. El producto y la documentación se deben conservar hasta su fecha de vencimiento.
- e. Luego de verificar el contenido del envoltorio se debe volver a colocar la pieza en su embalaje original.
- f. La empaquetadura se debe guardar en un lugar fresco (18 C)
- g. La empaquetadura no debe ser expuesta a rayos solares o altas temperaturas ya que de esa manera se acelera el proceso de envejecimiento reduciendo así las propiedades del repuesto en servicio.

2. Instalación.

- a. Antes de Instalar el repuesto verificar que el alojamiento es el adecuado, que está limpio, sin golpes o rebabas metálicas que perjudiquen el funcionamiento de la pieza.
- b. Si la pieza a utilizar es parte de un Stock, previo a su instalación se recomienda controlar la fecha de vencimiento y registrar la fecha de instalación.
- c. El repuesto se recomienda instalar utilizando elementos que no provoquen lastimaduras a la empaquetadura.

3. 3.0 Recomendaciones Especiales

- a. BOP Anular

No se deben utilizar empaquetaduras que después de haber estado operando hayan sufrido cortes, lastimaduras o deformaciones o bien un Cierre Total.

Si por cuestiones operativas, después de estar operando normalmente la BOP se retira para quedar fuera de servicio por un tiempo prolongado se recomienda retirar la empaquetadura del alojamiento y almacenarlo según recomendaciones del presente Anexo. Ante cualquier duda se recomienda consultar al fabricante.

b. 3.2 - BOP de Ariete o RAM

Previo a la puesta en servicio se debe controlar el juego de empaquetaduras.

Si se verifica una mitad del juego o ambas tienen algún deterioro se deben descartar indefectiblemente y colocar un juego nuevo.

Las empaquetaduras para BOP de Ariete o RAM normalmente son entregadas por el fabricante de a dos unidades que conforman un juego en sus diferentes tipos, modelos, cierre parcial o cierre total para operar a diferentes presiones.

Debido a la gran variedad se recomienda que estas piezas sean entregadas con toda la documentación de los ensayos realizados.

4. Contaminación

Es importante que el usuario tenga conocimiento que está empleando un material contaminante debido a que en su formulación se utiliza como materia prima el "Azufre", como agente de vulcanización.

Debido a que estos materiales son perjudiciales para la salud y el medio ambiente se sugiere realizar el Tratamiento de Residuos Peligrosos a aquellas empaquetaduras que sean desechadas por el uso o vencimiento.

5. Consultas o Reclamos.

Al momento de realizar una consulta o reclamo al proveedor de la pieza es muy importante tener a mano toda la documentación enviada por el fabricante y los datos del servicio operativo realizado ya que esta información es fundamental para determinar la trazabilidad de la pieza.

14

ANEXO 14 : RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO INTERNO DEL SEPARADOR GAS-LODO (MPS) SEGÚN PAPERS SPE 20430 - PA Y SPE 190008-MS Y RECOMENDACIONES ESTANDAR API 53, ITEM 7.6.9.9 (OF SHORE), PARA INSPECCION Y MANTENIMIENTO,

El objetivo de este Anexo es incorporar en la PR documentos desarrollados en el ámbito del SPE sobre el dimensionamiento y verificación de los separadores gas/lodo (golpeadores) que permitan una mejor selección y diseño de estos equipos.

I. Paper SPE-20430-PA "Dimensionamiento y evaluación del Separador Gas/Lodo", Autor G.R. MacDougall, SPE, Chevron Canada Resources LTD. Año1990.

El Paper SPE-20430-PA es mencionado como Referencia en el sub ítem 4.4.7.1 del ESTANDAR API 53. En el ámbito local de la industria está disponible una versión traducida al español por el Ing. Daniel C. Breuer.

El artículo revisa y analiza la tecnología existente de los Separadores Gas/Lodo y recomienda la configuración del separador, componentes, consideraciones del diseño, y el procedimiento de dimensionamiento.

Se presenta una planilla de dimensionamiento del separador gas/lodo para ayudar con el cálculo de

dimensionamiento. Dicha planilla proporciona un método de evaluación rápido y simple de la mayoría de los Separadores Gas/Lodo para su aplicación en un pozo específico.

También se realiza un breve análisis de otros aspectos relacionados con los Separadores Gas/Lodo, incluyendo sus componentes, prueba, materiales, y consideraciones sobre lodos Base Aceite.

Todos los separadores deben construirse conforme al Código ASME para Calderas y Recipientes bajo Presión, Sec. VIII, Div. I con todos los requisitos para los materiales que reúne la Norma NACE MRO1-75-8412 (Revisión 1980).

Todas las soldaduras en el recipiente deben reunir los requisitos de ASME.

Los separadores nuevos de Gas/Lodo deben ser probados hidráulicamente a 188 psi para una presión máxima de trabajo de 150 psi, como recomienda ASME.

Los ensayos no destructivos periódicos deben incluir la verificación del espesor de la pared mediante inspección radiográfica y comprobación por ultrasonido de la continuidad de la soldadura.

En cada montaje inicial, cada separador debe circularse internamente con agua al máximo caudal posible para verificar las posibles filtraciones en las conexiones.

El Paper se desarrolla según el siguiente ordenamiento:

1. Su principio de funcionamiento.
2. Los tipos de Separadores de Gas/Lodo.
3. Dimensiones del Separador de Gas/Lodo.
4. Pico del Caudal de Gas.
5. Presión de Fricción en la Línea de Venteo.
6. Pierna de Lodo.
7. DI (Diámetro Interno) del Separador.
8. Dimensiones.
9. Consideraciones para lodo base aceite. 1
10. Problemas tipo en los Separadores de Ga/Lodo:
 - a. a. Tamaño insuficiente.
 - b. b. DI pequeño.
 - c. c. La presión de Fricción en la Línea de Venteo excede la Presión hidrostática e la Pierna de Lodo.

