

# Sistema de gestión de administración en integridad mecánica y confiabilidad operativa para plataformas marinas fijas

Jorge Enrique **Martínez-Frías**  
Francisco **Sánchez-Pineda**  
Juan Carlos **Gutiérrez-López**

Constructora Subacuática DIAVAZ, SA de CV  
Departamento de Integridad Mecánica y Confiabilidad  
Cd. Del Carmen, Campeche.  
MÉXICO.

Tel. (52) 93 8104 7786  
correo electrónico (email): jorge\_martinez@diavaz.com  
francisco\_pineda@diavaz.com  
jcgutierrez@diavaz.com

Recibido 26-03-2011, aceptado 06-10-2011.

## 1. Resumen

Un sistema de gestión de administración de integridad mecánica y confiabilidad operativa deberá contener un Plan Maestro de Administración de Integridad y Confiabilidad que permita establecer un Programa de Mantenimiento Priorizado y Optimizado.

El Programa de Mantenimiento Priorizado y Optimizado debe estar constituido por un Programa de Personal, Programa de Equipos y Herramientas, Programa de Desarrollo de Mantenimiento y un Programa de Compra de Materiales, dada la ejecución del mantenimiento debe evaluarse mediante los índices clave de desempeño tácticos o estratégicos, técnicos u operativos definidos para ese activo.

Este artículo presenta el modelo del Sistema de Gestión de Administración de Integridad Mecánica y Confiabilidad Operativa (GAIMCO) para Plataformas Marinas Fijas Costa Afuera con base en los estándares internacionales tales como BS-PASS 55, API-RP-SIM, API-RP-2A-WSD, SHELL-SIMS, NRF-PEMEX y las mejores prácticas mundiales.

El sistema GAIMCO-DIAVAZ proporciona un Programa de Mantenimiento Priorizado y Optimizado que contempla todos los equipos y actividades críticas. Pone énfasis en la reducción de los niveles de riesgo tan bajos como sean posibles, lo cual, de

manera natural, conduce a mejorar la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de los equipos, minimizando, o en el mejor de los casos, eliminando las frecuencias de fallas, paros de producción no programados, pérdidas de contención, sobrecostos por mantenimiento no programado y maximizando las ganancias por producción y extensión de la vida en servicio de las plataformas marinas fijas.

**Palabras clave:** integridad mecánica, confiabilidad operativa, plataformas marinas fijas costa afuera.

## 2. Abstract (System of Administration Management Mechanical Integrity and Reliability)

A System of Administration Management Mechanical Integrity and Reliability Operational must include a Plan Master of the Management of Integrity and reliability, in order to establish a program to prioritize and optimize maintenance.

The prioritized and optimized maintenance program should consist of a staff personal Program, Equipment and Tools Program, Maintenance Program Development and materials Purchase Program because of the execution of maintenance should be evaluated through Key Performance Indices tactical or strategic, technical or operational defined for that asset.

This paper presents the Management System Administration Operating Mechanical Integrity and Reliability (GAIMCO) model for Fixed Offshore Marine Platforms. It is based on international standards such as BS-PASS 55, API-RP-SIM, API-RP-2A-WSD, SHELL-SIMS, NRF-PEMEX and engineering global best practices.

DIAVAZ GAIMCO-System provides a maintenance program to prioritize and optimize equipment and covers all critical activities and places emphasis on reducing risk levels as low as possible, which naturally leads to improved reliability, availability and maintainability of equipment, minimizing, or at best, eliminating the frequency of failures, unscheduled production downtime, loss of containment, cost overruns for unscheduled maintenance and maximizing production and profits by Life Extension Service Fixed offshore platforms.

**Key words:** mechanical integrity, operational reliability, fixed offshore marine platforms.

### 3. Introducción

#### 3.1. Antecedentes

En México, la geografía petrolera del país está dividida en cuatro regiones: Región Sur, Región Norte, Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste. Las tres últimas regiones, mencionadas anteriormente, poseen entre sus activos plataformas marinas fijas; las cuales están instaladas en la plataforma y talud continental del Golfo de México.

Las plataformas marinas fijas suelen clasificarse por su servicio o por el tipo de estructura (véase tabla 1).

Existen dos activos de producción que son de interés para este artículo: Poza Rica Altamira (Región Norte) y Cantarell (Región Noreste).

Dado que:

1. Aproximadamente el 50% de sus activos tienen más de 20 años de servicio.
2. 30% de estos activos tienen entre 30 y 46 años de servicio continuo.
3. Declinación de la producción de los activos.
4. No existe un sistema de administración de integridad y confiabilidad instituido, para los activos en general.

El activo de producción Poza Rica Altamira, pertenece a la Región Norte. Comprende una extensión superior a los dos millones de kilómetros cuadrados, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la parte norte de la República Mexicana, limitando al Norte con los Estados

**Tabla 1.** Clasificación de plataformas marinas fijas.

Tipo de servicio de plataformas	
Perforación	Producción
Soportes	Compresión
Quemadores	Inyección
Telecomunicaciones	Habitacionales
Base Naval	Enlace
Recuperador de Pozos	

Tipo de estructura de plataforma	
Octópodo	Tetrapodo
Tripode	Sea pony

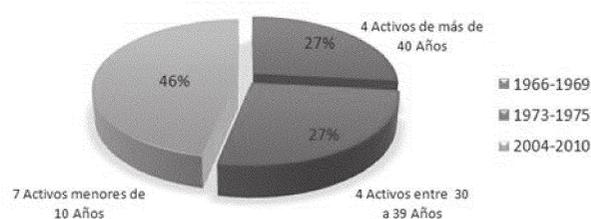
**Tabla 2.** Tipos de plataformas en el activo de producción Poza Rica Altamira PEMEX Exploración y Producción (Fuente: MISO/APPRA).

Tipo de servicio plataforma	cantidad
Perforación	12
Recuperador de pozos	3
TOTAL PLATAFORMAS	15

Unidos de América, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Occidente con el Océano Pacífico y al Sur por el río Tesechoacán [1]. Posee 15 plataformas marinas fijas, cuyos servicios son 12 plataformas de perforación y tres plataformas recuperadores de pozos (véase tabla 2). Cuatro plataformas fueron instaladas entre los años 1966-1969, es decir poseen más de 40 años desde su instalación, entre los años 1973-1975 se instalaron cuatro plataformas y siete plataformas más fueron instaladas en el periodo comprendido entre los años 2004-2010 (véase figura 1).

El activo de producción Cantarell pertenece a la Región Marina Noreste, la cual se localiza en el Sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166 000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma y talud continentales del Golfo de México [1].

**Distribución porcentual de Edades de las Plataformas Marinas Fijas - Región Norte**



**Fig. 1.** Distribución de edades de las plataformas marinas fijas del activo de producción Poza Rica Altamira, PEMEX Exploración y Producción (Fuente: MISO/APPRA).

**Tabla 3.** Tipos de plataformas en el activo de producción Cantarell, PEMEX Exploración y Producción (Fuente: SADI RIM/MEDSA/APC).

