

Capacitación en la Cadena de Confiabilidad en Yacimientos de Petróleo y Gas

Autor: Paúl Rodríguez Jordán

paul.jordan@petrobras.com

Empresa: PETROBRAS Argentina SA

SINOPSIS

El presente trabajo muestra las actividades de Capacitación (y posterior Plan de Acción) en lo que se denomina internamente como “Cadena de Confiabilidad”, que considera diferentes estadios en las tres principales etapas del ciclo de vida de un activo: Proyecto-Construcción-Operación.

Esto permite visualizar fácilmente las actividades que confluyen en el logro del objetivo de Confiabilidad con impactos directos en Disponibilidad e Integridad de equipos de producción de petróleo.

La metodología aplica tanto a equipos de Superficie como de Subsuelo y Construcción de Pozos.

Se analizan las metodologías de Confiabilidad y Riesgo en uso en la empresa localmente, diferentes situaciones y envergaduras de proyectos.

Se evalúa cada metodología o componente de la Cadena de Confiabilidad utilizando para clasificar las etapas ya mencionadas del ciclo de vida de los activos y ponderando su importancia.

(En este desarrollo se identifican tanto Mejores Prácticas de la empresa como Lecciones Aprendidas)

Los cursos, fuertemente interactivos, se dictaron con grupos de profesionales en número promedio de 7 por cada actividad y al final de cada uno fue elaborado un plan realista de implementación en cada área.

Se logró la participación de Ingenieros de Instalaciones, Perforación, Producción y Mantenimiento, alineando objetivos de Confiabilidad para las distintas disciplinas operacionales.

Se mostrarán las diferentes actividades realizadas y los resultados específicos en Disponibilidad e Integridad

Capacitación en la Cadena de Confiabilidad en Yacimientos de Petróleo y Gas

INTRODUCCION

Los objetivos de la denominada Cadena de Confiabilidad son lograr una Mayor Disponibilidad y Mejorar la Integridad de los equipos de producción de petróleo y/o gas.

- Mayor **Disponibilidad** tratando de aumentar la producción hasta el límite económico
- Mejorar la **Integridad** intentando disminuir las fallas

Con esto en mente, diseñamos la capacitación en Confiabilidad aplicando herramientas que permitieran lograr este objetivo en un momento dado y fundamentalmente, que permitieran su sustentabilidad en el tiempo, dado que el principal enemigo de estas iniciativas es convertirse en un proyecto efímero.

Se analizaron gran parte de las herramientas de Confiabilidad disponibles en el mercado, tanto aquellas que se conocían en detalle después de años de utilización hasta otras más nuevas introducidas en operaciones offshore principalmente.

Como resultado de este análisis, se pudo agrupar este “listado” original de herramientas en 4 paquetes que permiten su tratamiento diferenciado:

1-Proyecto: Son aquellas que tienen principal aplicación en la etapa de Planificación, considerando en este caso las etapas de Generación de Ideas, Conceptual y Básica como un solo bloque, mientras que en la práctica se produce una dispersión e incluso repetición de uso en diferentes etapas.

2-Construcción: Son aquellas que tienen principal aplicación en la etapa de Ingeniería de Detalle y Construcción.

La sumatoria de hechos de las etapas anteriores normalmente determina la Confiabilidad en un porcentaje muy alto, se reconoce el 80% como representativo, es decir forman parte del núcleo que determina el futuro.

3-Operación: Son aquellas que aplican casi exclusivamente en la etapa de Operación cuando el proyecto se convierte en un equipo o sistema operando y produciendo. Son herramientas básicamente de control y análisis.

Estas herramientas de la etapa de Operación solamente permiten mejorar el 20% de la Confiabilidad, pero también son responsables de mantener el otro 80% en condiciones operativas.

4-Excedentes: Son todas aquellas herramientas cuya aplicación excede nuestras necesidades actuales y servirían como modelo de investigación o enormes consumos de energía para lograr resultados de poco valor. Aquí agrupamos desde las herramientas de modelado y simulación matemático hasta otras no tan complicadas pero que no interesan por el momento.

DESARROLLO

En la siguiente figura quedan representadas las diferentes etapas en las que interviene la Confiabilidad considerando el impacto en Procesos, Personas y Equipos:

