

# ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE PLATAFORMAS

## Activo Integral Cantarell– PEMEX Exploración y Producción

*Desarrollo e Implementación de un Modelo de Variables de Estado  
de Equipos y Estructuras*

Jorge Enrique Martínez Frías<sup>a</sup>, Andrés Eduardo Rivas<sup>b</sup>, Richard J. Matthews<sup>c</sup>

Departamento de Integridad Mecánica y Confiabilidad

PIMS Of London LTD

enrique.martinez@pimsoflondon.com, andres.rivas@pimsoflondon.com, richard.matthews@pimsoflondon.com

### RESUMEN

El Análisis de Criticidad es una herramienta que permite establecer bajo criterios homologados, jerarquías entre sistemas, equipos y componentes. Para el caso de las Plataformas Costa Afuera pertenecientes al Activo Integral Cantarell, las frecuencias de fallas medidas para los modos y escenarios de fallas considerados son extremadamente pequeñas; como resultado no se logra una diferenciación por Criticidad apropiada. Para ello se desarrolló e implementó un modelo de criticidad basado en variables de estado para Equipos Estáticos y Subestructura, centrado en integridad mecánica y riesgo. Al utilizar las variables de estado, el modelo obtiene una gran capacidad de predicción de niveles de criticidad. Esta criticidad proyectada es el resultado de un programa de administración de la integridad y confiabilidad de instalaciones, la herramienta desarrollada facilita la toma de decisiones para la asignación eficiente de recursos. El uso de la *Guía para la Aplicación de la Metodología Análisis de Criticidad en PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN* – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007, contribuye a la mejora continua de los Sistemas de Confiabilidad Operacional, garantizando valores altos del ciclo de vida y utilización de acuerdo a la productividad y la rentabilidad de los activos, en particular, de Equipos Estáticos y Estructuras de las Plataformas del Activo Integral Cantarell

### PALABRAS CLAVE

Análisis de Criticidad, Activo Integral Cantarell, PEMEX

### ABSTRACT

Criticality Analysis is the tool that enables the ranking among systems, equipment and components with a standardized protocol. For Activo Integral Cantarell offshore platforms, the measured failure frequencies are extremely low, resulting in a poor discretization among criticalities. To solve this problem a state variable driven model was developed; these state variables are related to static equipment and structures, so the model is deeply centered on mechanical integrity and reliability. By the proper use of these variables, the model achieves a great predictive power; resulting in programs for integrity and reliability management (PAICI) that helps decision makers in the assignment of resources. The use of *Guía para la Aplicación de la Metodología Análisis de Criticidad en PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN* – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007, contributes to the continuous improvement required by SCO, ensuring high life cycle values and high asset utilization-profitability rates in the static equipment and structures in Activo Integral Cantarell.

### KEY-WORDS

Critical Analysis, Activo Integral Cantarell, PEMEX

## I. INTRODUCCIÓN

El Activo Integral 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.

Es uno de los activos de producción más importante 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 Integral 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 10 Tipos de Plataformas (Véase Tabla I-1), 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 en el periodo comprendido entre los años 2000-2010.

Tipo de Servicio de Plataformas	Cantidad
Perforación	58
Soportes	38
Quemadores	18
Producción	12
Habitacionales	12
Compresión	7
Enlace	5
Telecomunicaciones	3
Base Naval	1
Inyección	1

Tabla I-1 Tipos de Plataformas en el Activo Integral Cantarell PEMEX Exploración y Producción.  
FUENTE: PECM / MEDSA / AIC

En este marco de declinación de producción de un activo aproximándose al fin de su vida de diseño, con presiones crecientes para asegurar el mínimo impacto ambiental y la seguridad de las personas en que se requiere de una herramienta que

oriente en la toma de decisiones para la asignación de recursos, y para priorizar las tareas aseguramiento de confiabilidad e integridad dentro del AIC.

Con el fin de realizar la *Administración de Integridad, Confiabilidad y Mantenimiento para la Optimización del Mantenimiento del Equipo Estático en el Activo Integral Cantarell*, se utiliza el Plan de Administración de Integridad y Confiabilidad en Instalaciones (PAICI) alineado con el Plan de Administración de Integridad de Ductos (PAID), documento PEP-PAID-001, Rev.0, publicado en Marzo 2007 (PAID-SDC-PEMEX, 2007), la cual consideran entre sus distintas etapas del proceso de implantación, la Evaluación del Riesgo o de Criticidad, con el objetivo de valorar los datos de integridad actuales e históricos de la Instalación y las consecuencias de falla, para:

- ❖ Identificar las Amenazas para la Integridad
- ❖ Priorizar las Actividades del Plan de Evaluación de Integridad de las Instalaciones
- ❖ Planear la Evaluación de la Integridad
- ❖ Planear la prevención y/o mitigación que requieren ser realizadas

El objetivo de este artículo es:

1.- Presentar los resultados del Análisis de Criticidad para Plataformas del Activo Integral Cantarell utilizando la *Guía para la Aplicación de la Metodología de Confiabilidad Análisis de Criticidad (AC) en PEMEX Exploración y Producción (AC-SDC-GAM-PEMEX, 2007)*

2.- Un ejemplo de la implementación del modelo de criticidad como herramienta predictiva para el desarrollo de Planes de Administración de Integridad.

## II. REVISIÓN DE LITERATURA

La utilización de modelos, o esquemas, de estimación de riesgos para la gestión de integridad de yacimientos costa afuera no está documentada en forma amplia en la literatura especializada. Los modelos de gestión de riesgos son, en general,

diseñados para administrar sistemas sociotécnicos complejos en una única localización; como por ejemplo una refinería, una terminal de almacenamiento de aceite, un sistema de ductos o una plataforma. Sin embargo no se cuenta con herramientas que permitan administrar el riesgo de un sistema compuesto por varias de estas unidades. Es decir que a la complejidad inherente de un sistema como una plataforma se le agrega la complejidad de gestionar un gran número de plataformas interconectadas. En este punto particular el desafío presentado por el Activo Integral Cantarell de PEMEX es enorme ya que a la complejidad técnica se suma el problema de la producción en declinación.