Tipo de servicio plataforma	Cantidad
Perforación	58
Soportes	38
Quemadores	18
Producción	12
Habitacionales	12
Compresión	7
Enlace	5
Telecomunicaciones	3
Base Naval	1
Inyección	1
<b>TOTAL PLATAFORMAS</b>	<b>155</b>

Es uno de los activos de producción más importantes para PEMEX, a pesar de la significativa disminución de la producción, la cual requiere todos los esfuerzos necesarios para maximizar el rendimiento del campo.

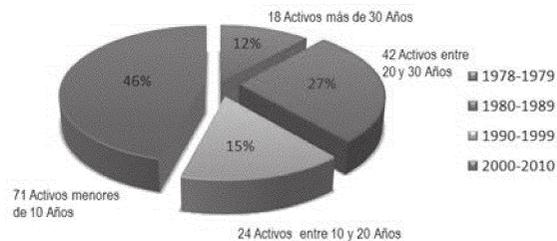
El activo de producción Cantarell está conformado por once campos de producción, dos de ellos aún no están en producción (Kambesah y Után).

Para la explotación de estos campos en producción se utilizan 155 plataformas con diez tipos de plataformas (véase tabla 3), 18 plataformas fueron instaladas entre los años 1978-1979, entre los años 1980-1989 se instalaron 42 plataformas, 24 plataformas entre 1990-1999 y 71 plataformas se instalaron en el periodo comprendido entre los años 2000-2010 (véase figura 2).

### 3.2. Estado del arte y normatividad sustento

En enero de 1990, la American Petroleum Institute publica la práctica recomendada API-RP-750: *Management of Process Hazards* [2]. Esta práctica tiene como objetivo asistir en la gestión de riesgos de los procesos, ayudando a prevenir la ocurrencia o reduciendo al mínimo las consecuencias de escapes catastróficos de materiales tóxicos o explosivos. Este documento se refiere a la gestión de riesgos de proceso, en el diseño, construcción, puesta en marcha, operación, inspección, mantenimiento y modificación de instalaciones. Se aplica específicamente a los procesos e instalaciones con un potencial de liberación catastrófica, tales como instalaciones que

**Distribución porcentual de Edades de las Plataformas Marinas Fijas del APC-Región Noreste**



**Fig. 2.** Distribución de edades de las plataformas marinas fijas del activo de producción Cantarell, PEMEX Exploración y Producción (Fuente: SADI RIM/MEDSA/APC).

utilicen, produzcan, procesen o almacenen: sustancias flamables o explosivas con una liberación súbita de material presente de más de cinco toneladas de gas o vapor que puede ocurrir en cuestión de minutos o que su índice de peligrosidad de la sustancia (*Substance Hazard Index-SHI*) sea mayor de 5 000 SHI [2].

Esta norma, por su generalidad, es un referente inicial para los contenidos de los sistemas de gestión de administración de integridad mecánica y confiabilidad operativa de los sistemas actuales.

En mayo de 2001, el Code of Federal Regulations (CFR) publicó el documento 49-CFR-195.452 [3] referente a "Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas". El propósito es exaltar y validar la integridad de tuberías, y proveer mecanismos de protección a las áreas de alta consecuencia que pueden ser afectadas por una fuga accidental de líquidos peligrosos en un sistema de tuberías.

De igual forma en noviembre de 2001, la American Petroleum Institute (API), publica el estándar *API Standard 1160*, 1<sup>st</sup> edition, denominado *Managing System Integrity Hazardous Liquid Pipelines* [4]. El alcance de esta norma es aplicable a sistemas de tuberías que utilizan o transportan líquidos peligrosos, tal como se definen en la regulación 49-CFR-195.452. El Estándar está específicamente diseñado para tuberías dentro de un derecho de vía o de trampa a trampa. Sin embargo, pueden ser aplicados a toda la instalación de tuberías, incluyendo estaciones de tuberías, terminales e instalaciones de entrega; asociados con el sistema de tuberías.

En 2001, la American Society of Mechanical Engineers (ASME) publicó el ASME B31.8S-2001 y su posterior revisión ASME B31.8S-2004 *Managing System Integrity of Gas Pipelines* [5], que está vigente. Este estándar no es obligatorio, y es un suplemento del código ASME B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping Systems* [6]. Es aplicable a sistemas de tuberías costa adentro construidas con materiales ferrosos y que transportan gas. Dichos sistemas incluyen todas las partes físicas instaladas en la tubería que transporta gas: tubería, válvulas, unidades de compresión, estaciones de medición, interconexiones, estaciones de regulación y accesorios [5].

En marzo de 2007, PEMEX Exploración y Producción, elige como base la primera edición de las normas *API Standard 1160* [4] y el ASME B31.8S-2004 [5] y publica el *Plan de Administración de Integridad de Ductos*, PAID-PEMEX [7]. Este documento es aplicable al sistema de ductos con derecho de vía, ya sea costa adentro (ductos terrestres), o costa afuera (ductos submarinos). Analizando el alcance de estos tres documentos, se concluye que no pueden ser aplicados a tuberías de proceso en plataformas costa afuera. Sin embargo los principios y el proceso de administración de integridad mecánica pueden ser referenciados o utilizados.

SHELL-PDVSA publican el estándar P72.01.00-06-ST03 *Static Integrity Management System (SIMS)* [8] en 2006. Cubre la inspección periódica de los equipos estáticos, incluyendo los recipientes a presión, intercambiadores de calor, hornos de proceso, tanques de proceso, tuberías de proceso. Su objetivo es asegurar la integridad mecánica de la envolvente de presión para cualesquier instalación. En este trabajo, se utilizó este documento para el sistema de administración de integridad de equipos estáticos.

En 1969, la American Petroleum Institute (API) publicó la práctica API-RP 2A - *WSD Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing, Fixed Offshore Platforms, Working Stress Design*. La edición vigente es del 21 de diciembre de 2000 con "Errata y Suplemento" de octubre de 2007 [9].

La sección 17 de la misma publicación se denomina "Assessment of Existing Platforms" y es complementada con la sección 14, nombrada como "Surveys". Estas se apoyan en la experiencia colectiva de la industria, ganada con el tiempo y que sirve como una práctica recomendada, de todos aquellos que están involucrados y les concierne la evaluación de plataformas marinas existentes, para determinar su aptitud para el propósito. Considera la vida útil segura de la estructura y las consecuencias de falla. No incluye consideraciones económicas de riesgo. La determinación de un nivel aceptable de riesgo

económico se deja a consideración del operador. Sin embargo los beneficios para quien desarrolla un análisis de riesgo-costo-beneficio es adicional a la utilización de esta práctica recomendada. Durante el tiempo de vida de una plataforma marina, deben hacerse resúmenes del estado de la plataforma y la adecuación del sistema de protección de corrosión. Los cuales determinan la condición de la plataforma dentro de un orden para salvaguardar la vida humana y la instalación, protegiendo el medio ambiente y prevenir las pérdidas de recursos naturales. El programa de inspección (que son los, niveles de resúmenes, frecuencia, resúmenes especiales y resúmenes de áreas preseleccionadas) deben ser compilado y aprobado por ingenieros calificados y familiarizados con los aspectos de la integridad estructural de plataformas.

