	<p>Estándar</p> <p>Gas Somero</p>	<p>Autorizó</p> <p>Enrique Lusso</p> <p>Director General</p>
	<p>Revisión: 2</p> <p>Fecha: 29/10/2020</p>	<p>Página: 1 de 6</p> <p>Código: HOK-OTD-ES-007</p>

• Contenido

1. Objetivo
2. Alcance
3. Términos, abreviaturas y definiciones.
4. Desarrollo
5. Documentos de referencia
6. Anexos

2	Revisión del documento y actualización de referencias.	29/10/2020
1	Corrección de la presión mínima de trabajo que debe tener el sistema de desviación de flujo	18/10/2016
0	Primera Edición	01/02/2016
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA

1. Objetivo

Definir los requisitos mínimos del conjunto Diverter para la Operación Costa Afuera.

2. Alcance

Operación Costa Afuera. Este estándar es de aplicación obligatorio por parte de todo el personal involucrado en las actividades de Drilling & Completion.

3. Términos, abreviaturas y definiciones

ALARP (As Low As Reasonably): Tan bajo como razonablemente sea posible

EXPLO/DDR: Exploración / Desarrollo de Reservas

Diverter: Desviador de flujo.

Drilling Manager: Gerente de Perforación

Drilling Rig – WSL: Company Man

H2S: Sulfuro de Hidrógeno

Offshore Drilling Superintendent: Superintendente

OIM: Offshore Installation Manager

SOR: Statement of Requirements

Sour Service: Servicio en ambiente ácido (materiales)

WCE: Well Control Equipment

4. Desarrollo

La función del conjunto o sistema de Diverter (Desviador de Flujo) es desviar cualquier entrada de fluido durante la perforación de la sección somera, previo a la instalación del conjunto de BOP. Pero no está enmarcado como una barrera del pozo. ▲

4.1. Planificación y Preparación

Un estudio de riesgos someros debe ser realizado por EXPLO/DDR para todos los pozos y el riesgo ser identificado en el SOR.

El estudio de riesgos someros debe evaluar lo siguiente:

- La presencia de fallas y características de expulsión de fluidos del lecho marino
- La potencial presencia de gas somero, flujos de agua someros y/o hidratos.
- Cualquier otra característica del lecho marino que pudiera impactar sobre el normal desenvolviendo de las operaciones.

Los peligros & riesgos y los controles & barreras utilizados deberán evaluarse para asegurar que se cumple con el principio ALARP. Los controles y barreras deben incorporarse en el Programa de Pozo y en el Documento Puente.

Una evaluación de riesgos debe realizarse en el sitio de trabajo para determinar si se requiere adquirir información sísmica digital de alta o muy alta resolución adicional al estudio específico de gas somero.

Es responsabilidad del Ingeniero de perforación debe asegurar que el estudio de gas somero ha sido realizado, que sus resultados fueron analizados y utilizados para:

- Seleccionar la superficie de la locación, minimizando los riesgos
- Determinar el esquema de pozo
- Seleccionar la mejor profundidad para el zapato del casing superficial
- Evaluar la necesidad de perforar un pozo piloto (de diámetro reducido)

Se deben realizar todos los esfuerzos posibles para mover la ubicación de la locación fuera del área con probabilidades de gas somero, de acuerdo a los estudios de sísmica, geológicos y de pozos cercanos.

El Company Man deberá verificar que El Contratista cuenta con experiencia en perforación de pozos con riesgos de gas superficial y para hacer frente a sus efectos. ▲

El Company Man deberá revisar que la tripulación de El Contratista, liderada por el OIM, cumpla con:

- Realizar simulacros de uso de Diverter, de manera que ante un indicio o activación de una alarma por presencia de gas estén preparados para implementar los procedimientos de contingencia y que cada uno pueda realizar sus tareas específicas.
- Reportar en el parte diario de operaciones las capacitaciones recibidas y los simulacros realizados.

Los procedimientos de contingencia deben ser revisados por el Superintendente, discutidos durante los análisis de riesgos y definido en el Documento de Puente.

