

	<p>Estándar</p> <p>Aceptación</p> <p>de</p> <p>Equipos de Torre</p>	<p>Autorizó</p> <p>Enrique Lusso</p> <p>Director General</p>
	<p>Revisión: 3</p> <p>Fecha: 05/01/2021</p>	<p>Página: 1 de 6</p> <p>Código: HOK-OTZ-ES-010</p>

- Contenido

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

3	Ver sección de Control de Cambios en página 1.	05/01/2021
2	Ver sección de Control de Cambios en página 1.	08/09/2020
1	Primera Revisión	15/07/2019
0	Primera edición del documento	08/04/2016
REV	DESCRIPCION	FECHA

Control de cambios - revisiones:

REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA
3	1) Se actualizan los check list del Anexo I y II.	05/01/2021

1. Objetivo

Definir los requerimientos mínimos que se deben cumplir en los Equipos de Torre previo a iniciar operaciones por primera vez.

2. Alcance

Este estándar es de aplicación con carácter obligatorio para todo el personal propio y contratado involucrado en las actividades de D&C.

3. Términos, abreviaturas y definiciones

ANSI: *American National Standards Institute.*

ASNT: *American Society for Nondestructive Testing*

API: *American Petroleum Institute.*

D&C: *Drilling & Completion.*

IADC: *International Association of Drilling Contractors.*

Incidente: Evento inesperado que afecta o tiene potencial de afectar la salud o la integridad física de las personas, las instalaciones o el ambiente.

IND: *Inspección No Destructiva.*

IRAM: *Instituto Argentino de Normalización y Certificación.*

ISO: *International Organization for Standardization.*

LADS: *Latin American Drilling Safety.*

NACE: *National Association of Corrosion Engineers.*

NFPA 70B: *Recommended Practice for Electrical Equipment.*

Observaciones: Son los defectos, daños, falta de elementos, falta de protecciones, etc. que ponen en riesgo la integridad de las personas, del medio ambiente, la integridad del pozo y/o del equipo. Se clasificarán las observaciones en las siguientes tres (3) categorías:

- **Menor:** Se basan en las deficiencias que pueden llevar a una situación que contribuye a un incidente. Su resolución puede ser tolerada durante un tiempo no mayor a 60 días.

La impresión en papel se considera copia NO CONTROLADA – Válido sólo en el momento de la impresión

- **Mayor:** Se basan en los defectos que pueden ocasionar daños en los equipos o un efecto perjudicial en la operación como resultado del uso inadecuado y / o de la falla del equipo. Las observaciones Mayores se encuentran listadas en el Anexo I – Check List para Aceptación de Equipo de Torre. Su resolución puede ser tolerada durante un tiempo no mayor a 45 días.
- **Crítica:** Se basan en las deficiencias que pueden llevar a la pérdida de vida, lesiones graves o daños al medio ambiente como resultado de la utilización inadecuada y / o la falla de un equipo. Las observaciones Críticas se encuentran listadas en el Anexo I – Check List para Aceptación de Equipo de Torre. Las observaciones críticas deben ser resueltas en forma inmediata.



Importante: Un Equipo de Torre no podrá comenzar a operar por primera vez si tiene observaciones Críticas pendientes de resolución.

RP (*Recommended Practice*): Práctica Recomendada de la Industria del Petróleo y Gas.

Spec: Especificación de la Industria del Petróleo y Gas.

Std (*Standard*): Estándar de la industria del Petróleo y Gas.

UG: Unidad de Gestión.

4. Desarrollo

El responsable de D&C de cada UG debe realizar una auditoría a los Equipos de Torre, para su aceptación:

- Antes de que comiencen a operar por primera vez.
- Cuando se realicen inspecciones no destructivas mayores (Torre, Subestructura, Drawwork).
- Cuando se realice un upgrade del equipo o cuando la compañía lo requiera.

Las auditorías de Aceptación de Equipo serán realizadas por una compañía especializada en inspección de Equipos de Torre definida por HOKCHI. Dicha auditoría debe realizarse de acuerdo con el Check List de Aceptación del Equipo: Anexo I – Onshore y Anexo II - Offshore.

Cuando se programe una auditoría para aceptación, el Superintendente de HOKCHI a cargo del equipo deberá verificar previamente in situ que el equipo de torre se encuentra apto para ser inspeccionado.

La resolución de las observaciones será a cargo del Contratista del Equipo de Torre.

El Contratista del Equipo de Torre debe preparar un programa con el plan de acción para la resolución de las observaciones y presentarlo al Responsable de D&C de la UG.

El Company Man debe realizar el seguimiento de la resolución de las observaciones encontradas durante la auditoría, manteniendo, informando al Superintendente de HOKCHI a cargo del equipo.