En 2007, se publicó el estándar internacional ISO-19902:2007(E) denominados *Fixed Steel Offshore Structures* [10] su finalidad es: la administración de la integridad de estructuras costa afuera, la determinación de la inspección en servicio de estructuras nuevas y existentes, la evaluación de estructuras existentes y la evaluación de estructuras para reutilización en diferentes lugares. En particular, para la administración de integridad de las estructuras de las plataformas fijas costa afuera de este proyecto, se utilizó este documento.

En 2006, el API presentó el documento OTC-18332, *The Development of a Recommended Practice for Structural Integrity Management (SIM) of Fixed Offshore Platforms* [11], un resumen de la propuesta API RP 2 SIM (*API Recommended Practice for Structural Integrity Management*) [12]. Este se enfoca a la administración de la integridad de las plataformas existentes. Tanto ISO-19902:2007(E) y API RP 2 SIM con coherentes y análogos para la administración de la integridad de las plataformas existentes.

PEMEX Exploración y Producción publicó el *Manual del sistema de confiabilidad operacional (SCO)* [13] en 2009. Aquí se describen los elementos, subelementos y fases de evolución, así como las guías técnicas y documentos necesarios para su implantación en las instalaciones y ductos.

BS-PAS 55:2004 [14] es la especificación del British Standard para la gestión optimizada de activos físicos. Provee las definiciones y la especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico. Tiene reconocimiento internacional y establece prioridades de mejora, logrando su capitalización y conexiones claras entre los planes estratégicos organizacionales y el trabajo real diario y las realidades de los activos. Es aplicable a cualquier organización, bien sea pública o privada, regu-

lada o no regulada, que tenga una alta dependencia en su infraestructura o equipos físicos. Además, describe qué se debe hacer en una planificación e implementación sincronizadas, en la gestión integrada de la adquisición/creación, operación, mantenimiento y renovación/desincorporación y en los *habilitadores* que impulsan un desempeño optimizado y sustentable.

En 2011, DIAVAZ concibe el "Modelo de Sistema de Gestión de Administración de Integridad Mecánica y Confiabilidad Operativa (GAIMCO) para Plataformas Marinas Fijas Costa Afuera" que integra cada una de las normas anteriormente mencionadas bajo la filosofía de la British Standard PAS 55 [14] y SCO-PEMEX [13].

### 3.3. Planteamiento del problema

Los responsables del mantenimiento de plataformas marinas fijas tienen como objetivo administrar y gestionar la integridad de dichas instalaciones. Garantizando una entrega segura y confiable de los hidrocarburos, la cual no tenga efectos adversos en los empleados, el cliente, la instalación, la sociedad o el medio ambiente.

Entre el Activo de Producción Poza Rica Altamira, Región Norte, y el Activo de Producción Cantarell, Región Noreste, poseen en total 170 plataformas marinas fijas.

Cada plataforma marina fija posee en promedio:

- 7 500 equipos estáticos y dinámicos
- 5 000 elementos estructurales

En total son 2 125 000 activos que requieren mantenimiento. La gestión de mantenimiento definido es por:

- Mantenimiento preventivo (frecuencia normada, especificación del fabricante)
- Mantenimiento correctivo (daño, falla, discontinuidad, seguridad, reaseguros, auditorías)
- Mantenimiento predictivo (ensayos no destructivos, estudios de integridad, confiabilidad, potenciales)

Esto genera aproximadamente 5 000 000 de órdenes de servicio por gestión de mantenimiento.



Fig. 3. Marco normativo del sistema de gestión de administración de integridad y confiabilidad operativa GAIMCO-DIAVAZ.

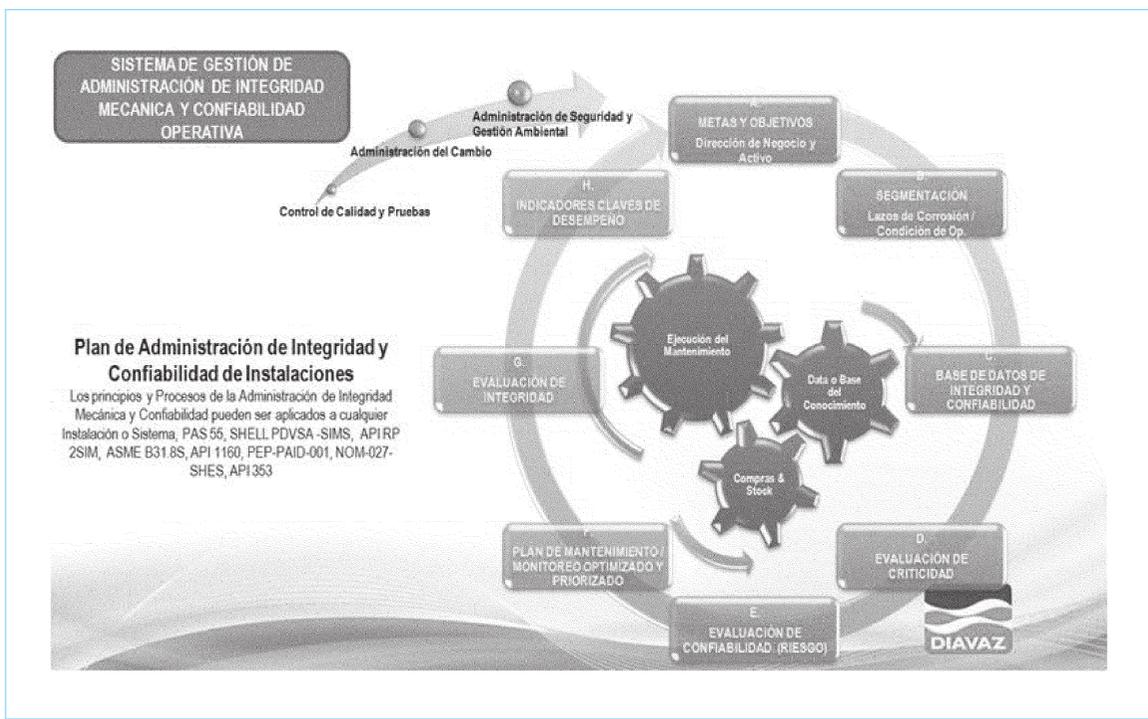


Fig. 4. Modelo de gestión de administración de integridad mecánica y confiabilidad operativa DIAVAZ.

## 4. Desarrollo

### 4.1. Modelo GAIMCO

GAIMCO está alineado a los 18 elementos de la Administración de la Seguridad de los Procesos ASP (OSHA-29CFR-910.119) [15] y NOM-028-STPS-2004 [16]. Cubre los aspectos fundamentales de los sistemas de administración de integridad: PASS-55 [14], ASME B31-8S [5], API-1160[4], PEMEX-PAID[7], SHELL-SIMS[8] y API-RP2-SIM [12]. La figura 3 muestra la disposición normativa en la cual se sustenta el sistema GAIMCO DIAVAZ.