Narayan S. Potty (2007) presenta la experiencia en la administración de integridad estructural en Malasia. El enfoque adoptado implica la gestión de integridad basada en datos constructivos de la plataforma, localización de esta, historial de inspección, identificación de las brechas en los programas de inspección y recomendación de programas futuros de inspección.

La estrategia sistemática de una *AIE* asegura la continuidad de una *Aptitud para el Servicio (Fitness-For-Services)* de las plataformas fijas costa afuera. Con esto se asegura proteger el tiempo de vida de la plataforma, la seguridad del personal costa afuera, el ambiente, la instalación, el negocio y proteger la reputación de la compañía y la industria, sin embargo el enfoque presentado se aplica a las plataformas en forma individual y no se propone una visión integradora o sistémica del yacimiento.

O'Connor (2007) por su parte presenta una serie de actividades de los cuerpos normativos tendientes a la publicación de estándares reconocidos para la gestión de integridad de instalaciones costa afuera. ISO ha publicado el documento ISO/DIS/19902 contiene los requerimientos de diseño, fabricación e instalación de nuevas estructuras como de inspección y gestión de integridad de estructuras nuevas o existentes pero en forma aislada; también se describen

las actividades del comité API SC2 (Estructuras Costa Afuera) en la redacción del futuro documento API RP2A SIM (Draft) SIM (Structural Integrity Management) que incluirá los resultados y la experiencia de la industria, particularmente en el Golfo de México que han sido impactadas por huracanes de gran magnitud. RP2SIM incorpora las secciones de ISO 19902, API RP2A 21st. Ed. (Sección 14 y Sección 17) y API 2INT-EX. Estas normas constituyen un marco racional referencial para evaluar la integridad de una estructura de plataformas costa afuera. Nuevamente se enfoca la gestión de riesgos e integridad de plataformas individuales

Las Metodologías API-RBI 580-581 (API-RBI 580-581, 2000), proporcionan las bases para Administrar el Riesgo con el fin de tomar una decisión basado en información sobre la frecuencia de las inspecciones, el nivel de detalle, y los tipos de pruebas no destructivas, en Plantas de Proceso, para este caso particular la metodología API-RBI 580-581, queda limitada para los fines de este artículo, sin embargo la filosofía con la cual esta norma proporciona una base sólida para el desarrollo de la Metodología de Criticidad mediante Variables de Estado que posteriormente se plantea.

En este contexto aparece como una solución de alto impacto la utilización de la *Metodología de Confiabilidad Análisis de Criticidad (AC) en PEMEX Exploración y Producción (AC-SDC-GAM-PEMEX, 2007)*.

### III. METODOLOGÍA GUIA PEP

En vista de la necesidad de contar con una herramienta que oriente en la toma de decisiones para la asignación de recursos, y para priorizar las tareas aseguramiento de confiabilidad e integridad dentro del AIC se decidió aplicar el Análisis de Criticidad para el AIC en su conjunto. En este contexto, se requiere completar los siguientes cuatro pasos:

- Segmentación del sistema
- identificación de eventos o peligros
- estimación de frecuencia de fallas

- estimación de consecuencia de fallas

La identificación de peligro para las plataformas del Activo Integral Cantarell se realizó, a través de *Estadísticas de Accidentes para Plataformas Fijas Costa Afuera* (Det Norske Veritas, 2007), *Análisis de criticidad de los equipos pertenecientes a las plataformas del Activo Integral Cantarell* (SIATESA-PEMEX, 2009), *Reassessment of Platform in Bay of Campeche of PEMEX* (UNACAR & PEMEX, 2008), *Evaluación Cualitativa del Reporte de Inspección de Plataformas Fijas Periodo 2007-2010* (IMP-PEMEX, 2008), *Reporte Técnico Análisis de la Información Histórica de Daños* (IMP-PEMEX, 2008), Base de Datos Históricas de Mantenimiento, Inspección y Eventos de Equipos Estáticos y Estructuras SADI RIM del 27 de Septiembre de 2010, otras fuentes consultadas fueron RECIO-PLUS de 8 de Agosto de 2010, SIADMAN y Información de control interno del Equipo Natural de Trabajo (ENT).

Los eventos o peligros considerados para el presente Análisis de Criticidad de las plataformas del Activo Integral Cantarell son categorizados en dos grupos, Peligros para Equipo Estático y Peligros para Subestructura, la Tabla III-1, muestra los peligros genéricos considerados para el presente Análisis de Criticidad de Plataformas del Activo Integral Cantarell:

Eventos o Peligros Equipo Estático	Eventos o Peligros Subestructura
1.- Pérdida de Contención (Fugas / Derrames)	1.- Colisión / Impacto Mecánico
2.- Fuego	2.- Caída de Objetos
3.- Explosión	3.- Falla Estructural
4.- Medio Ambiente	4.- Medio Ambiente
5.- Diseño / Construcción	5.- Diseño / Construcción

**Tabla III-1 Peligros Considerados en el Activo Integral Cantarell**

Existen dos formas básicas en que la probabilidad de un evento puede ser expresado:

- Frecuencia de Falla.- Es el número esperado de ocurrencias de un evento por unidad de tiempo, usualmente un año, pero a veces es expresado en horas o en el tiempo de vida del proyecto. Dentro del análisis de confiabilidad, la frecuencia de falla también es conocida como “tasa de falla”. Una frecuencia de falla tiene como unidades [1/Tiempo], y toma valores reales positivos.
- Probabilidad de Falla.- La probabilidad de que un evento ocurra en un periodo de tiempo de terminado o la probabilidad condicional de que se produzca dado que un evento anterior se ha producido. La probabilidad es un valor real adimensional dentro del intervalo [0,1].(Spouge, 1999)

Para el presente reporte el medio la estimación de las frecuencias de fallas está basado en:

- 1.- Base de Datos Históricas de Mantenimiento, Inspección y Eventos de Equipos Estáticos y Estructuras SADI RIM-PEMEX 27 de Septiembre de 2010.
- 2.- Bases de Datos de Accidentes Estadísticos para Plataformas Fijas Costa Afuera HSE – DNV 1980 – 2005 (Det Norske Veritas, 2007)
- 3.- Directorio de Datos de Evaluación de Riesgo Estructural para Instalaciones Costa Afuera OGP (Oil & Gas Producers OGP, 2010)

De acuerdo a la Guía de AC de PEP (PEMEX Exploración y Producción, 2007), la Frecuencia de Falla de eventos se define como:

$$Frecuencia\ de\ Falla\ de\ Eventos = \frac{Número\ de\ Fallas\ de\ Eventos}{Tiempo\ de\ Exposición\ Asociado}$$

La concepción de la Guía de AC de PEP de este estimador, está enfocado a equipos dinámicos la cual da resultados satisfactorios en este tipo de análisis.

