


| | | |
|---|---|--|
|  | <p>Estándar</p> <p>Anticolisión y Survey</p> | <p>Autorizó</p> <p>Enrique Lusso</p> <p>Director General</p> |
| | <p>Revisión: 1</p> <p>Fecha: 29/10/2020</p> | <p>Página: 1 de 9</p> <p>Código: HOK-OTZ-ES-012</p> |

• Contenido

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

| | | |
|-----|--|------------|
| 1 | Revisión del documento y actualización de referencias. | 29/10/2020 |
| 0 | Primera Edición | 01/02/2016 |
| REV | DESCRIPCION | FECHA |

1. Objetivo

Establecer los requerimientos de los programas de perforación direccional en cada pozo, asegurando así que se cumplan los objetivos definidos en la etapa de planificación se eviten las colisiones respetando criterios técnicos y estándares internacionales

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

Factor de Separación: Relación entre centro de pozos y la incertidumbre debido a la posición relativa de ambos pozos.

Drilling Manager: Gerente de Perforación

Drilling Rig – WSL: Company Man

BGGM: Es un modelo matemático del campo magnético del Planeta Tierra sin perturbación. Este modelo magnético es revisado cada año y es utilizado en la industria por herramientas como MWD y herramientas magnéticas para realizar mediciones.

OEM: Original Equipment Manufacturer. Fabricante Original del Equipo

Offshore Drilling Superintendent: Superintendente

4. Desarrollo

Este Estándar tiene como objetivo mitigar el riesgo de un accidente mayor producto de la colisión entre pozos. Por lo tanto, este Estándar deberá aplicarse a todos los pozos donde el riesgo presenta una amenaza para la seguridad del personal y al medio ambiente.

Se describen aquí los procedimientos para evaluar los riesgos tolerables de colisión, que definen la separación de pozo mínima y que aseguren el cumplimiento de dichos criterios durante la perforación.

4.1 Enunciado del Estándar.

Se deberá verificar los estándares y procedimientos de la compañía de Perforación direccional.

La EMPRESA entregará a la Compañía Direccional las coordenadas definitivas de la boca de pozo, el objetivo, la orientación y la tolerancia, incluyendo los datos de la altura de la mesa rotaria.

El programa direccional y monitoreo de la trayectoria del pozo se realizará por el Contratista Direccional de acuerdo a los requerimientos establecidos por la EMPRESA, en relación al control de calidad de la información.

El programa de registro (registros direccionales) deberá ser diseñado para cumplir con las necesidades de:

- Legislaciones gubernamentales locales.
- Alcanzar el objetivo geológico (target).
- Minimizar el riesgo de intersección de pozo (colisión).
- Contar con los datos para perforar un pozo de alivio.
- Evitar riesgos someros (shallow hazards)

Para todos los pozos direccionales en los que exista riesgo potencial de colisión, se deberá elaborar un análisis de riesgo, que contenga las medidas de mitigación correspondientes y sus responsables.

El Company Man no está autorizado a tomar decisiones que puedan exceder las tolerancias establecidas por ingeniería dentro del intervalo que se esté operando.

En el caso de que no pueda cumplirse el plan direccional y/o de anticolisión o resultase imposible continuar perforando, las operaciones de Perforación deberán detenerse y ser comunicadas a ingeniería y operaciones y gestionar un MoC o Dispensación según corresponda.

Se establece como punto de referencia el Norte Grilla. De requerir utilizar uno distinto, las compañías deberán establecer un único punto de referencia con la autorización de la EMPRESA

La trayectoria del pozo debe ser calculada utilizando el método de curvatura mínima o radio de curvatura mínima.

Se deberá asegurar que la totalidad de los pozos vecinos han sido considerados para la elaboración de la trayectoria direccional. Se deberán establecer radios de escaneo en función de las necesidades particulares y la incertidumbre de los datos disponibles.

Se deberá recalcular la trayectoria direccional en caso de que se posponga la ejecución del pozo por un periodo mayor a 6 meses. La medición de campo magnético se deberá realizar mediante BGGM año actual.

En las operaciones de pozos en pad se realizará un control de colisión en la trayectoria planificada del pozo y donde se considere necesario.

En todos los análisis de anticolisión se deberá incluir como mínimo:

- Análisis del cono de incertidumbre.
- Especificaciones sobre el margen de error / precisión de las herramientas de medición.
- Control de calidad de los datos medidos.

El programa de anticolisión deberá estar presente y aprobado en la Plataforma Autoelevable previo a iniciar la perforación de cualquier sección.

Los criterios para las medidas de cierre de pozos vecinos o para evitar pozos adyacentes deberán establecerse claramente en el Programa de Perforación.

Durante la ejecución de la trayectoria del pozo, se deberán adoptar medidas para que se efectúen controles anticolisión de rutina.

No se realizarán cambios al programa de direccional sin que analicen las consecuencias de la anticolisión y el mismo sea revisado y aprobado por el sector de Ingeniería.

El Ingeniero de la Compañía de Servicio Direccional deberá mantener documentados y actualizados los registros y la trayectoria del pozo, (Real versus lo Planificado, Corridas de análisis de colisión (Elipses), Factor de Seguridad, Separación entre elipses).