GAIMCO se establece a través de un ciclo de ocho procesos en total:

- 1) Metas y objetivos,
- 2) Segmentación,
- 3) Base de datos de integridad y confiabilidad,
- 4) Evaluación de criticidad,
- 5) Evaluación de confiabilidad (riesgo),
- 6) Plan de mantenimiento/monitoreo,
- 7) Evaluación de integridad,
- 8) Indicadores clave de desempeño.

Este ciclo forma un ente dinámico, el cual se moviliza a través de tres procesos:

- a) Compras de materiales, insumos, stock,
- b) Implementación o ejecución del mantenimiento correctivo y preventivo,
- c) Base de datos o base del conocimiento.

Adicionalmente se contempla otros tres procesos que se encuentran inmersos en los cierres de cada uno de los procesos anteriormente mencionados:

1. Control de calidad y pruebas,
2. Administración del cambio y
3. Administración de seguridad y gestión ambiental.

La figura 4, muestra los procesos que deben ser cubiertos para poder establecer una administración del mantenimiento adecuada, para garantizar la integridad mecánica y la confiabilidad operativa de los equipos estáticos y las estructuras, los cuales están alineados con los 18 elementos especificados por PEMEX-SSPA.

Derivado del marco normativo del sistema GAIMCO se ha obtenido el Plan Maestro de la Gerencia Integral de Plataformas

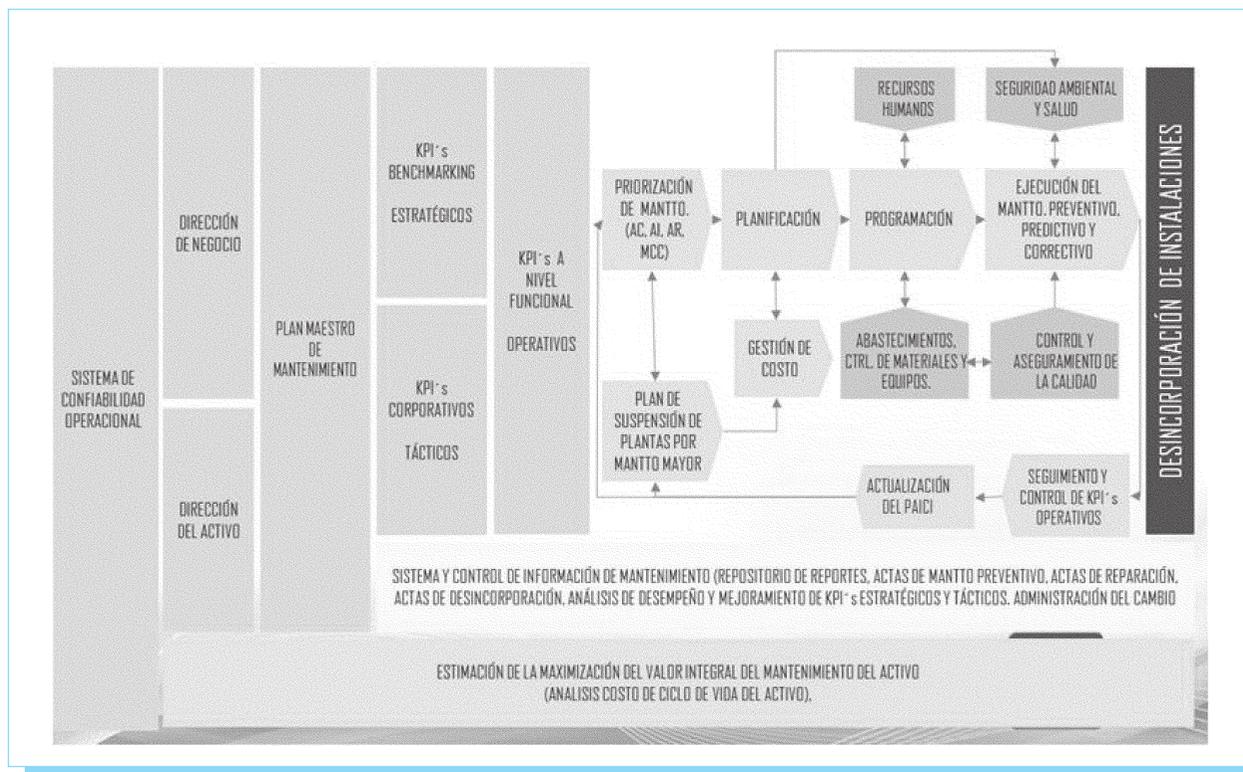


Fig. 5. Macroproceso del Sistema de Administración de Integridad Mecánica y Confiabilidad Operativa GAIMCO-DIAVAZ.