El Contratista debe presentar al Responsable de D&C de la UG un reporte con las evidencias de la resolución de las observaciones, quien las analizará y comunicará al Contratista cuales se consideran resueltas y cuáles no.

4.1. Mantenimiento

El contratista del equipo de torre deberá contar con un programa de mantenimiento preventivo que permita asegurar la continuidad de la operación respetando las normas API, Manuales del Fabricante y Manual IADC.

El mantenimiento preventivo deberá cubrir como mínimo al equipamiento utilizado para control del pozo, tubulares que componen la sarta de trabajo (incluyendo cabezas elevadoras, cross over, etc.), herramientas de maniobra, manejo de cargas, equipo de izaje, bombas, Generadores, sistema de frenos, equipamiento sometido a presión y eléctrico.

El contratista del equipo de torre deberá contar con un sistema de gestión que permita validar los mantenimientos e inspecciones realizadas, ya sea con un software específico o planilla que permita verificar trazabilidad.

4.2. Inspecciones No Destructivas

El Contratista debe realizar IND, conforme a las normas internacionales aplicables.

La contratista deberá presentar a HOKCHI la documentación que avale la realización de las IND.

Los inspectores de ensayos no destructivos deberán estar calificados y certificados:

- Argentina: según norma IRAM-NM-ISO 9712.
- Otros países: según legislación local y en su defecto según ISO 9712 o ASNT No. SNT-TC-1A.

El personal que realiza las IND debe cumplir con los siguientes requisitos, según la norma con que se encuentre calificado y certificado:

- IRAM-NM-ISO 9712, debe tener un NIVEL I o superior. Mientras que el personal que aprueba dichas IND, debe ser NIVEL II o superior.
- ASNT No. SNT-TC-1A, debe tener un NIVEL II o superior para realizar las IND y aprobarlas.

Todo reporte de IND debe estar aprobado por una autoridad responsable del Equipo de Torre.

El Contratista debe tener disponible en el sitio de trabajo, para presentar a HOKCHI, los informes de IND y la documentación donde esté definido el criterio de aceptación de las IND.

HOKCHI podrá auditar el proceso de ejecución de IND del Contratista o sus Subcontratistas, cuando lo considere conveniente.

4.3. Cartelería

En el Equipo de Torre debe tener carteles al menos en el idioma definido por HOKCHI por las condiciones de contratación, con información sobre las políticas de seguridad y procedimientos de emergencia.

4.4. H2S

El contratista deberá cumplir con los procedimientos de HOKCHI para Sulfuro de Hidrógeno (H2S).

5. Documentos de Referencia



Nota: Se deben considerar las ultimas actualizaciones vigentes de las Normas.

- HOK Estándar Manejo del Cambio.
- HOK Estándar Pruebas de Presión Equipamiento de Well Control.
- HOK Estándar Gas Somero.
- HOK Procedimiento Sulfuro de Hidrógeno.
- API Spec 4F, Specification for Drilling Structures.
- API RP 4G, Recommended Practice for Use and Procedures for Inspection, Maintenance and Repair of Drilling and Well Servicing Structures.
- API Spec 6A Specification for Wellhead and Christmas tree equipment.
- API RP 7C-11F: Recommended Practice for Installation, Maintenance, and Operation of Internal-Combustion Engines.
- API RP 7L, Recommended Practice for Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment.
- API Spec 7k, Specification for Drilling and Well Servicing Equipment.
- API Spec 7F, Specification for oil field chain and sprockets.
- API RP 8B, Recommended Practice for Procedures for Inspections, Maintenance, Repair and Remanufacture of Hoisting Equipment.
- API RP 9B, Recommended Practice for Application Care, and use of Wire Rope for Oil Field Service.
- API RP 14F Recommended Practice for Design and. Installation of Electrical Systems for Offshore Production.
- API SPEC 16A, Specification for Drill-Through Equipment.
- API Std 16AR Standard for Repair and Remanufacture of Drill-through Equipment
- API Spec 16C, Specification for Choke and Kill Systems.
- API Spec 16D, Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment
- API Std 53, Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells.
- API RP 54, Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations.

- API Std 64, Diverter Equipment System
- API RP 500, Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2
- API 510 Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration
- API RP 574 Table 1 Inspection Practices for Piping System Components
- ISO 13534, International Standard for Drilling and production equipment
- Standard DS-1 Drill Stem Design and Inspection de TH Hill Associates
- IADC HSE Guía de referencia
- NFPA 70 Section 392.30 National Fire Protection Association
- NACE MR0175 - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production
- Manual IADC Capitulo F

6. Anexos

- **Anexo I – Check List para Aceptación de Equipos de Torre Onshore.**

Este Check List se debe descargar del site de Políticas y Procedimientos de HOK.

- **Anexo II – Check List para Aceptación de Equipos de Torre Offshore.**

Este Check List se debe descargar del site de Políticas y Procedimientos de HOK.