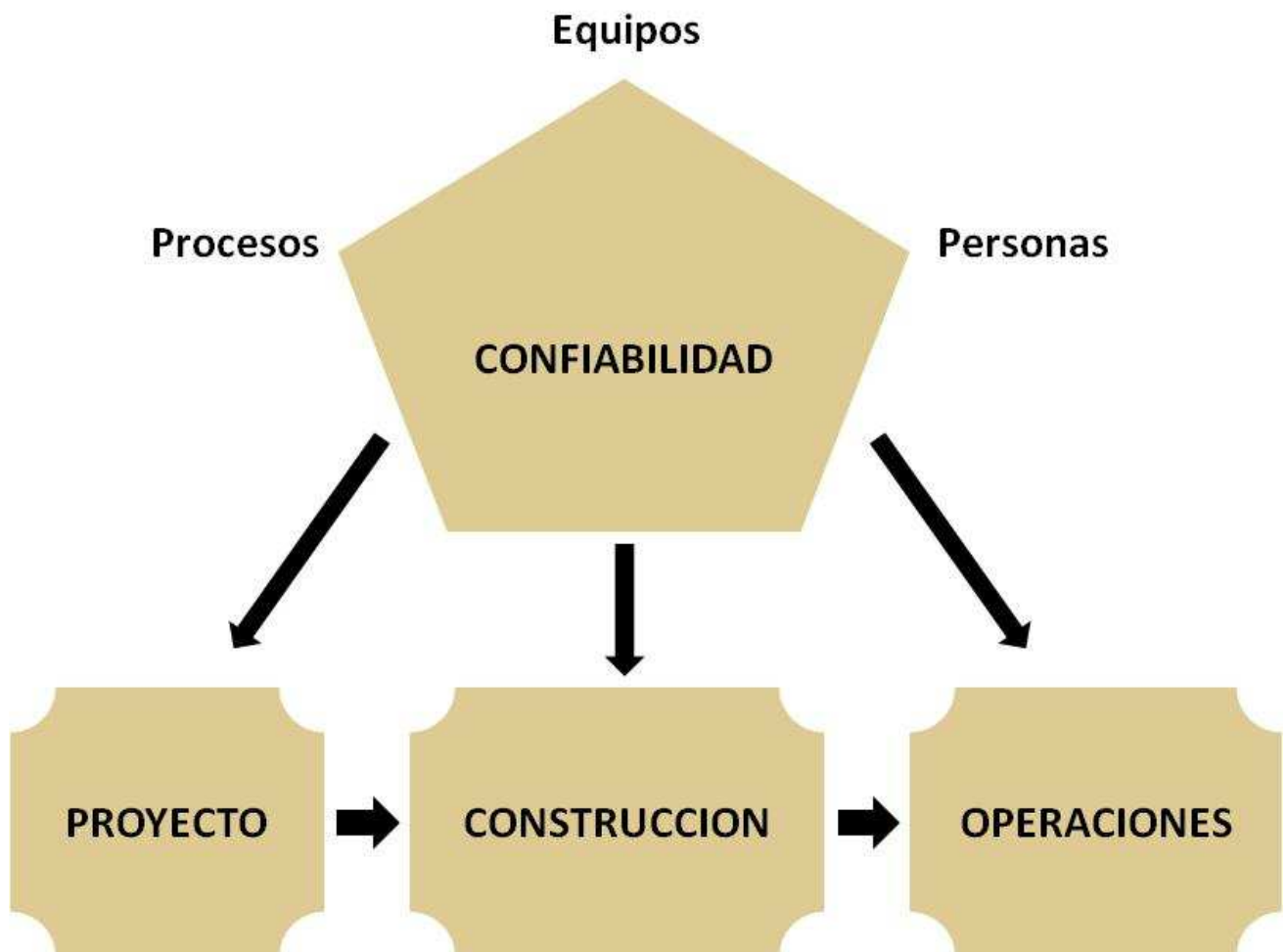


Figura 1-Secuencia principal

Comparativa de análisis con norma ISO 14.224

La norma ISO 14.224 considera diversos tipos de análisis:

Table D.1 — Areas of application and types of analyses

Areas of application	Type of analysis to be applied	Acronym	Supported by ISO 14224	Reference
Safety	A1 — Quantitative risk analysis	QRA	Yes	IEC 60300-3-9 NORSOK Z-013 ISO 17776
	A2 — Risk-based inspection	RBI	Yes	API RP 580
	A3 — Safety integrity level	SIL	Yes	IEC 61508 (all parts) IEC 61511 (all parts)
	A4 — Environmental- and social-impact assessment	ESIA	Yes	ISO 14001
LCC/Optimization/ Maintenance	B1 — Life cycle cost	LCC	Yes	IEC 60300-3-3 ISO 15663 (all parts)
	B2 — Production availability	PA	Yes	NORSOK Z-016
	B3 — Availability analysis	AA	Yes	NORSOK Z-016
	B4 — Reliability-centred maintenance	RCM	Yes	IEC 60300-3-11 NORSOK Z-008 SAE JA1011 SAE JA1012
	B5 — Spare-parts analysis	SPA	Yes	IEC 60706-4 IEC 60300-3-12
	B6 — Failure mode, effect and criticality analysis	FME	Yes	IEC 60812
	B7 — Statistical reliability data analysis	SDA	Yes	IEC 60300-3-1 IEC 60706-3
	B8 — Structural reliability	STR	Yes	ISO 19900 NORSOK N-001
General	C1 — Manning-resource planning	MRP	Yes	NORSOK Z-008
	C2 — Six sigma	6 Σ	Partly	—
	C3 — Fault-tree analysis	FTA	Yes	IEC 61025
	C4 — Markov process analysis	MPA	Yes	IEC 61165
	C5 — PetriNet for Monte Carlo analysis	PNA	Yes	N/A

Al elaborar el trabajo interno de PESA se reubicaron estos análisis según la secuencia Proyecto – Construcción – Operación de la siguiente manera:

Areas of application	Type of analysis to be applied	Acronym	Supported by ISO 14224	Etapas en que fue considerado
Safety	A1-Quantitative risk analysis	QRA	Yes	Excedente
	A2-Risk based inspection	RBI	Yes	Construcción
	A3-Safety integrity level	SIL	Yes	Proyecto
	A4-Environmental and social impact assessment	ESIA	Yes	Proyecto
LCC / Optimization / Maintenance	B1-Life cycle cost	LCC	Yes	Proyecto
	B2-Production availability	PA	Yes	Operación
	B3-Availability analysis	AA	Yes	Operación
	B4-Reliability centred	RCM	Yes	Construcción
	B5-Spare parts analysis	SPA	Yes	Construcción
	B6-Failure mode, effect and criticality analysis	FME	Yes	Proyecto
	B7-Statistical reliability data analysis	SDA	Yes	Operación
	B8-Structural reliability	STR	Yes	Excedente
General	C1-Manning resource planning	MRP	Yes	Excedente
	C2-Six sigma	6σ	Partly	Excedente
	C3-Fault tree analysis	FTA	Yes	Excedente
	C4-Markov process analysis	MPA	Yes	Excedente
	C5-PetriNet for Monte Carlo Analysis	PNA	Yes	Excedente

La explicación de las diferencias encontradas entre la recomendación ISO y lo definido internamente en PESA se corresponde con dos temas fundamentales:

1-Importancia de las operaciones: la ISO está orientada fuertemente a operaciones offshore de elevada complejidad y elevado riesgo, que no es nuestro caso.

2-Existen numerosos tipos de análisis y/o metodologías que no fueron considerados en la ISO, porque su objetivo es intercambio de bases de datos, no implementar un sistema de Confiabilidad.

A partir de este agrupamiento, se pudieron “filtrar” varios temas que no forman parte de esta etapa de capacitación y aplicación de Confiabilidad en Ingeniería (Proyectos-Construcción) y en los yacimientos (Operaciones), lo que primariamente identificó a estos dos potenciales “clientes” del trabajo.

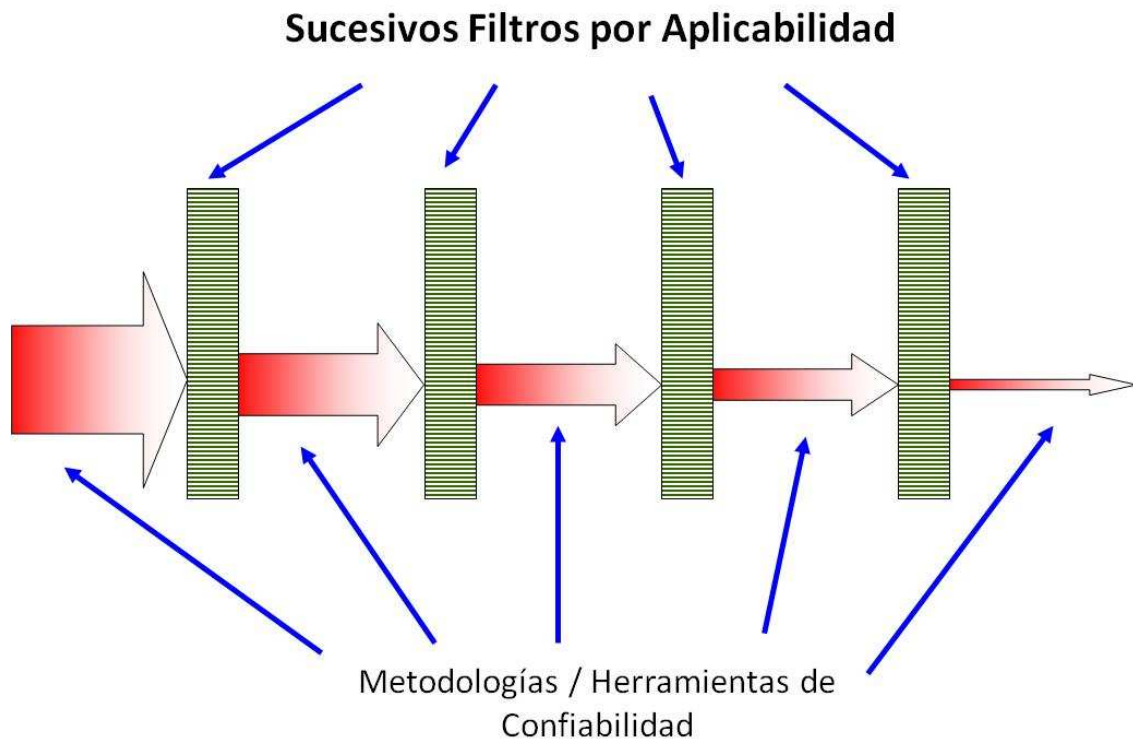


Figura 2: Aplicación de criterios de filtrado

Después de lograr este filtrado de temas para disminuir el número, el resultante todavía era excesivo para el tipo de actividad considerado y quedaron fuera de alcance los temas siguientes:

- Aquellos que **ya son tratados como herramienta de capacitación por terceros** de forma adecuada y con amplia difusión en la empresa (ejemplo Inspección basada en riesgo para equipos fijos)
- Temas de **complejidad específica muy alta** que ameritan su tratamiento por separado y que ya tienen internamente desarrollados cursos e instructores con experiencia (ejemplo análisis de causa raíz)
- Algunos temas **con procedimientos específicos de SMS** (Seguridad, Medio ambiente y Salud ocupacional) que están implementados o en proceso de implementación.