En contraste a nivel mundial, OREDA, (Spouge, 1999), OGP(Oil & Gas Producers OGP, 2010) y HSE (Det Norske Veritas, 2007), para la determinación de las frecuencias de fallas normalizadas de eventos no deseados los cuales son estimadas a partir de los eventos suscitados entre cantidad de sistemas tipo y tiempo de exposición asociados, tal como se muestra en la siguiente formulación:

$$Frecuencia\ de\ Falla\ de\ Eventos = \frac{\frac{Número\ de\ Fallas\ de\ Eventos}{Cantidad\ de\ Sistemas\ Tipo * Tiempo\ de\ Exposición\ Asociado}}$$

Bajo este contexto, se realizan los cálculos con la base de datos disponibles de PEMEX, con el estimador de frecuencia de falla de eventos utilizados en la Base de Datos Mundiales OREDA, (Spouge, 1999), OGP(Oil & Gas Producers OGP, 2010) y HSE (Det Norske Veritas, 2007) con el fin realizar comparaciones en los órdenes de magnitud de los valores obtenidos.

Los eventos o peligros genéricos considerados para las Plataformas del Activo Integral Cantarell están definidos en la Tabla III-1.

Utilizando la Guía de Análisis de Criticidad de PEP, las frecuencias de fallas obtenidas para las Plataformas del Activo Integral Cantarell de PEMEX, por Tipo de Plataforma se presenta en la Tabla III-2.

Observe que los valores obtenidos de las probabilidades de falla de PEMEX por Tipo de Plataformas, son relativamente muy pequeños en comparación con los valores de probabilidad de falla proporcionados por HSE (Det Norske Veritas, 2007), guardan un orden de magnitud 3, salvo las probabilidades de falla de plataformas de compresión cuyas frecuencias de falla son comparables, con respecto a la base de datos mundial.

Las frecuencias de fallas por tipo de evento o peligro para las 155 Plataformas del Activo Integral Cantarell, se muestra en la Tabla III-3, el tiempo de exposición utilizado es 2443 años, que es la edad en años de Instalación – Operación de las Plataformas de todo el Activo Integral Cantarell en el Periodo de 1978 al 2010.

TIPO DE PLATAFORMAS	CANTIDAD DE PLATAFORMAS DEL AIC	TIEMPO DE EXPOSICIÓN (Años)	FUENTE: Base de Datos Presentación PEP Incidentes - Accidentes 2006 - 2010		Fuente: HSE Research Report RR566 Accident statistic for fixed offshore units ..., Tabla 1 y 3	
			NÚMERO DE FALLAS (Fugas)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)	NÚMERO DE FALLAS (Fugas)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)
Perforación	53	934	27	5.454E-04	60	0.132
Compresión	7	124	14	0.016	70	0.290
Enlace	5	113	2	3.540E-03	-	-
Producción	12	297	15	5.612E-03	6510	3.090
Inyección	1	11	0	-	10	0.054

Tabla III-2 Frecuencia de Falla por Tipo de Plataforma del Activo Integral Cantarell de PEMEX, Julio de 2010

TIPO DE EVENTOS	FRECUENCIA DE FALLA (λ)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)
Conato de Incendio	9.131E-05	0.211	-	-	-
Fuga	1.826E-04	4.460E-04	8.00E-02	3.50E-01	6.00E-05
Derrame	5.983E-05	0.741	1.40E-01	3.10E-01	
Falla por Maniobra	1.921E-04	-	-	-	-
Colisión con Embarcaciones	3.149E-05	6.690E-03	-	2.91E-01	-
Fallo por Equipos de Seguridad	6.297E-06	-	-	-	-
Fallo por Equipo	6.297E-05	-	-	-	-
Reventón	-	2.230E-03	-	1.25E-02	7.00E-05
Explosión	-	1.695E-02	-	-	-
Colapso Estructural	0.000E+00	4.014E-03	-	-	-

Tabla III-3 Frecuencia de Falla por Tipo de Evento o Peligro para las Plataformas del Activo Integral Cantarell de PEMEX, Julio 2010

Las frecuencias de falla obtenidas de la base de datos de PEMEX por Tipo de Eventos, son 4 veces menores en comparación con las base de datos mundial HSE (Det Norske Veritas, 2007), Nopsa A91872 y OGP (Oil & Gas Producers OGP, 2010), salvo la frecuencia de falla de las fugas que están en el mismo orden de magnitud.

La frecuencia de fallas por Tipo de Sistemas definidos en las 155 plataformas del Activo Integral Cantarell de PEMEX, se muestra en la Tabla III-4, el tiempo de exposición es obtenido dependiendo de las plataformas que tenían definidos estos sistemas en el periodo de 1978 - 2010.