La incertidumbre deberá documentarse para referencias futuras.

En casos donde la compañía de contratista de direccional tuviera su propia base de datos y software de cálculo y hubiera discrepancias en los resultados del cálculo de anticolisión mediante software, Ingeniería de D&C deberá realizar una comparativa exhaustiva entre ambos métodos para determinar las diferencias, adoptando finalmente el método más riguroso.

El factor de separación entre la planificación y el pozo potencial de colisión deberá calcularse conforme a la fórmula del Anexo I.

Se considerará aceptable desde el punto de vista de riesgo de colisión, un plan de trayectoria de pozo que posea un factor de separación calculado mayor o igual a 1,5.

En el caso de que el factor de separación sea menor a 1,5 se deberá cumplir con el Estándar Manejo del Cambio y Dispensación y tener en cuenta las recomendaciones de mitigación de la siguiente tabla:

| Factor de Separación | Acciones |
|----------------------|---|
| <1.5 | <ul style="list-style-type: none"> ☑ Deberá realizarse un monitoreo constante de la presión del wellhead y de casing. ☑ Se deberá confirmar los cálculos de elipse de incertidumbre y la separación entre pozos. ☑ Se deberá considerar realizar una carrera de registro con giróscopo para verificar la separación. |
| <1.25 | <ul style="list-style-type: none"> ☑ El pozo potencial de colisión deberá ser cerrado y despresurizado desde una profundidad mayor a la profundidad del potencial punto de colisión. |
| <1.0 | <ul style="list-style-type: none"> ☑ La perforación deberá detenerse y solamente se deberá recomenzar si los pozos divergen. Se requiere realizar MOC y Dispensación. ☑ Se corre una nueva herramienta de registración con mayor resolución de los pozos en cuestión y la misma arroja un valor mayor a 1. ☑ Se realiza maniobra a un punto seguro y se elabora un nuevo plan para mantener un factor de separación mayor a 1. |

En caso de que la distancia entre pozos sea menor a 10 metros en superficie, se deberá realizar un análisis de riesgo considerando las barreras operativas (BHA estabilizado) que se aplicaran. Se deberá contar con un plan para incrementar el factor de separación en caso que se reduzca a menos de 1,5. En caso que esto último no sea posible se deberá seguir con los lineamientos establecidos en el punto 23 del presente estándar.

En el campo HOKCHI se deberá corroborar en la etapa de planificación que la información sea compatible y representativa a fin de evitar errores en la trayectoria de los pozos, como incertidumbres y distanciamiento entre de boca de pozo.

Cuando se manifieste inferencia magnética se deberá correr registro con giróscopo. No se volverá a tomar como válido el registro de azimut magnético hasta que la diferencia en las lecturas de azimut entre MWD y giróscopo sea menor a 2°.

Para mitigar los riesgos ante una eventual colisión se deberá asegurar la existencia de dos o más barreras por debajo de la zona de riesgo de colisión.

Se deberá correr registro con giróscopo en cada sección de pozo (guía, intermedias y aislaciones) para definir la trayectoria real.

En el campo HOKCHI se deberá registrar la trayectoria con MWD como mínimo desde el zapato de la guía hasta la profundidad final del pozo.

Previo a realizar un abandono temporal se deberá asegurar que se cuente con los registros de la trayectoria direccional con giróscopo en todas las secciones.

Es necesario que los cálculos para determinar la posición y la proximidad sean realizados cada 30 metros o menos siempre que el factor de separación sea mayor a 1,5. En caso de que dicho factor sea menor a 1,5, los registros deberán realizarse cada 10 metros.

Es responsabilidad del Ingeniero de Perforación verificar la trayectoria de cada pozo y los estudios definitivos.

El Superintendente es el responsable de asegurar el cumplimiento del plan direccional durante las operaciones de perforación.

Inspecciones no destructivas y análisis de calidad del servicio

Los criterios de inspección de todo equipo o herramienta deben cumplir con los correspondientes estándares ISO, API, o equivalentes, en sus versiones más actualizadas. Equipos inspeccionados y aceptados por la EMPRESA no deben ser sustituidos sin la previa aprobación de la EMPRESA.

La siguiente es una lista de los estándares mínimos que se deben cumplir con las herramientas y equipos a proveer:

- Todas las herramientas componentes de la sarta de perforación requerirán una documentación nueva ajustada al estándar TH Hill DS-1 Cat 5 y los requisitos del fabricante del equipamiento a costo de EL CONTRATISTA.
- Fabricación, reparación y mantenimiento se llevará a cabo en instalaciones con sistemas de gestión de calidad certificados bajo las últimas ediciones de las Normas API Q1, o ISO 9001 y por una autoridad de certificación reconocida internacionalmente aceptada por la EMPRESA.
- Los materiales a ser utilizados en ambientes que contienen H₂S debe estar en conformidad a la norma ISO 15156, partes 1, 2 y 3 o NACE MR0175
- Inspección y reparación debe cumplir con los requisitos de DS1 / NS2 (ISO 10407-2) y los requisitos del fabricante de equipos originales (OEM).
- Los cuerpos elementos de perforación serán de acuerdo con API Spec 7.