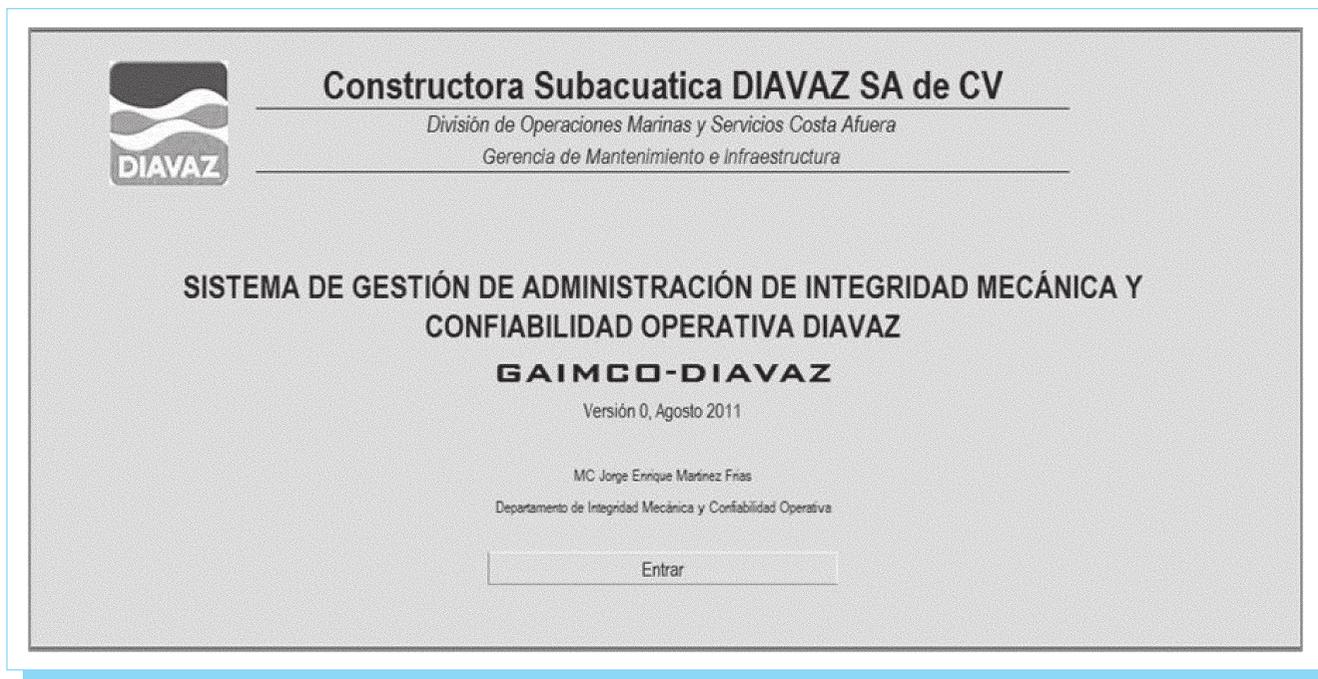
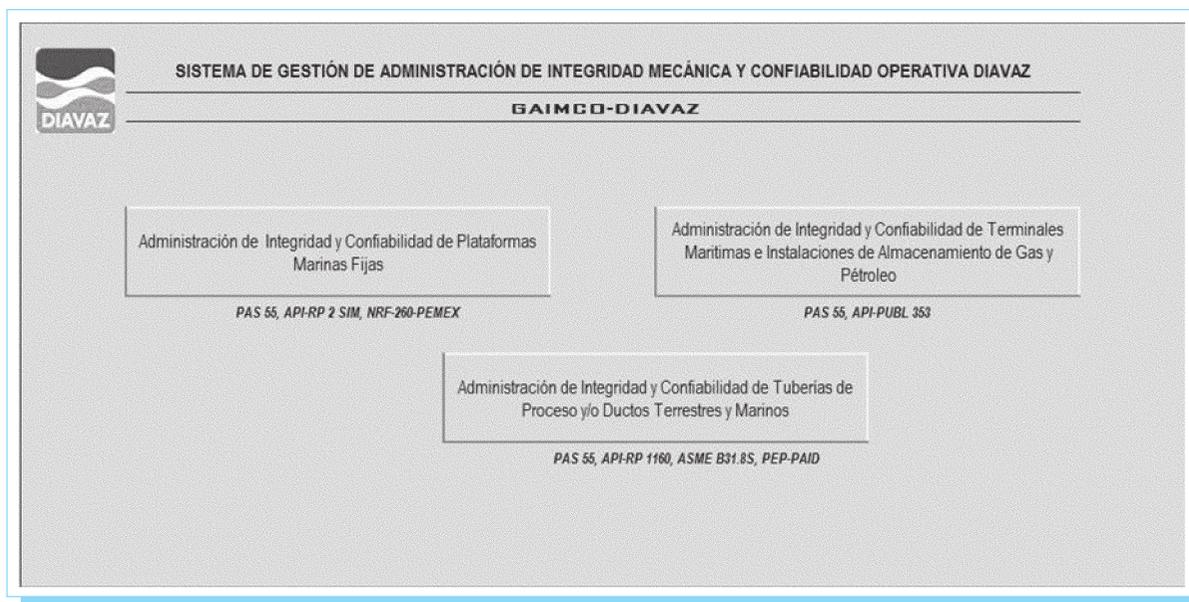


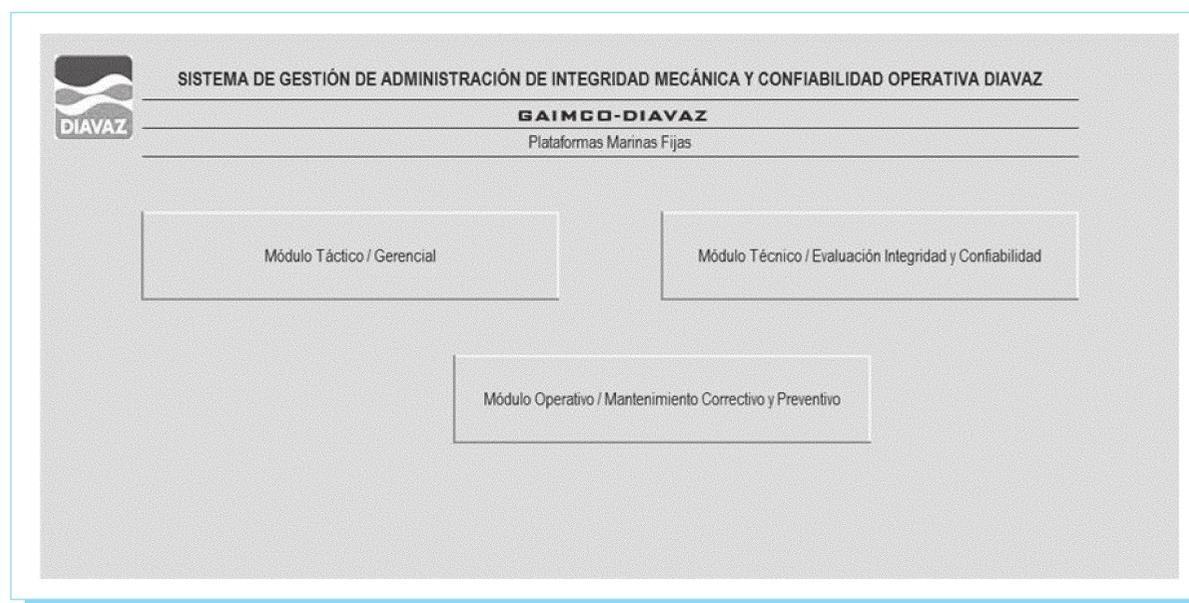
Fig. 6. Pantalla principal del sistema GAIMCO-DIAVAZ.



**Fig. 7.** Módulos de administración del sistema GAIMCO-DIAVAZ.

Marinas Fijas o Plan de Administración de Integridad Mecánica y Confiabilidad Operativa de Plataformas Marinas Fijas. Está conformado con los 14 procesos anteriormente mencionados y con base en la aplicación conjunta e integrada de las metodologías de integridad, confiabilidad con la gerencia de

activos. Este tiene vigencia a lo largo del ciclo de vida del negocio, para que el conjunto de plataformas marinas fijas consiga mantener planes adecuados de operación y mantenimiento, que logren garantizar la integridad y confiabilidad de la función de los activos físicos, desde el diseño hasta la



**Fig. 8.** Módulos seccionado conforme a la gestión KPI: indicadores clave de desempeño que conforman el sistema GAIMCO-DIAVAZ.