Nota: Otros temas de SMS considerados críticos sí fueron considerados dentro del alcance como

- Gestión de **energías peligrosas**
- Gestión del **cambio**

El listado resultante después de todo este proceso, aún continuaba siendo excesivo por lo que se decidió lo siguiente:

Desarrollar actividades de capacitación y revisión solamente para aquellos temas considerados de máxima importancia y con mayor probabilidad de ser implantado con éxito en las operaciones.

-El objetivo no es un Especialista, sino el núcleo de Confiabilidad de las Operaciones-

Metodologías/herramientas que por el momento no fueron consideradas y entran en el listado de “Excedentes”:

- Análisis cuantitativos de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad (RAM)
- Análisis de árboles de eventos (FTE) (fault tree events)
- Análisis de árboles de fallas (FTA) (fault tree analysis)
- Análisis de Markov (MPA) (Markov process analysis)
- Análisis de peligros (HAZAN) (hazard analysis)
- Análisis de peligros (HAZID) (hazard identification)
- Análisis de riesgos cuantitativos (QRA) (quantitative risk analysis)
- Análisis de riesgos por experiencias anteriores (WHAT IF)
- Análisis estadístico de confiabilidad (SDA) (statistical reliability data analysis)
- Análisis por Montecarlo
- Certificar como Profesional Habilitado al Inspector que define el estado de recipientes
- Confiabilidad estructural (SRA) (structural reliability analysis)
- Control estadístico de procesos (CEP)
- Diagrama de bloques de confiabilidad (RBD) (reliability block diagram)
- Estandarización de instalaciones típicas
- Estandarización de materiales
- Personal calificado para todas las funciones
- Seis Sigma
- Tiempo óptimo de reemplazo de componentes

La principal objeción a su aplicación fue motivada en que no se dispone de datos considerados representativos de la realidad actual, ya que el OREDA (offshore reliability data) ha sido demostrado en algunas operaciones que responde cualitativamente pero no cuantitativamente a la frecuencia de fallas que tenemos en Sudamérica.

En las otras etapas, se consideró primariamente “dentro del alcance” las siguientes:

1-Proyecto

- Incorporación de Nuevas Tecnologías
- FMEA (failure modes and effects analysis) ejecutado en la etapa de proyecto Básico (o equivalente)
- Emisión de matriz de “causa-efecto” (denominada SAFE Chart por la API).
- Tipificación de productos
- Ejecución de APR (análisis preliminar de riesgo) de “amplio espectro” como verificación de escenarios. (SMS-Net) (software propio de PETROBRAS para análisis de riesgos)
- Identificación de zonas clasificadas
- Análisis LOPA (layer of protection analysis)
- Definición de niveles SIL (safety integrity level) y sistema SIS (safety instrument system)
- Aplicación de normas industriales
- Análisis de marco legal aplicable
- Ejecución de HAZOP (hazard and operability risk analysis) limitado a los escenarios con riesgos “no tolerables” por fuego y/o explosión. (SMS-Net)
- Análisis de Consecuencias (propagación de la falla) para aquéllos con severidad 4 (riesgo de fatalidades)
- Definición de Criticidad de equipos
- Identificación equipos críticos por seguridad
- Análisis de Mantenibilidad
- Análisis de Ergonometría
- Análisis de Costos en el ciclo de vida

En este caso consideramos como metodologías incorporadas recientemente a:

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Nueva identificación de áreas clasificadas por cambios en la legislación argentina• Análisis de Consecuencias para riesgos con severidad de consecuencias de nivel 4• Análisis de riesgos tipo APR |
|--|

El resto, en general, de una forma o de otra ya se viene ejecutando de forma rutinaria. La incorporación nuestra está basada principalmente en la estandarización y compartir experiencias.

2-Construcción

- Ejecución de Análisis FMECA (análisis de modos de falla, efectos y criticidad) para definir planes de mantenimiento.
- Elaboración y/o revisión de Tácticas de Mantenimiento/Inspección.
- Generación de Planes de Contingencia para Mantenimiento Correctivo
- Definición de Condición Básica de equipos
- Definición de los Criterios de Aceptación y Rechazo
- Definir mantenimiento de equipos en stand by
- Definir ensayos de determinación de fallas ocultas
- Elaboración de Análisis IBR (inspección basada en riesgos) para equipos fijos.
- Elaboración de análisis de riesgos para ductos
- Identificación de áreas sensibles
- Identificación del tipo de trazado
- Análisis de riesgos para tanques de petróleo
- Identificación de Repuestos para la primera operación (2 años)
- Identificación de repuestos críticos
- Trabajos de pre-commissioning.
- Definición del MEL (lista de equipos mínimos por seguridad)
- Análisis de CCF (fallas con causa común)
- Control de equipos y herramientas temporarias
- Commissioning definitivo
- Inspección Inicial
- Certificación equipos ante entes oficiales
- Liberación de equipos para puesta en marcha
- Requisitos para instalaciones eléctricas temporarias
- Completar Documentación en el módulo PM del SAP, incluyendo árboles de ubicación, características y planes de mantenimiento e inspección e indicadores.
- Participación temprana del personal de Producción y Operación
- Identificación tareas críticas por seguridad
- Elaboración de procedimiento de tareas críticas por seguridad
- Capacitación en procedimientos de tareas críticas por seguridad