- La fabricación de los elementos de izado de perforación debe estar en conformidad con la especificación API Spec 8A y API Spec 8C
- La inspección, mantenimiento, reparación y re-fabricación de los elementos de izado de perforación debe estar en conformidad con la especificación API Spec 8B
- Cuando se requiera revestimiento duro para protección de la herramienta, el material preferido por la EMPRESA es aleación de cromo “casing friendly” de metal duro. Las directrices para Revestimiento Duro están disponibles bajo petición. El revestimiento duro de carburo de tungsteno no debe ser utilizado.
- Todas las conexiones serán provistas con un protector de rosca aceptado por la EMPRESA luego de la aplicación del compuesto para roscas tipo API modificado
- Las roscas deben ser reparadas aplicando API Specification 7 section 8, última edición.
- Todo el equipamiento debe ser fabricado como mínimo de acuerdo con API spec. 7 última edición.
- Todas las conexiones nuevas o reparadas serán expuestas previo a su embarque y el proveedor debe mostrar la evidencia del cumplimiento de este requisito
- Toda herramienta componente de la sarta de perforación requiere inspecciones según DS-1 categoría 3-5 y según requerimientos del fabricante a costo de EL CONTRATISTA. En todos los casos se debe indicar el BSR resultante de la medición de OD y de ID.
- La manufactura, reparación y el mantenimiento de las herramientas se debe hacer en talleres con sistema de calidad el cual será auditado por una autoridad de certificación determinada por la EMPRESA.
- Los repuestos y partes deben ser de un origen reconocido por el fabricante original.
- Todas las conexiones externas de herramientas o conjuntos pre armados deben ser API, y se debe minimizar la cantidad de reducciones de rosca. Todas las conexiones externas se deben proveer con protección (compuesto API para roscas y protector rígido).
- Todas las conexiones mecanizadas nuevas deben haber sido “hermanadas” previo a su despacho a la locación del pozo, y debe proveerse evidencia de haberse realizado.

Las herramientas con conexiones API deben tener aliviadores de tensión (bore back) y rolado de filetes (stress relief grooves) según los requerimientos de DS-1 última edición, a menos que se haya acordado con la EMPRESA algo distinto. Todas las conexiones deben tener tratamiento anti-engrane.

5. Documentos de referencia

- TH Hill DS-1
- NS2
- API Q1
- ISO 9001
- ISO 15156, partes 1, 2 y 3

- ISO 10407-2
- NACE MR0175
- API Spec 7, Spec 8A, 8B y 8C

6. Anexos

Anexo I: Cálculo de Factor de Separación

Anexo I - Cálculo de Factor de Separación – (HOKCHI ENERGY-OTZ-EST-012)

El Factor de Separación hace referencia a la mínima distancia de acercamiento permitida entre el pozo de referencia y el o los pozo(s) offset.

Cálculo de Factor de Separación

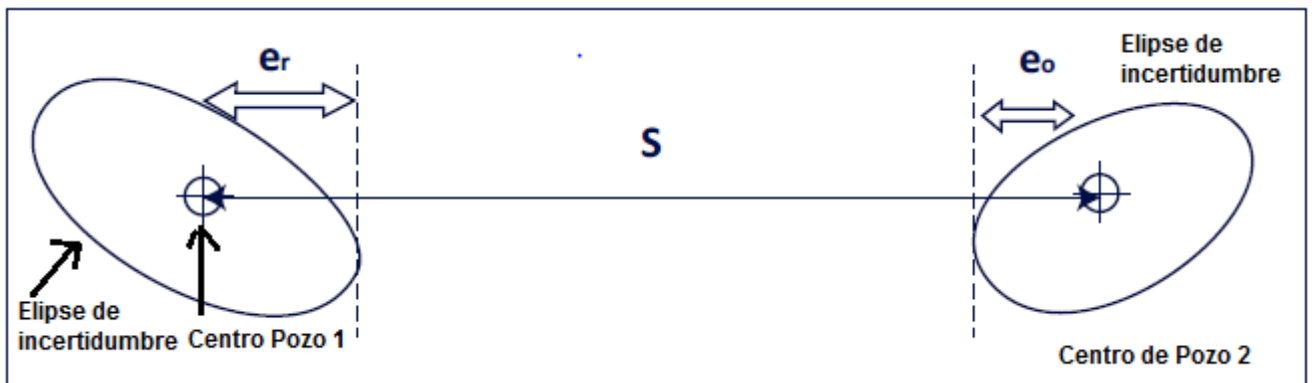
S = Distancia de separación entre centros de pozo.

e_o = Radio de incertidumbre.

Casing & Pozo: Corresponde al radio combinado de casing y pozo.

El radio de incertidumbre de la elipse se determina de acuerdo a un nivel de confianza específico (Sigma 2). Se deberá utilizar un nivel de confianza del 95% en una dimensión.

Factor de Separación (FS) = $S / (e_o + e_r + \text{Casing \& Pozo radio})$



Grafica 1. Factor de Separación