En la Plataforma Autoelevable se debe contar con los siguientes elementos / requisitos particulares para operaciones con riesgo de gas somero:

- Una manga de viento instalada en la locación, a la vista del Perforador.
- Sistemas de extinción de incendios y cortinas de agua accionados por generador de emergencia.
- Iluminación de emergencia a prueba de explosiones y unidades de iluminación individuales alimentadas con baterías.
- Auriculares con protección contra el ruido para permitir una comunicación adecuada durante el escape, en el caso de un Blowout.

4.2. Operaciones

Siempre se debe utilizar un sistema de Diverter en la sección superficial del pozo. ▲

El mar debajo y alrededor de la Plataforma Autoelevable debe ser monitoreado continuamente para detectar indicaciones de la presencia de gas somero durante la perforación del piloto o la perforación sin riser.

Los siguientes procedimientos y equipos asociados son obligatorios cuando se perfora zonas con anomalías de gas superficial:

- Penetración Controlada
- Viajes de Tubería con circulación
- Válvula de flotación
- Brocas con Boquillas Grandes
- Camisas de bombas lodo de gran diámetro
- LWD con gran pasaje interno

Se deben tomar las siguientes precauciones cuando se haya detectado riesgo de presencia de gas somero:

- Todos los sensores / alarmas relacionados a la detección de gas somero deben ser testeados exhaustiva y periódicamente
- Se prohibirán todos los trabajos en caliente
- Mantener cerradas las escotillas
- Esperar luz diurna para perforar la zona de gas
- Mantener el mínimo de personal posible abordo
- Los transportes en helicóptero y transferencias de cargas hacia y desde los barcos se deben evitar, tanto como sea posible.

Se deberá contar, desde que se comienza a perforar una fase del pozo con Gas Somero, con un volumen y densidad de kill mud de acuerdo con el volumen estimado del pozo, logística disponible y un margen de seguridad. ▲

Se deberán utilizar lechadas de cemento de tipo Gas Tight para aislar el casing en las formaciones que contengan gas somero.

Si se produce un influjo de agua somera o de gas, se debe detener la perforación y activar el procedimiento de emergencia correspondiente. Después de este evento se deberá realizar un análisis de riesgos para determinar si es posible continuar con las operaciones. ▲

4.3. Equipamiento para Gas Somero

El equipamiento para operaciones con Diverter debe cumplir con la norma API Std 64. Y estar compuesto por:

- BOP Anular
- Diverter Spool

- Válvula/s de bola lateral de venteo y su sistema de control
- Línea/s de venteo
- Dos líneas de venteo, orientadas en direcciones diferentes. ▲

El diverter y todos los componentes individuales en el sistema de desviación de flujo deben tener una presión de trabajo de mínimo: 500 psi. Aclaración: Esta presión no debe ser asociada a una presión de cierre del pozo máxima aceptable, ya que el diverter solo se utiliza para derivar el flujo de fluido del pozo. ▲

4.3.1.Requerimientos mínimos del Sistema de Control

El Contratista deberá proveer un BOP Anular que de acuerdo a las especificaciones del fabricante, tenga capacidad de cierre aun sin tubería en el pozo. Antes de su montaje en el pozo deberá ser funcionalmente probado y medido su tiempo de cierre, el cual no deberá superar los 45 segundos. ▲

La salida del Diverter Spool y Válvula de bola deben ser, como mínimo, de 10". La Válvula de bola deberá ser de pasaje pleno y ser operada remotamente. El sistema de apertura de la Válvula de bola deberá abrirse automáticamente al momento de cerrar el Anular para evitar la posibilidad de que el pozo sea cerrado bajo presión. ▲

La línea de venteo deberá estar sólidamente asegurada a una estructura fija para que soporte los potenciales movimientos producidos por el flujo de fluido. Debe ser lo más recta posible y sus curvas deberán estar convenientemente reforzadas.

La actuación del sistema de diverter debería ser hecha desde un solo botón ubicado en la cabina del Perforador.