TIPO DE SISTEMA DEFINIDOS EN LAS PLATAFORMAS DE ACTIVO INTEGRAL CANTARELL DE PEMEX	TIEMPO DE EXPOSICIÓN (Años)	FRECUENCIA DE FALLA (λ)
ACEITE SEPARADO (DESCARGA DE BOMBAS)	113	8.850E-03
ACEITE SEPARADO (SUC. DE BOMBAS BAJA PRESION)	297	6.734E-03
AGUA CONTRA INCENDIO	237	8.439E-03
AGUAS AMARGAS ACEITOSAS	124	8.065E-03
CONDENSADOS DE ALTA PRESION	124	1.613E-02
CONDENSADOS DE BAJA PRESION	124	8.065E-03
DESFOGUES	534	1.311E-02
DESHIDRACION DE GAS BAJA PRESION (GL)	124	8.065E-03
DIESEL	297	1.010E-02
DRENAJE PRESURIZADO	534	1.498E-02
GAS BN DE SERVICIOS	934	2.141E-03
GAS COMB. PAQ. REGULACION. 1, 2, 3 Y 4	1344	4.464E-03
GAS DE PROCESO DE ALTA PRESION	1058	2.836E-03
GAS DE PROCESO DE BAJA PRESION	534	9.363E-03
GAS NITRÓGENO DE INSTRUMENTOS	124	1.613E-02
SEPARACION DE CRUDO ALTA PRESION	934	2.141E-03

Tabla III-4 Frecuencia de Falla por Tipo de Sistemas definidos en las 155 Plataformas del Activo Integral Cantarell de PEMEX, Junio de 2010

Resumen de Frecuencias de Fallas PEP		Categoría Guía AC PEP Clave: 202-64000-GMA-212-0001.
TIPOLOGÍA DE FALLA	RANGO DE FRECUENCIA DE FALLA ( $\lambda$ )	CATEGORÍA DE FRECUENCIA DE FALLA ( $\lambda$ )
Por Tipo de Plataformas	1E-04 a 1E-02	1 y 3
Por Tipo de Evento	1E-06 a 1E-04	1
Por Tipo de Sistemas	1E-03 a 1E-02	2

Tabla III-5 Resumen de Frecuencias de Fallas y Categorización de la Guía AC de PEP

En resumen los órdenes de magnitud de las Frecuencias de Fallas (Véase Tabla III-5) en las Plataformas del Activo Integral Cantarell se encuentran dentro de las Categorías 1 y 3, de acuerdo a la Guía para la Aplicación de la Metodología Análisis de Criticidad en PEMEX Exploración y Producción Clave: 202-64000-GMA-212-0001 (PEMEX Exploración y Producción, 2007).

#### IV. RESULTADOS GUIA PEP

De acuerdo al tipo de segmentación del AIC podremos obtener, entonces, diferentes estimaciones de criticidad. En base a los resultados mostrados previamente podemos segmentar el AIC en base al tipo de eventos a analizar, a los sistemas productivos (aceite crudo, gas combustible, desfuegos, etc.) o mediante tipo de plataformas. A continuación presentaremos los resultados de la aplicación de la guía de criticidad PEP Clave: 202-64000-GMA-212-001. En primer lugar se presentan los resultados de la distribución de Criticidad por Tipo de Plataformas se muestran en la Figura IV-1, la cual muestra que las 5 Plataformas de Compresión que representan el 4% de las Plataformas existentes en el AIC se encuentran en la categoría 3 de Frecuencia de Falla con un rango de Consecuencia de la Categoría 14 a la 21 y el 96% (125 Plataformas) se encuentran en Categoría 1 de Frecuencia de Falla y en el mismo rango de Categorías de Consecuencia descrito anteriormente.

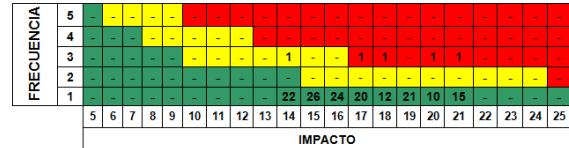


Figura IV-1 Distribución de Criticidad por Tipo de Plataformas de acuerdo a la GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN” – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007

En segundo término se presenta en la Figura IV-2 representa la Distribución de criticidad de las Plataformas del AIC considerando la segmentación por tipo de Eventos, determinando que el 100% de las Plataformas del AIC, tienen Frecuencias de Fallas Categoría 1 y sus consecuencias se establecieron entre el rango de las Categorías 14 a la 21.

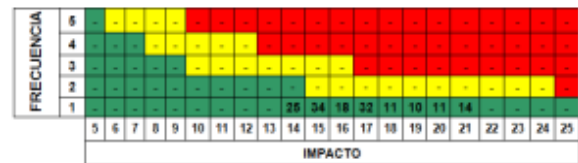
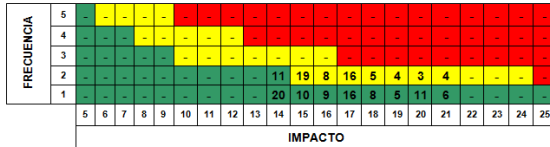


Figura IV-2 Distribución de Criticidad por Tipo de Evento de acuerdo a la GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN” – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007

Finalmente se presentan los resultados en base a la segmentación de las Plataformas del AIC por Tipo de Sistemas, la Figura IV-3 muestra la Distribución de las Plataformas del AIC con respecto a su Criticidad relativa entre ellas, el 54% (70

Plataformas) se encuentran en Categoría 2 de Frecuencia de Falla y el 46% (60 Plataformas) se encuentran en Categoría 1 de Frecuencia de Falla, distribuidas en un rango de Consecuencia entre las Categorías 14 a la 21.



**Figura IV-3 Distribución de Criticidad por Tipo de Sistemas de acuerdo a la GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN” – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007**

Como se observa en la Figura IV-1, Figura IV-2 y Figura IV-3 la aplicación de la Guía 202-64000-GMA-212-0001 mediante la asignación de la categoría de frecuencia basándonos en los valores reportados de frecuencias de fallas no permite una eficiente distribución de la criticidad de Plataformas. Esto impide una toma de decisión eficiente para la Optimización del Mantenimiento del Equipo Estático, con respecto al nivel de riesgo o criticidad obtenido de las plataformas del AIC. Resulta también importante remarcar que la aplicación estricta de la Guía de Criticidad permite establecer que la criticidad del AIC alcanza niveles de criticidad baja a media.