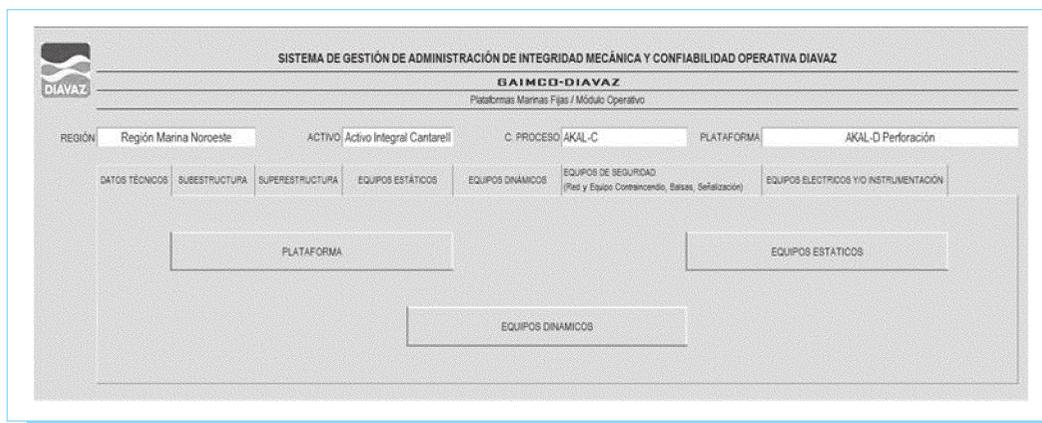


Fig. 9. Pantalla menú para acceder a datos técnicos del sistema GAIMCO-DIAVAZ.

desincorporación. Ese documento está diseñado específicamente para proporcionar la información necesaria para desarrollar e implementar un plan efectivo de administración de integridad, empleando prácticas y procesos probados en la industria. Los procesos y métodos del plan son aplicables al conjunto de plataformas marinas fijas ubicadas costa afuera.

Con el fin de aplicar el modelo GAIMCO-DIAVAZ, en la figura 5 se describe el macroproceso asociado al modelo. Estos macroprocesos involucra las metas de la Dirección de Negocio y Activos, planificación, compras, análisis de integridad y confiabilidad de la instalación, control de gestión de mantenimiento, administración de cambios menores y

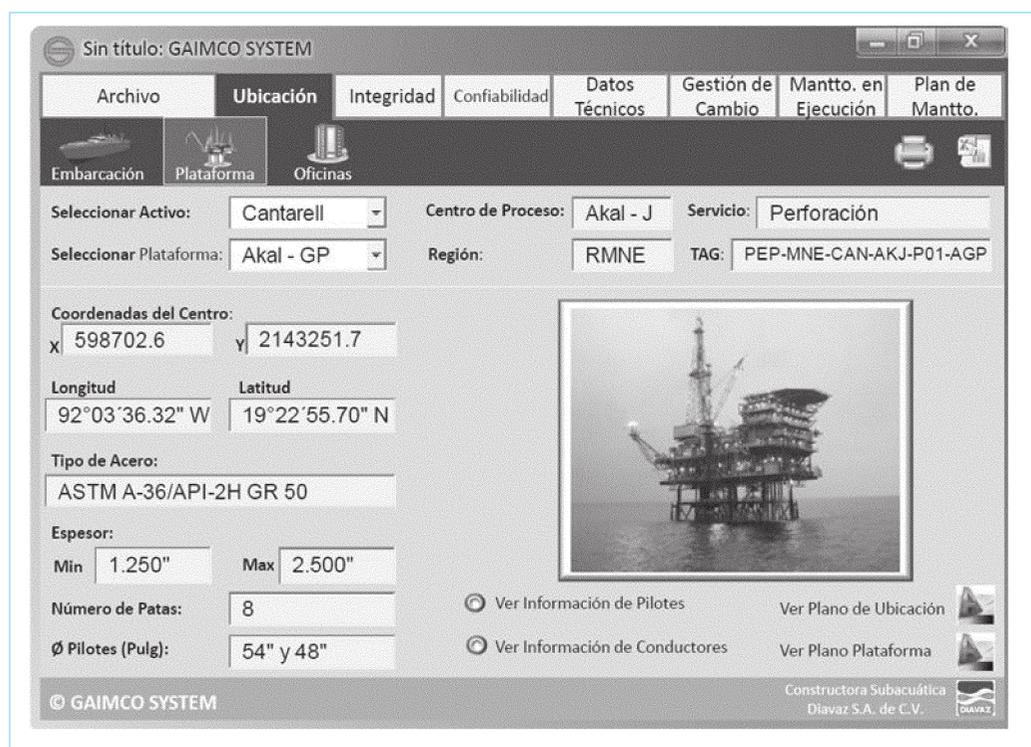


Fig. 10. Datos técnicos de plataformas proporcionados por el sistema GAIMCO-DIAVAZ.

**SISTEMA DE GESTIÓN DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD MECÁNICA Y CONFIABILIDAD OPERATIVA DIAVAZ**

**GAIMCO-DIAVAZ**  
Plataformas Marinas Fijas / Módulo Técnico

REGIÓN: Región Maraña Noroeste    ACTIVO: Activo Integral Cantarell    C. PROCESO: AKAL-C    PLATAFORMA: AKAL-O Perforación

DATOS TÉCNICOS    INTEGRIDAD    CONFIABILIDAD    MANTENIMIENTO EN EJECUCIÓN    GESTIÓN DEL CAMBIO    GESTIÓN DE RES. Y PROT. AMBIENTAL    PLAN DE MANTENIMIENTO

**Integridad Estructural**

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	DETALLES
Discrepancias entre Diseño y Levantamiento	1	
Desprendimiento Total o Parcial del Elemento	2	
Daños Mecánicos (Abolladuras, Ranuras, Pliegues)	3	
Corrosión y/o Desprendimiento de Rec. Anticorrosivo	100 m <sup>2</sup>	
Escorrios Metálicos	2	
Falta Total o Parcial de anodos de Sacrificio	5	
Socavación y/o Acumulamiento	SI	
Manchas de Cruco, Aceites y/o Lodos de Perforación	SI	

**Integridad Equipo Estático**

UDC	SISTEMA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	DETALLES
AKD-GAR-PA-1103	GAS DE PROCESO DE ALTA PRESION	RECTIFICADOR		
		Presión Máxima Permisible de Operación (PMPO)	80 kg/cm <sup>2</sup>	
		Vida Útil Estimada (VUE)	6 Meses	
		Fecha de Retiro Probable (FRP)	6 de Diciembre de 2009	
		Fecha de Próxima Inspección	18 de Junio de 2014	

Salir

Fig. 11. Módulo técnico de integridad estructural, sistema GAIMCO-DIAVAZ.

mayores, desincorporación de activos debido a sus ciclos de vida límite y maximización del valor integral del mantenimiento del activo.

## 4.2. Aplicación

Dada la carga de información de los activos de producción mencionados en la sección 3.3 de este artículo. Se presentan algunas pantallas y resultados de la implementación del sistema GAIMCO-DIAVAZ (véase figura 6).

Este sistema ha sido dividido en tres módulos de administración: (1) Plataformas marinas fijas, (2) Terminales marítimas e instalaciones de almacenamiento de gas y petróleo, y (3) Tuberías de proceso y/o ductos terrestres y marinos (véase figura 7).

A su vez, cada módulo de administración contiene otros tres: (1) Táctico gerencial, (2) Técnico/evaluación de integridad

y confiabilidad, y (3) Operativo/mantenimiento correctivo y preventivo (véase figura 8). Estos se conciben en términos de los *indicadores claves de desempeño*, definidos en el Sistema de Confiabilidad Operacional. Procedimiento KPI-DCO-SCM-GT-012. (2009) [17].