Si el sistema de energía hidráulica es independiente del Acumulador de los BOPs, deberá contar con energía disponible en todo momento y con una bomba de back up.

Un esquema que muestre todos los componentes del conjunto del Diverter, sus dimensiones, y ubicación, incluyendo la ubicación del panel principal y remoto, deberá estar disponible en el equipo perforador.

4.3.2.Prueba del Diverter

Para confirmar la integridad del Diverter instalado, se realizará una prueba del sistema de Diverter con flujo de agua o fluido de perforación para detectar pérdidas, verificar la correcta aplicación de la secuencia de cierre y medir los tiempos de accionamiento.

Espacio en blanco intencional

4.3.3. A modo ilustrativo se presenta el siguiente esquema de sistema de diverter ▲

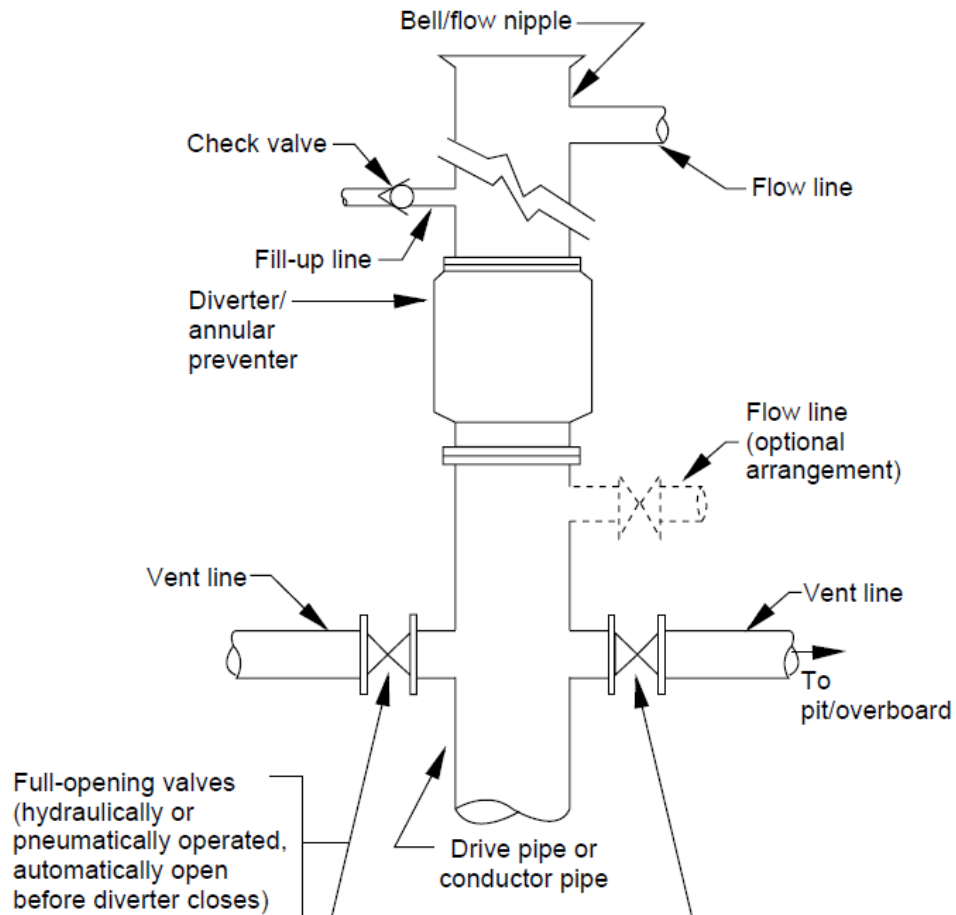


Figura 1. Esquema genérico de diverter.

5. Documentos de Referencia

- HOK Estándar de Manejo del Cambio
- HOK Estándar Well Control
- HOK Estándar Aceptación de Equipo de Torre
- API Std 64 Diverter Equipment Systems.

6. Anexos

- No Aplica