Con el objetivo de aplicar los conceptos de mejora continua, una mayor reducción de riesgos y la necesidad de contar con una herramienta que permita direccionar los recursos de mantenimiento se decidió aplicar los lineamientos del párrafo 6.4.2 de la Guía de AC (PEMEX Exploración y Producción, 2007). Este apartado permite adoptar la opinión de expertos del ENT como forma de asignar los rangos de Categorización de Consecuencia y de Probabilidad de Falla. Esto permite una adecuada segmentación de la criticidad de

las plataformas del AIC, basados en la Confiabilidad Operacional del Activo.

Para sistematizar la asignación de índices de criticidad se formuló un Modelo Matemático de Análisis de Criticidad (Véase el Sección V) conformado por 8 variables para equipo estático, 11 variables para estructuras y 7 variables de consecuencia, que describen el estado físico de los equipos y estructuras, mantenimiento pendiente, histórico de daños, históricos de inspección. Este Modelo fue desarrollado integrando todo el conocimiento tácito de los equipos de trabajo de MEDSA, GMI y COPIES con el objetivo de capturar todas las perspectivas de trabajo de los diferentes actores; el mismo permite la asignación de índices de criticidad y la proyección de los mismos en función de la aplicación de diversas estrategias de mantenimiento.

## V. MODELO DE VARIABLES DE ESTADO

Matemáticamente la criticidad o naturaleza critica de una instalación, se define como la frecuencia con la que ocurra una falla multiplicada por la magnitud de la consecuencia. La ecuación 1, representa de manera general el Índice de Criticidad o Criticidad de la i-ésima Plataforma en operación, la cual está conformada por la interacción del Índice de Probabilidad de Falla para la i-ésima Plataforma y el Índice de Consecuencia para la misma i-ésima Plataforma:

$$I_{CR_i} = I_{P_i} * I_{C_i} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$I_{CR_i}$  representa el Índice de Criticidad para la i-ésima Plataforma

$I_{P_i}$  representa el Índice de Probabilidad de Falla Para la i-ésima Plataforma

$I_{C_i}$  representa la Índice de Consecuencia para la i-ésima Plataforma



Descripción Genérica de la Formulación del Índice de Probabilidad de Falla para la i-ésima Plataforma:

$$I_{P_i} = f_{EQ}(Var. de Equipo) + f_{EST}(Var. de Estructura)$$

De acuerdo a su naturaleza, las variables consideradas en el modelo se agruparon en dos grupos principales: Variables que afectan el Índice de Probabilidad de Falla de Equipo y Variables que afectan el Índice de Probabilidad de Falla de la Estructura. El peso relativo de cada grupo con la interacción de las respectivas variables contribuye aditivamente para obtener el Índice Final de Probabilidad de Falla.

Los factores de probabilidad de falla por Equipo,  $f_{EQ}$ , y Estructura,  $f_{EST}$ , son considerados a través de la Tabla 2 de Plataformas Fijas, denominada Numero de Ocurrencias y Frecuencia de Ocurrencia (por unidad de año) UKCS, 1980-2005. Fuente: Toda la Base de Datos Combinada, Accident Statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005. DNV-HSE 2007.

Para determinarse los factores de Equipo y Estructura, se presenta un abstracto de esta y los factores que se utilizaron.

PERIODO			IMPACTA A:	
TIPO DE EVENTO	1990-2005		Equipo	Estructura
	Número de Eventos	Frecuencia de Falla		
Reventón	4	$1.2 \times 10^{-3}$	Equipo	-
Colisión	28	$8.3 \times 10^{-3}$	-	Estructura
Contacto	108	0.032	-	Estructura
Explosión	41	0.012	Equipo	-
Caída de Objetos	1725	0.510	-	Estructura
Fuego	717	0.212	Equipo	-
Fuga	1	$3.0 \times 10^{-4}$	Equipo	-
Derrames /Liberación	3108	0.919	Equipo	-
Estructural	13	$3.8 \times 10^{-3}$	-	Estructura
TOTAL FRECUENCIA DE FALLA	-	<b>1.6986</b>	<b>1.1445</b>	<b>0.5541</b>
Valor Factor	-	-	<b>0.67</b>	<b>0.33</b>

Donde las variables que conforman el índice de Criticidad para la Plataforma i-ésima son:

$x_{i1}$  := % de Inspección Realizada

$x_{i2}$  := Cantidad de Indicaciones Fuera de Norma

$x_{i3}$  := Cantidad de reparaciones Correctivos pendientes

$x_{i4}$  := Cantidad de fugas detectadas

$x_{i5}$  := Nivel de Int. De Seg. Y Amb. Instal.

$x_{i6}$  := Cantidad de Anomalías BUAIC

$x_{i7}$  := Severidad por Tipo de Corrosión/ Total de Elementos

$x_{i8}$  := Severidad de Estado de Recubrimiento /Total de Elementos

$x_{i9}$  := Estado General de acuerdo a las Inspecciones

$x_{i10}$  := Posee RSR y Verifica con Norma

$x_{i11}$  := Cantidad de años desde la última Inspección submarina

$x_{i12}$  := % de Corrosión en las Zonas de Mareas

$x_{i13}$  := % de Corrosión en las Zonas Atmosféricas

$x_{i14}$  := La protección catódica se encuentra dentro del rango?

$x_{i15}$  := Cantidad de Daño Mecánico (Abolladuras, rajaduras, etc.)

$x_{i16}$  := ¿El crecimiento marino se encuentra dentro de los límites?

$x_{i17}$  := Antigüedad Corregida debido a Rehabilitación

$x_{i18}$  := ¿Posee cálculo de Tiempo de Vida

Remanente?