En este artículo se muestra el *módulo operativo*, dado que este contiene todos los formatos necesarios para informar sobre el mantenimiento correctivo y preventivo realizado a un equipo o una plataforma en general, en forma de un reporte diario o final. Bajo este esquema, el personal operativo produce los reportes de sus actividades y proporciona información sustantiva y objetiva, en tiempo real a las bases de datos que son utilizadas en el módulo técnico y táctico.

Los formatos que contiene son los reportes de inspección (reporte de PND, inspección visual general, visual detallada, levantamientos físicos, volumetrías e isométricos 2D y 3D,

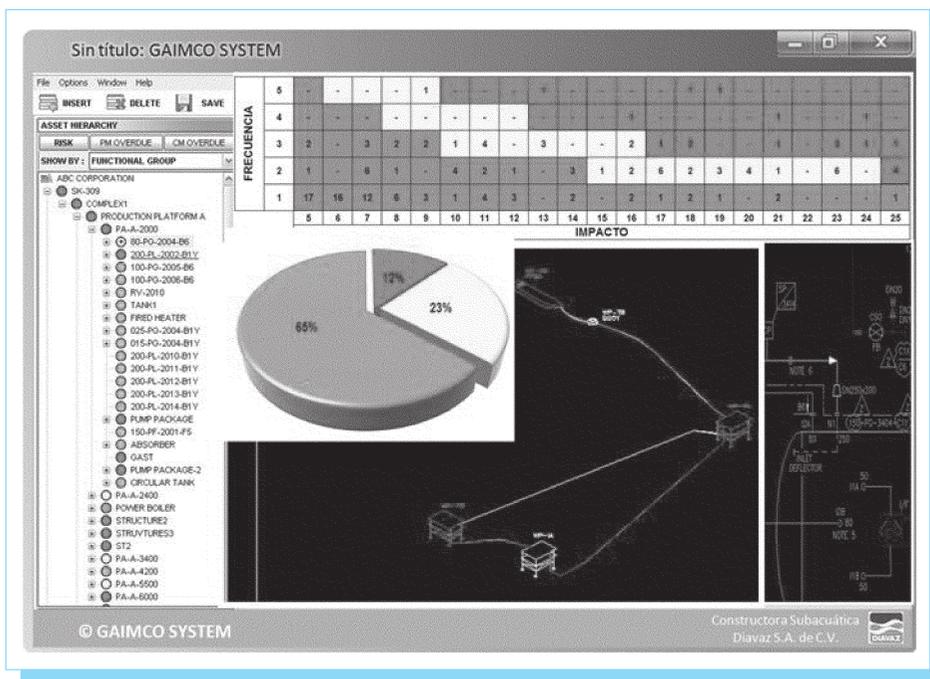


Fig. 12. Módulo técnico de confiabilidad, sistema GAIMCO-DIAVAZ.

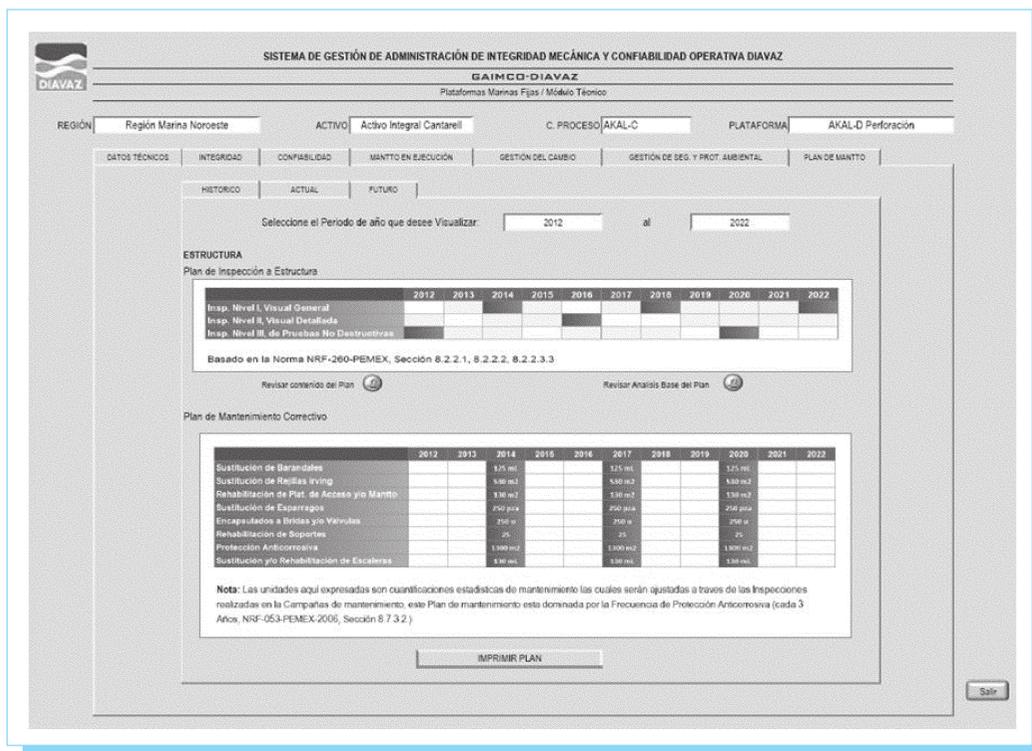


Fig. 13. Plan de inspección y mantenimiento anual proporcionado por el sistema GAIMCO-DIAVAZ.

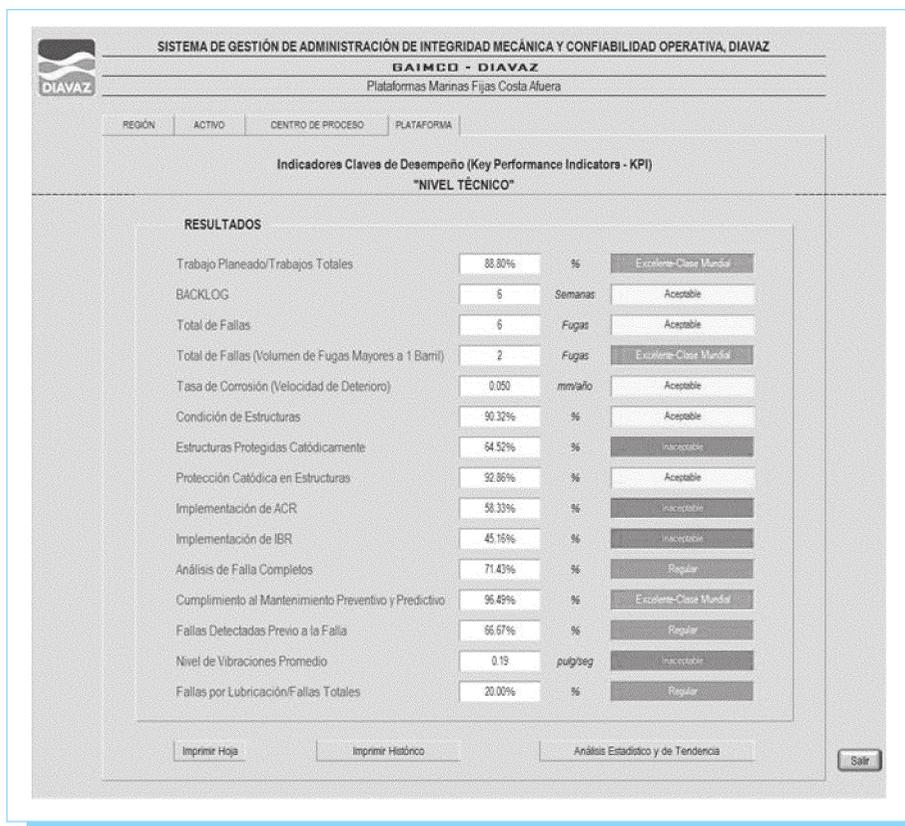


Fig. 14. Módulo técnico de confiabilidad, sistema GAIMCO-DIAVAZ.