En este caso consideramos como metodologías incorporadas recientemente a:

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Definición del MEL• Análisis CCF• Certificación de equipos ante entes oficiales |
|---|

El resto en general, de una forma o de otra ya se viene ejecutando de forma rutinaria, la incorporación nuestra está basada principalmente en la estandarización y compartir experiencias.

3-Operación

- Ejecución de los planes de Mantenimiento e Inspección de Equipos
- Ejecución de Paradas Programadas
- Evaluación de vida residual de equipos
- Mantenimiento de Conservación (o Preservación)
- Registro de actividades rutinarias de cumplimiento de planes
- Identificación tareas críticas por seguridad
- Elaboración procedimiento de tareas críticas por seguridad
- Capacitación en procedimientos de tareas críticas por seguridad
- Elaboración análisis de Error Humano
- Elaboración procedimiento de alteración y reparo (PAR)
- Definición de mantenimiento de equipos stand by
- Protocolos de recepción de talleres externos
- Derating
- Informes de falla de materiales
- Análisis de Causa Raíz
- Método de los 5 porqué/porqué
- Análisis de fracturas
- Análisis de confiabilidad estructural
- Análisis de Downtime
- Pase de servicio (libro de guardia)
- Tableros de control de Confiabilidad
- Tableros de control de Mantenimiento
- Control de energías peligrosas
- Auditorías técnicas
- Auditorías de gestión
- Auditorías de zonas clasificadas
- Auditorías de gestión del sistema eléctrico
- Gestión del Cambio
- Reportes y seguimiento de anomalías

En este caso consideramos como metodologías incorporadas recientemente a:

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Generación de Planes de Contingencia para Mantenimiento Correctivo• Elaboración de procedimiento de tareas críticas por seguridad• Control de energías peligrosas |
|---|

El resto en general, de una forma o de otra ya se viene ejecutando rutinariamente. La incorporación nuestra está basada principalmente en la estandarización y compartir experiencias.

RESUMEN

Con este trabajo, podemos resumir que fueron incorporadas las siguientes metodologías / herramientas de confiabilidad:

- Nueva identificación de áreas clasificadas por cambios en la legislación argentina
- Análisis de Consecuencias para riesgos con posible fatalidad
- Análisis de riesgos tipo APR
- Definición del MEL
- Análisis CCF
- Certificación de equipos ante entes oficiales
- Generación de Planes de Contingencia para Mantenimiento Correctivo
- Elaboración de procedimiento de tareas críticas por seguridad
- Control de energías peligrosas

La complejidad que resulta, para las operaciones, de cumplir con todas estas metodologías ya existentes más las que se adicionan ahora, según el detalle anterior, hace que la necesidad de recursos sea tan importante, que determina que los procesos denominados como “excedentes” no sean tenidos en cuenta en el corto plazo.

Punto de decisión: ¿La capacitación es necesaria?

En este momento surgió la siguiente pregunta: ¿Una actividad de capacitación resuelve alguna cosa?

La capacitación es solamente una de las etapas de un plan de mejora, no es un fin en sí mismo, sino apenas un escalón de una serie de pasos.

Pasos de aplicación

1-Se desarrolló todo el sistema, etapas, capacitación requerida, contenido, investigación de experiencias propias. Este fue un trabajo de gabinete 100% ejecutado con material de la empresa, alertas de accidentes, historial de confiabilidad, información de auditorías.

-Situación actual: el desarrollo del curso es “on-line” incorporando nuevas experiencias-

2- Se ajustó el material acumulado en formato de “curso”, con énfasis en simplicidad de temas, definiciones claras y divulgación de experiencias (positivas y negativas).

3-Se preparó un examen tipo multiple-choice de 50 preguntas aproximadamente, como repaso del curso, con el objetivo de fijar conocimientos,

4-Se preparó una base de datos para consulta de cada participante, con un extracto de información específica que permite la lectura posterior individual de múltiples artículos, normas e informes relacionados. Este material se entregó como parte del curso.

5-Se realizó un ensayo del curso completo con un grupo de profesionales que permitieron el ajuste de contenido y tiempo con la visión de más personas.

6-Ejecución del curso

6-a-Curso de dos días con ingenieros de Instalaciones (Proyectos de superficie), en lo que fue la segunda versión del curso, se definieron varias actividades a ser desarrolladas sobre un proyecto real que posee la Ingeniería Conceptual terminada y la Ingeniería Básica en desarrollo, por lo que se considera totalmente a tiempo para aplicación de algunas metodologías de Confiabilidad.