$x_{i19}$  := Tipo de Estructura

$f_{EST}$  := Factor de estructura

$f_{EQ}$  := Factor de equipo

La descripción genérica de la formulación del Índice de Consecuencia de la i-ésima Plataforma:

$$I_{Ci} = f_{CCi}(Var.deConsecuenciaPEP + Var.deSeg.yMedioAmbiente + f_{PR} * Var.Producción)$$

Análogamente a lo descrito para las variables de probabilidad, las variables de consecuencia se agruparon en tres grupos principales: Variables de Consecuencia PEP, Variables de Seguridad y Medio Ambiente y Variables de Producción. Por un lado, las Variables de Consecuencia PEP condensan los diversos criterios utilizados por PEMEX para establecer la criticidad de plataformas y unidades de control (UDC). Por otro lado, las Variables de Seguridad y Medio Ambiente toman en cuenta diversos aspectos respecto del impacto al personal y el medio ambiente. Finalmente, las variables de producción son aquellas relacionadas con el impacto al negocio por medio de la producción diferida y costo de reemplazo de plataformas.

El Índice de Consecuencia para la i-ésima plataforma contiene las siguientes variables:

$y_{i1}$  := Suma ponderada de UDC según Criticidad de Sistema asociado

$y_{i2}$  := Población Asociada

$y_{i3}$  := Pozos en Producción

$y_{i4}$  := Estratégica de Operación por COPIES-PEP

$y_{i5}$  := Costo de Reemplazo

$y_{i6}$  := Volumen asociado de Aceite procesado (BPD)

$y_{i7}$  := Volumen asociado de Gas procesado (MMPCD)

## VI. RESULTADOS DEL MODELO DE VARIABLES DE ESTADO

En función de lo descrito anteriormente, se realizó el Análisis de Criticidad del Activo Integral Cantarell. Las plataformas fueron ubicadas en la matriz de riesgo de acuerdo al valor obtenido de la categorización de frecuencia de falla y la categorización de la consecuencia (Figura VI-1) muestra la distribución de las plataformas del Activo Integral Cantarell en la Matriz de Riesgo Cualitativo de la Guía de AC de PEP (PEMEX Exploración y Producción, 2007).

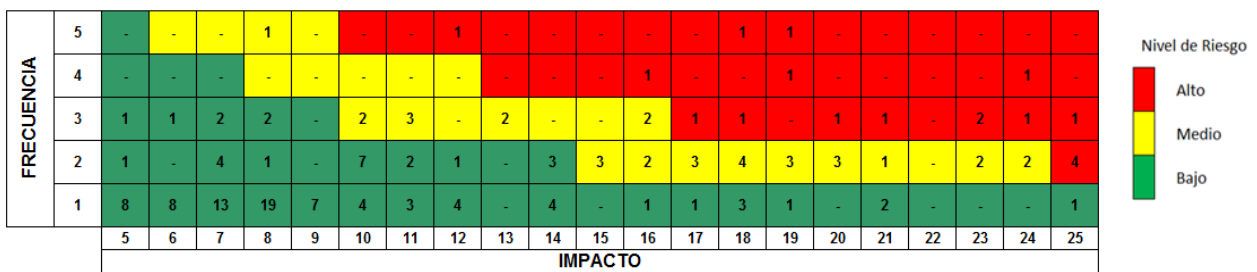


Figura VI-1: Distribución de las Plataformas del Activo Integral Cantarell en la Matriz de Riesgo Cualitativo de acuerdo a la GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN” – CLAVE: 202-64000-GMA-212-0001 – Julio 2007

Tabla VI-1 muestra que el 12% (18) de plataformas del Activo Integral Cantarell

corresponde a un Nivel de Criticidad Alto, el 21% (33) de Plataformas en Nivel de

Criticidad Medio y 67% (104) Plataformas en Nivel de Criticidad Bajo.

Nivel de Criticidad Bajo	Nivel de Criticidad Medio	Nivel de Criticidad Alto
104 plataformas	33 plataformas	18 plataformas

Tabla VI-1: Resultado de Análisis de Riesgo

Estos resultados demuestran que el modelo propuesto logra una adecuada discretización del nivel de criticidad del AIC facilitando el proceso de toma de decisiones sobre mantenimiento del equipo estático y estructuras del mismo.

Por otro lado el modelo permite estimar la volumetría y el tipo de actividades de mantenimiento integral necesarios para alcanzar un estado de criticidad definido.

Veamos por ejemplo; la plataforma ubicada en la posición (24:4) de la matriz de la Figura VI-1, corresponde a la plataforma AKAL-C Producción 3 con nivel de criticidad Alto y 96 puntos, la ejecución del mantenimiento al equipo estático de 16 UDC a inspeccionar, 6 correctivos pendientes, corrección de 2 anomalías BUAAIC, corrección de al menos 186 indicaciones CSA, 711 indicaciones CMA, 1912 indicaciones CLA, corrección de 200 indicaciones PAME, 5409 indicaciones FPA permiten una disminución del 50% del nivel de criticidad originalmente obtenido, ubicándose en nivel de criticidad medio con 48 puntos, la ejecución de las recomendaciones de mantenimiento a la estructura es eliminación de la corrosión en zona de marea (80%) y en la zona atmosférica (100%) disminuye el valor de riesgo en un 10% sin modificar su nivel y la ejecución del mantenimiento integral Equipo - Estructura permite una disminución de criticidad de 60% en su valor de criticidad ubicándolo en nivel de criticidad medio.

De esta manera se observa que la implementación realizada de modelo de análisis de criticidad cumple los lineamientos normativos, está alineada con las mejores prácticas mundiales y facilita la toma de decisiones y la asignación de recursos en forma global dentro del AIC

## VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- Se desarrolló un Análisis de Criticidad del equipo estático y estructuras del Activo Integral Cantarell como un sistema único. Se integró toda la información disponible en los sistemas institucionales de PEP en una herramienta informática que permite actualizar el análisis e imprimir las cartas de criticidad para cada Plataforma del AIC.
- Se analizó la criticidad del AIC utilizando diversas estrategias de segmentación. En cada caso los resultados de la aplicación estricta de la Guía PEP indica que la criticidad del AIC es baja o media. Este resultado se debe principalmente a que las frecuencias de falla reportadas para el AIC son menores a los valores reportados en las bases de datos internacionales.
- El modelo desarrollado está basado en variables de estado que describen la criticidad de cada plataforma del AIC como un valor que depende del grado de daño, y nivel de mantenimiento de cada plataforma. Expresar la criticidad de esta forma permite simular con precisión el efecto de diferentes estrategias de mantenimiento sobre la criticidad.