Las conclusiones del Paper SPE 20430-PA son:

1. El separador debe calcularse de un tamaño como para manejar apropiadamente el peor caso de surgencia.
2. El funcionamiento de los Separadores gas/lodo normalmente usados es idéntico. Pueden encontrarse diferencias en el método de mantener la pierna de lodo.
3. El separador de gas/ lodo de fondo cerrado es la configuración más usual. Los separadores de gas/ lodo con fondo abierto y/o con flotador trabajan bien pero están propensos a fallas.
4. El cálculo del tamaño de un separador gas/lodo debe ser verificado y ser específico a las condiciones del pozo.
5. El modelo de flujo de gas a través del separador gas/lodo puede ser aproximado mediante un procedimiento simple en un lapso de tiempo limitado.
6. Fue recopilada una lista completa de componentes y consideraciones del separador de gas/lodo para ayudar con el diseño del separador gas/lodo.
7. Se incluye una guía de problemas tipo para orientar la adaptación de un separador existente de tamaño insuficiente según cálculo a efecto de determinar pautas de re dimensionamiento como alternativa a construir o alquilar un separador nuevo.

II. Paper SPE/IADC 190008-MS” Avances en el cálculo del tamaño del Separador de Gas/Lodo: la perspectiva MPD “, Autores Harshad Petil and Kedar Deshpande; Terry Lamar Ponder, Chevtpn Retired; Mauricio Armone, Weatherdford. Abril 2018.

En este Paper se analiza y compara el método de cálculo y dimensionamiento del separador Gas/Lodo propuesto en el Paper SPE 20430-PA (año 1990) cuando se circulan a través de los mismos caudales relativamente más altos de fluidos de formación.

Particularmente se contrasta el método utilizado en dicho Paper para estimar la pérdida de presión por fricción por la circulación del gas en la línea de venteo con un método basado en la aplicación de un modelo de simulación complejo e iterativo que incluye presión, temperatura, densidad del gas, compresibilidad, etc.

Además, ilustra la configuración y los resultados obtenidos al usar el simulador computacional de dinámica de fluidos para evaluar cualitativamente las velocidades y separación dentro del Separador Gas/Lodo a las velocidades medias limitadas a 8,4 ft/min (SPE 20430-PA) dentro del Separador lo que evitaría la condición de soplado.

Las conclusiones del Paper SPE 190008-MS son:

1. El diámetro de la tubería de entrada MGS, para este caso ilustrativo, debe aumentarse a 8 “de ID o más para reducir las velocidades de mezcla de gas / lodo que entran en el separador.
2. Las velocidades de gas más altas que entran en el separador y se dispersan en la placa de impacto causaron velocidades extremadamente altas que alcanzan el pie de la simulación.
3. La geometría interna de la placa de impacto y la orientación de la placa de desviación deben estudiarse para reducir los contornos de velocidad dentro del MGS para manejar grandes cantidades de tasas de gas.
4. Se piensa que la longitud del MGS desempeña un papel vital en la reducción de los contornos de velocidad dentro del separador, especialmente en el área cerca de la parte inferior del separador.
5. Los resultados demuestran que existe una relación entre la capacidad máxima de manejo de gas del MGS y el diámetro del MGS, su altura y geometría interna y que esta capacidad no debe basarse únicamente en la fricción del gas que se ventila a través de la línea de ventilación, ejerciendo presión sobre el tramo de lodo lleno de fluido de 0,26 psi / ft.
6. Para confirmar la confiabilidad de las simulaciones, CFD debe calibrarse con datos reales de campo o de prueba.

III. ESTANDAR API 53 ítem7.6.9.9: Recomendaciones para Inspección y mantenimiento.

1. El programa PM de los propietarios del equipo debe incluir la inspección de los platos y eliminación de restos de material sólido.
2. Se deben inspeccionar los puertos y las líneas de venteo para asegurarse de que los desechos u otras deficiencias no afecten la operatividad del sistema.
3. De conformidad con el programa de PM del propietario del equipo, se debe llevar a cabo una inspección para evaluar la corrosión y la erosión existentes en el mismo.
4. Inspeccionar las líneas de venteo de conformidad con el programa PM del propietario del equipo a efectos de verificar que están adecuadamente preparados.

5. Donde se instalen, los manómetros deben inspeccionarse para detectar daños y verificar su correcto funcionamiento, y ser reemplazados si no son adecuados para su uso. Los manómetros deben tener el tamaño adecuado para el sistema y la presión nominal del descalificador.
6. Bombear agua o fluido de perforación en la entrada del separador para verificar la inexistencia de obstrucciones en el flujo.
7. Si el descalificador está equipado con un flotador para regular la descarga, verificar que el flotador regula adecuadamente la descarga de líquido,
8. Si el descalificador se fabricó según el código ASME o una especificación equivalente y donde la documentación de la prueba no existe actualmente, se realizará una prueba de presión hidrostática única de acuerdo con el equipo.
9. Si se realizan reparaciones de soldadura, ya sea en el descalificador atmosférico de gas en el separador el gas / lodo, luego de ejecutadas las mismas, se deben realizar un NDE (examen no destructivo) y una inspección de conformidad con el programa PM del propietario del equipo.