6-b-Completo de 3 días para un yacimiento, en lo que ya fue la tercera versión, se verificaron todas y cada una de las metodologías / herramientas analizadas con la realidad de las operaciones.

Como ejemplo se cotejaron los siguientes puntos:

Matrices de causa efecto de plantas: Su actualización y consideración en los planes de mantenimiento.

Análisis de riesgo HAZOP de planta PTC: Actualización, vinculación de salvaguardas con criticidad de equipos, su registro en el CMMS, planes de mantenimiento vinculados y su nivel de cumplimiento.

Análisis de riesgo WHAT IF de baterías: Idem anterior.

Criticidad de equipos: Revisión de registro en el CMMS

Equipos críticos por seguridad: Verificación en CMMS de registro, inventariado, planes de mantenimiento actuales, puntos de medición considerados, intervalos definidos entre mantenimientos, nivel de cumplimiento de los planes, identificación de desvíos.

Marco legal: Impacto del marco legal vigente de confiabilidad y medio ambiente en las operaciones, especialmente las referidas a equipos estacionarios como tanques y cañerías.

Análisis FMEA: Verificación de análisis históricos ya efectuados, su ajuste con la realidad actual, verificación con el CMMS, modificaciones introducidas, identificación de lecciones aprendidas con potencial de ser replicadas en otras operaciones.

Utilización del CMMS: Verificación de inventario (estandarización de identificaciones), registro de hojas de ruta de mantenimiento considerando su contenido y los puntos de medición asociados, verificación de planes y su cumplimiento, verificación de la calidad de datos ingresados.

Esta revisión que lleva aproximadamente un día completo de trabajo, permite identificar en conjunto con los interesados directos diversas oportunidades de mejora. Es una auto-revisión con objetivos positivos.

7-Planes de mejora: Con el resultado combinado de ambas actividades: Capacitación y revisión de situación actual se generaron dos planes de mejora considerando solamente aquellos puntos de máximo interés, filtrando nuevamente temas de baja prioridad o importancia.

Ejemplo 7-a: Proyecto A:

En este proyecto se definió la utilización y aplicación de las siguientes herramientas de Confiabilidad (y Riesgo)

Análisis HAZOP: Este análisis ya estaba programado, lo diferente en este caso fue la fuerte participación de Ingeniería de Producción centralizada, enriqueciendo con diferentes experiencias su ejecución.

Análisis APR: Este análisis permite básicamente la identificación de todos los riesgos de un proyecto, logrando un mayor espectro de cobertura que un HAZOP.

Análisis de marco legal: Fundamentalmente dirigido a aquéllos equipos que requieren una certificación externa y una “inspección inicial” al momento de la puesta en marcha, es un trabajo básicamente de commissioning

Cálculo y registro de la criticidad de equipos: Este trabajo debe ser ejecutado durante la etapa de proyectos para permitir una adecuada planificación a partir del primer día de operación. (Como requisito previo, los equipos ya deben haber sido registrados en el inventario del CMMS)

Análisis de Mantenibilidad: Este análisis se efectúa durante el proyecto básico y antes de la puesta en marcha, para dar oportunidad a Proyectos de incorporar las modificaciones que pudieran surgir del trabajo. En este proyecto el tema es mínimo porque se trata de una ampliación de instalaciones ya existentes con los mismos equipos.

Ejemplo 7-b: Operación de Yacimiento:

Análisis HAZOP: Actualizar los análisis de este tipo, verificando posibles cambios no incluidos, verificación de las salvaguardas y aseguramiento de lo que denominamos “nomenclatura única”: cada equipo identificado en proyecto con un TAG, debe ser identificado con el mismo TAG en el HAZOP, además este TAG único debe permitir su rastreo hasta el CMMS.

Para el caso de las salvaguardas, verificar que las mismas fueron consideradas como equipos críticos por seguridad. Ejemplos: válvulas de seguridad, presostatos, controles de niveles de tanques, alarmas y otras equivalentes.

Análisis APR: Convertir los análisis WHAT IF existentes en APR utilizando herramientas informáticas desarrolladas por PETROBRAS para documentarlos, identificando los niveles de riesgo de cada uno (no tolerable, medio, bajo), identificar las salvaguardas con las mismas consideraciones anteriores de “nomenclatura única”.

Análisis de marco legal: Verificar el adecuado cumplimiento del marco legal, en este caso la operación debe cumplir con un amplio espectro de requisitos tanto nacionales como provinciales.

Cálculo y registro de la criticidad de equipos: Después de completada la revisión de los análisis de riesgo HAZOP y WHAT IF ya existentes, considerando el trabajo de actualización y registro en el software SMS-Net (propio de PETROBRAS), verificar que la criticidad actualmente asignada a cada equipo considera todas y cada una de las salvaguardas identificadas en los análisis de riesgo.