El 12% (18) de las plataformas del Activo Integral Cantarell corresponde a un Nivel de Criticidad Alto, el 21% (33) de Plataformas en Nivel de Criticidad Medio y 67% (104) Plataformas en Nivel de Criticidad Bajo, el cual contiene el Nivel de Criticidad obtenido de cada Plataforma. El modelo de Criticidad propuesto permite simular el efecto de diferentes estrategias de mantenimiento sobre el perfil de riesgo del AIC.

## Recomendaciones

1. Integrar el Modelo de Análisis de Confiabilidad e Integridad, en alguna de las plataformas de Base de Datos de los Sistemas Institucionales de PEP existentes.
2. Realizar el Plan de Mantenimiento de las Plataformas más críticas de manera prioritaria de acuerdo al presente estudio de Análisis de Criticidad, sin embargo deberán incluir también Plataformas del Activo Integral Cantarell con Niveles de Criticidad Medios y Bajos, que por razones Estratégicas Operativas deban estar incluidas en el Plan de Mantenimiento.
3. El modelo de criticidad desarrollado debe ser realimentado con los resultados obtenidos por la realización de las tareas de mantenimiento en el AIC. La actualización de datos permitirá tener una imagen realista del perfil de riesgos del activo así como detectar necesidades de ajuste en el modelo desarrollado.

## VIII. INVESTIGACIONES FUTURAS

- Realización del Análisis de Incertidumbre del Modelo a través de la Guía para Estimar la Incertidumbre de la Medición, Publicada por el CENAM
- Revisión de Data de otros Activos de Plataformas, para estandarizar los Intervalos de Clase utilizados para este estudio en particular.

## IX. BIBLIOGRAFIA

AC-SDC-GAM-PEMEX. (2007). *Guía para la Aplicación de la Metodología Análisis de Criticidad en PEMEX Eploración y Producción 202-64000-GMA-212-0001*. Villahermosa, Tabasco: PEMEX Exploración Producción.

American Petroleum Institute API. (2002). *Risk - based Inspection API RP 580 First Edition*. Washington, D.C.: API.

API-RBI 580-581. (2000). *Risk Based Inspection*. Washington, DC: API Publication.

Det Norske Veritas. (2007). *Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005*. Norway: HSE Health and Safety Executive Books.

GAM SDC DG PEMEX Exploración Producción. (Enero de 2009). *Manual del Sistema de Confiabilidad Operacional*. México, DF: PEMEX Exploración Producción.

IMP-PEMEX. (2008). *Evaluación Cualitativa y Administración de la Información Técnica de la Inspección de Plataformas Marinas Fijas Periodo 2007-2010*. Cd. del Carmen, Campeche: IMP.

IMP-PEMEX. (2008). *Reporte Técnico Análisis de la Información Histórica de Daños de Plataformas Marinas Fijas periodo 2007-2010*. Cd. del Carmen, Campeche: IMP.

Narayanan Sambu Potty, M. K. (2009). Structural Integrity Management for Fixed Offshore Patforms in Malaysia. *World Academy of Sciencie, Engineering and Technology 58 2009* , 1079-1087.

O'Connor P.E., B. M. (June 2007). Structural Integrity Management (SIM) Offshore Facilities. *Structural Integrity Management (SIM) Offshore Facilities* (págs. 1-26). Houston, Texas: BP America Inc., Houston, EPTG.

Oil & Gas Producers OGP. (2010). *Risk Assessment Data Directory Report No. 434-13.UK*: OGP.

PAID-SDC-PEMEX. (2007). *Plan de Administración de Integridad de Ductos PAID, PEP-PAID-001, Rev.0*. Ciudad del Carmen Campeche: PEMEX Exploración y Producción.

PEMEX Exploración y Producción. (2007). *Guía para la Aplicación de la Metodología Análisis de Criticidad en PEMEX Eploración y Producción 202-64000-GMA-212-0001*.

Villahermosa, Tabasco: PEMEX Exploración Producción.

SDC-GAM PEMEX. (Julio de 2007). *Guía para la Solución de Problemas mediante la Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR) en PEMEX Exploración y Producción.*

Villahermosa, Tabasco, México: PEP Clave: 202-64000-GMA-211-0002.

SIATESA-PEMEX. (2009). *Análisis de Criticidad de los Equipos pertenecientes a Plataformas del AIC.Cd del Carmen, México: SIATESA-PEP.*

Spouge, J. (1999). *A Guide To Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations.* UK: DNV Technica.

UNACAR & PEMEX. (2008). *Reassessment of Platform in Bay in Campeche of PEMEX.*Houston, Texas: ZENTECH, INC.