secuencia de actividades fotográficas), reportes de mantenimiento diario (consumibles, equipo, materiales, personal, reportes de cierre, de interferencias y paros operativos), permisos de trabajo con riesgo y gráficos de seguimiento del mantenimiento (programado vs. real), acta de entregas, actas de reparación y documentos firmados y recibidos por el cliente-contratista, certificados de calidad.

El módulo operativo está instalado comúnmente en barcos DP II, en oficinas ubicadas en las plataformas marinas fijas y en las oficinas terrestres.

El módulo técnico proporciona información de datos técnicos (metoceanico, geotécnicos, construcción, diseño y operación), de integridad (TVR, espesor mínimo, PMPO, cambios mayores y menores, pesos adicionales, RSR, potencial catódico, resultados de inspección END), confiabilidad (nivel de criticidad, riesgo (sistema, tubería, plataforma), mantenimiento en ejecución, gestión del cambio, gestión de seguridad y protección ambiental, planes de mantenimiento, documentación histórica

y de mantenimiento actual, hoja de datos para análisis estadístico y de tendencia, por sistema, equipo, plataforma.

## 5. Resultados relevantes

1. Concentra la base de datos técnicos de cada uno de los equipos estáticos y dinámicos, estructura instalados en cada plataforma.
2. Proporciona soporte a nivel operativo, gestionando la información presente e histórica de los equipos, instalaciones y plataforma, detalles de integridad, confiabilidad, costes, daños.
3. Contiene un repositorio de información en PDF, Excel, fotos, maquetas electrónicas 3D, planos 2D.
4. Proporciona herramientas para la gestión-planificación del trabajo y estratégica del área de mantenimiento.
5. Determina los indicadores claves de desempeño KPI del activo en los niveles tácticos, técnicos y operativos.
6. Seguimiento y control de actividades de mantenimiento actual y futuros de cada equipo, sistema y plataforma.

7. Proporciona planes de mantenimiento priorizados criticidad y riesgo, preventivos con base en las frecuencias normativas.
8. Proporciona planes de mantenimiento predictivos e inspección para evaluar los mecanismos de deterioro, consecuencias al activo, producción, población, personal, medio ambiente y probabilidad de falla.
9. Proporciona planes de adquisición y procura de materiales, refacciones e insumos centrado en confiabilidad.
10. Proporciona cartas de integridad, riesgo y criticidad derivado de los últimos reportes de mantenimientos pendientes.
11. Genera los reportes de mantenimiento diario y final.
12. Garantiza trazabilidad y confiabilidad de información.

## 6. Conclusiones

El sistema GAIMCO para plataformas marinas fijas costa afuera está diseñado para proporcionar:

1. Soporte para el mantenimiento integral a través del mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo a cargo del Departamento de Integridad Mecánica y Confiabilidad DIMCO-DIAVAZ.
2. Administrador único con un alcance integral y montos de inversión homologados competitivos a nivel mundial, recursos humanos eficientes, disponibilidad y flexibilidad operativa (personal, barcos, equipos y materiales).
3. Sistema de Administración de Integridad, soportado por un tablero *dashboard* de gestión de mantenimiento.
4. Responsabilidad conjunta cliente-DIAVAZ, con respecto al diseño, implementación y administración de programas de mantenimiento.
5. Estructura de administración y supervisión de contratos simplificado para el *cliente*.
6. Cero interferencias y pérdidas de tiempo por sobreposición de actividades de mantenimiento.
7. El sistema GAIMCO puede ser aplicado a cualquier activo petrolero que contenga en su cadena productiva a las plataformas marinas fijas.
8. Posee una flexibilidad operativa para adaptarse a otros activos físicos en otras regiones del mundo.
9. Provee la información para que se asignen efectivamente los recursos para actividades de prevención, detección y mitigación apropiadas, que resultará en el mejoramiento de la seguridad y una reducción en el número de incidentes.

## 7. Referencias

- [1] PEMEX, Reservas por Regiones (s.f.), recuperado el 12 de septiembre de 2011 [http://www.pemex.com/files/content/Reservas\\_porregiones\\_jul09.pdf](http://www.pemex.com/files/content/Reservas_porregiones_jul09.pdf)
- [2] API-RP-750, *Management of Process Hazards*, USA, American Petroleum Institute, enero, 1990.
- [3] CRF-195.452, *Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas*, USA, Code of Federal Regulations, mayo, 2011.
- [4] API Standard 1160, *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*, USA, API STANDARDS, noviembre, 2001.
- [5] ASME B31.8S-2004, *Managing System Integrity of Gas Pipelines*, USA, ASME-American Society Mechanicals Engineers, 2004.
- [6] ASME B31.8-2007, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, USA, ASME-American Society Mechanicals Engineers, 2007.
- [7] PEP-PAID-001-Rev 01-2001, *Plan de Administración de Integridad de Ductos de Pemex Exploración y Producción (PAID)*, Villahermosa, Tabasco, México, PEMEX Exploración Producción, 2007.
- [8] SHELL-PDVSA, P72.01.00-06-ST03, *Static Integrity Management System*, Venezuela, SHELL-PDVSA, 2006.
- [9] API RP 2A-WSD-2007, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design*, USA, API, 2007.
- [10] ISO-19902:2007-E, *Fixed Steel Offshore Structures*, Switzerland: ISO, 2007.
- [11] F. J. Puskar *et al.* OTC 18332, *The Development of a recommended Practice for Structural Integrity Management (SIM) of Fixed Offshore Platforms*, USA, 2006.
- [12] API RP SIM (Ballot Draft 2011). *Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structure*. USA: API.
- [13] SCO-DCO-DG PEMEX. *Manual del Sistema de Confiabilidad Operacional*. México: PEMEX, 2009.
- [14] BS-PAS 55, *Asset Management*, UK, British Standard, 2004.
- [15] OSHA-29-CFR-910.119, *Administración de la Seguridad de los Procesos ASP*, USA, OSHA.
- [16] NOM-028-STPS-2004, *Seguridad en los procesos de Sustancias Químicas*, México, STPS.
- [17] KPI-DCO-SCM-GT-012. (2009). *Guía técnica para el cálculo de indicadores claves de confiabilidad operacional en PEMEX*, México, PEMEX, 2009.