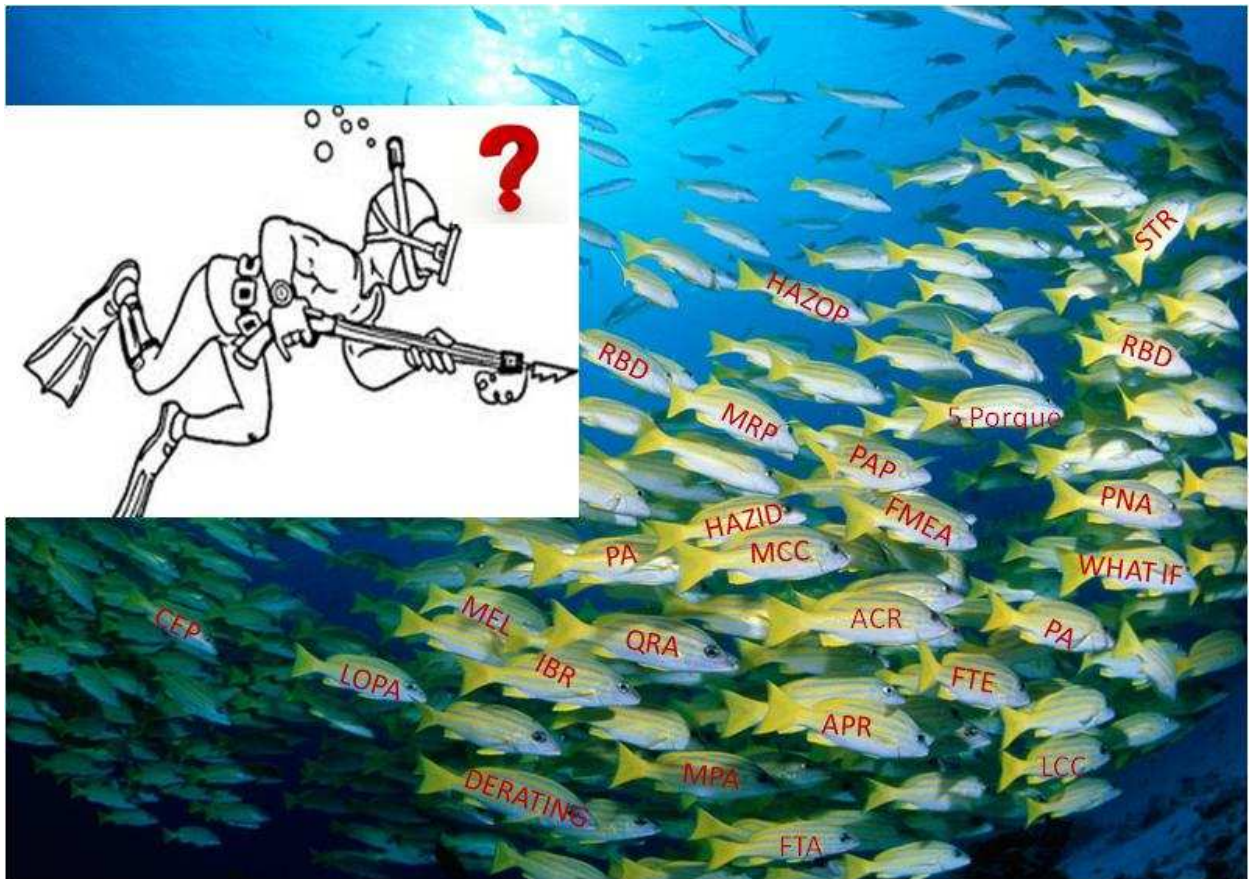
Tácticas de Mantenimiento: Verificar las modificaciones propuestas para ajustar los documentos corporativos vigentes a la fecha, actualizar los FMEA respectivos.

Planes de Mantenimiento: Verificar que los mismos tengan plazos razonables de cumplimiento, ya que se verificó que varios equipos como AIB tienen plazos excesivamente cortos, llevando a un exceso de intervenciones que no mejoran las estadísticas de falla.

Análisis de causa raíz: Generar al menos dos análisis de causa raíz por año para disminuir las principales fallas que provocan downtime.