## X. ANEXO Carta de Criticidad

ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD, CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO ESTÁTICO EN EL ACTIVO INTEGRAL CARIBIELL		PEMEX Exploración y Producción	
SUBSECCIÓN REGIONAL NOROCCIDENTE MANTENIMIENTO A EQUIPO FLOTANTE Y SERVICIOS AUXILIARES Carmen Puerto Viejo, Campeche			
EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CRITICIDAD PARA PLATAFORMA COSTA AFUERA DE LA RINNE CONFINADO A EQUIPO ESTÁTICO Y ESTRUCTURA			
INFORME DE EVALUACIÓN DE CRITICIDAD DE INSTALACIONES			
FECHA DE EMISIÓN: 03/11/2010			
DATOS GENERALES:		ESTADO DE LA PLATAFORMA	
TAG DE PLATAFORMA: 21-MINE-CAN-ACC-PO-FES	NIVEL DE CRITICIDAD: 48	CATEGORÍA DE FALLA: 4	CATEGORÍA DE CONSECUENCIA: 24
PLATAFORMA: WAL-C Producción 3			
RESERVIACIÓN: 21			
RESUMEN DE ESTADO DE SISTEMAS DE TUBERIAS Y RECIPIENTES DE PROCESO			
% DE INSPECCIÓN REALIZADA: 95.11%	CANTIDAD DE FUGAS DETECTADAS: 2	SEVERIDAD DE ESTADO DE CORROSIÓN: Severa	SEVERIDAD ESTADO DE RECURBIMIENTO: Muy Severa
CANTIDAD DE CORRECTIVOS PENDIENTES: 7			
CANTIDAD DE ANOMALÍAS SUAVI: 2			
RESUMEN DE ESTADO DE LA ESTRUCTURA			
ESTADO GENERAL DE INSPECCIÓN: M-1	FECHA DE INSTALACIÓN: 1992	TIEMPO DE VIDA RESERVANTE: 18.5	% DE CORROSIÓN EN ZONA DE MARGA: 80
ESTUDIO PERI (NORMADO): 5	% DE CORROSIÓN EN ZONA ATROFICADA: 100	DEFICIMENTO MARINO (NORMADO): 50	TIPO DE ESTRUCTURA: Cilíndrico
CANTIDAD DE ABOLLADURAS GOLPE MECÁNICO: 0	PROTECCIÓN CÁTODICA (NORMADO): 5		
AÑO DE INSPECCIÓN SUBMARINA: 06/2008			
FECHA DE REHABILITACIÓN: Sin Rehabilitación			
PLAN DE ACCIÓN			
ESCENARIO 1 DE MANTENIMIENTO VARIABLES DE EQUIPO			
CANTIDAD DE USOS SUGERIDO A INSPECCIONES CON MANTENIMIENTO INTEGRAL: 10	ESTADO DE LA PLATAFORMA		
CANTIDAD DE USOS CON ACCIONES CORRECTIVAS PENDIENTES SUGERIDO A REALIZAR: 6	NIVEL DE CRITICIDAD: 48	CATEGORÍA DE FALLA: 2	CATEGORÍA DE CONSECUENCIA: 24
CANTIDAD DE ANOMALÍAS SUAVI SUGERIDO A CORREGIR: 1	COSTO ESTIMADO: \$0		
CANTIDAD DE INDICACIONES MINIMAS A CORREGIR POR SEVERIDAD DE ESTADO DE CORROSIÓN (JUCI): CSA 189/ CMA 719/ CLA 192			
CANTIDAD DE INDICACIONES MINIMAS A CORREGIR POR SEVERIDAD DE ESTADO DE RECURBIMIENTO (JUCI): PAME 239/ FFA 5430			
ESCENARIO 2 DE MANTENIMIENTO VARIABLES DE ESTRUCTURA			
REALIZACIÓN DE INSPECCIÓN SUBMARINA: No Aplica	ESTADO DE LA PLATAFORMA		
MANTENIMIENTO A ESTRUCTURA EN ZONA DE MARGA: Eliminación de Corrosión en Zona de Marga (Portabots)	NIVEL DE CRITICIDAD: 48	CATEGORÍA DE FALLA: 4	CATEGORÍA DE CONSECUENCIA: 24
MANTENIMIENTO A ESTRUCTURA EN ZONA ATROFICADA: Eliminación de Corrosión en Zona de Marga (Portabots)	COSTO ESTIMADO: \$0		
INSTALACIÓN DE ANODOS: No			
ESCENARIO 3 DE MANTENIMIENTO VARIABLES DE EQUIPO- ESTRUCTURA			
CANTIDAD DE USOS SUGERIDO A INSPECCIONES CON MANTENIMIENTO INTEGRAL: 10	ESTADO DE LA PLATAFORMA		
CANTIDAD DE USOS CON ACCIONES CORRECTIVAS PENDIENTES SUGERIDO A REALIZAR: 6	NIVEL DE CRITICIDAD: 48	CATEGORÍA DE FALLA: 2	CATEGORÍA DE CONSECUENCIA: 24
CANTIDAD DE ANOMALÍAS SUAVI SUGERIDO A CORREGIR: 1	COSTO ESTIMADO: \$0		
CANTIDAD DE INDICACIONES MINIMAS A CORREGIR POR SEVERIDAD DE ESTADO DE CORROSIÓN (JUCI): CSA 189/ CMA 719/ CLA 192			
CANTIDAD DE INDICACIONES MINIMAS A CORREGIR POR SEVERIDAD DE ESTADO DE RECURBIMIENTO (JUCI): PAME 239/ FFA 5430			
MANTENIMIENTO INTEGRAL E INSPECCIÓN SUBMARINA: No Aplica			
MANTENIMIENTO A ESTRUCTURA EN ZONA DE MARGA: Eliminación de Corrosión en Zona de Marga (Portabots)			
MANTENIMIENTO A ESTRUCTURA EN ZONA ATROFICADA: Eliminación de Corrosión en Zona de Marga (Portabots)			
INSTALACIÓN DE ANODOS: No			

### Jorge Enrique Martínez Frías

Licenciado en Matemáticas, con Especialidad en Modelos Estadísticos & Sistemas Dinámicos (México-2000); Maestría en Ciencias en Matemáticas Aplicadas Especialidad en Procesos Estocásticos (México-2006) graduaciones realizadas en la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco. Cuenta con 15 años de experiencia en la industria petrolera mexicana, realizando trabajos de Ingeniería de Integridad y Confiabilidad para PGPB y PEP, tales como: Análisis de Integridad de Anomalías, Ductos y Recipientes a Presión (API 510, API 570, API 572, API 579, API 653, ASME B31 G, R Streng, NRF-030-PEMEX-2009), Análisis de Riesgo de Ductos e

Instalaciones (API 580, API 581, PCC 3, NRF-018-PEMEX-2007), Planes de Administración de Integridad de Ductos e Instalaciones (PEP-PAID-001 Rev. 0, API 1160, ASME B31.8, API 353), Análisis de Criticidad, Análisis Causa – Raíz, Análisis de Fallas, Metalografía, e Inspección de Ductos e Instalaciones mediante Ensayos No Destructivos.

Experiencia Profesional con trabajos realizados para PIMS Of London, PJP4-TECPETROL, NORPOWER, EMS, SIMEC.