CONCLUSIONES

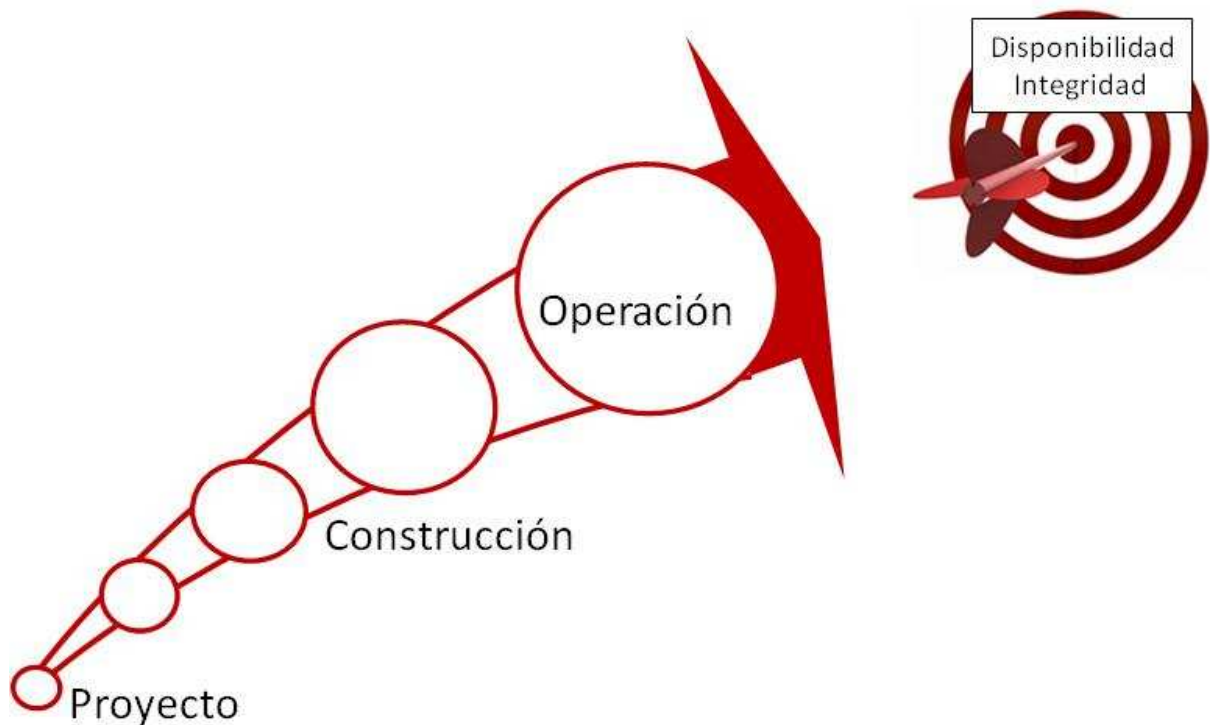
La ejecución combinada de varios elementos que confluyen en aumentar tanto la Disponibilidad como la Integridad de las instalaciones permitió identificar las metodologías eficientes en la obtención de resultados, evitando caminos superfluos y permitiendo concentrar recursos en lo verdaderamente importante.



Los principales recursos utilizados fueron:

- El material del curso, que forma parte de una biblioteca de consulta interna, capitalizando el know how propio
- Experiencias documentadas de la compañía en Confiabilidad y en Seguridad
- Experiencias personales de los participantes
- Metodologías ya consagradas a nivel internacional (HAZOP, FMEA y otras)
- Bases de datos de equipos (CMMS principalmente)
- Herramientas básicas de capacitación interna: audiovisuales, colección de fotos de lecciones aprendidas.
- Herramientas básicas de planificación y control de proyectos aplicadas a los planes de mejora

Foco en los objetivos: Disponibilidad-Integridad



Ejemplos de mejoras obtenidas:

- Homologación logrando un lenguaje común
- Selección desde un universo de metodologías, de las que mejor aplican en cada caso
- Capacitación estimada en 36 hs por persona en la etapa general, a la que deben sumarse otras 48 horas de técnicas específicas
- Análisis de riesgos actualizados y conformes a la realidad operativa
- Equipos de seguridad plenamente identificados y con sus planes de mantenimiento al día
- Mejoras en la emisión de Permisos de Trabajo considerando fundamentalmente el tema de Energías Peligrosas con adecuado conocimiento de su aplicación.
- Sustancial mejora en la difusión de experiencias de la empresa
- Disminución de paros por mantenimientos innecesarios
- Disminución de fallas de equipos eléctricos por ajuste en su condición básica (rediseño)
- Mejoras en la Mantenibilidad de tanques por modificaciones de diseño

BIBLIOGRAFIA

- Norma ISO 14224 Bases de datos de confiabilidad
- Norma SAE 1739 Análisis FMEA
- Norma MIL 2155 Sistema FRACAS
- Norma IEC 61508 Análisis LOPA
- IEC TR 62380 Datos de confiabilidad (handbook)
- Norma API 581 Análisis de riesgo de recipientes
- Norma API 579 Evaluación de vida remanente de equipos
- Norma API 75 Sistema de gestión de seguridad offshore
- Norma API 750 Manejo de fluidos peligrosos
- Norma API 510 Inspección de recipientes
- Norma API 770 Error humano
- Norma NFPA 25 Evaluación de bombas de redes contra incendio
- Norma CII 142-2 Análisis de mantenibilidad en proyectos
- Norma DOE 1004 Análisis de causa raíz
- ASME B 31.8 Gasoductos de transmisión
- ASME B 31.Q Calificación de personal
- ASME B 31.G Determinación de vida remanente de ductos
- Norma NACE SP 0102 Inspección de ductos
- Norma NACE SP 0169 Control de corrosión externa
- Libro RCM II de Murray: Análisis RCM genéricos
- Norma ENARGAS NAG 100 Gestión de gasoductos de transmisión
- Resolución 785 Gestión de tanques de almacenaje de hidrocarburos
- Resolución 1460 Gestión de ductos de hidrocarburos líquidos