

ANÁLISIS DE RIESGO DE 20 PLATAFORMAS MARINAS FIJAS DE LA SONDA DE CAMPECHE ANTE CONDICIONES DE HURACÁN

**A. Soriano Martínez, R. Vázquez Aguilar,
M. López Ramírez y R. Ramos Heredia
Instituto Mexicano del Petróleo
Eje Central Lázaro Cárdenas No.152
Col. San Bartolo Atepehuacan
Deleg. Gustavo A. Madero
07730 México, D.F.**

RESUMEN

La necesidad de establecer una metodología para evaluar la integridad estructural de las instalaciones marinas de PEMEX en el Golfo de Campeche, motivó a un grupo especialistas de diversas instituciones a realizar un estudio de riesgo ante condiciones de tormenta que contemple las características propias de producción y costo de sus instalaciones marinas, de tal forma que se realizó un análisis de costo-beneficio. El establecimiento de la integridad de las plataformas en función del riesgo asociado a su consecuencia de falla, permite determinar si son adecuadas para los diferentes servicios que actualmente desarrollan y si es posible continuar con su utilización. La importancia estratégica de la producción de petróleo en la economía del país, exige que las instalaciones mantengan un nivel de seguridad óptimo. En este artículo se presentan los resultados del análisis de riesgo realizado a 20 plataformas marinas de la Sonda de Campeche, así como la metodología propuesta y las bases de su desarrollo.

INTRODUCCIÓN

Hoy día la infraestructura de PEMEX en la Bahía de Campeche está conformada por cerca de 200 plataformas y 1900 km. de líneas, abarcando tirantes de agua de hasta 80 m de profundidad, con las que produce del orden de 2.1 millones de barriles de petróleo al día (mmbpd) y 1,500 millones de pies cúbicos de gas al día (mmpcgd).

En la Sonda de Campeche, operan distintos tipos de plataformas marinas. Entre los tipos de plataformas asociadas directamente con la producción se tiene que el 30% son de perforación y producción, el 18% son de enlace, el 9% son de compresión y rebombeo, y el 20 % inyección. El 4% de las restantes son plataformas habitacionales y el 19% son de telecomunicación y de soporte de puentes.

Las fechas de instalación de las plataformas marinas de la Sonda de Campeche varía sensiblemente (ver Fig.1), el 26% se instaló hace más de 20 años, el 60% hace más de 15 años y únicamente menos del 40% cuentan con menos de 15 años en operación. Por lo que, la gran mayoría de las plataformas han alcanzado la mitad de su vida útil proyectada.

La necesidad de establecer una metodología para evaluar la integridad estructural de las instalaciones marinas de PEMEX en el Golfo de Campeche, motivó a un grupo especialistas de diversas instituciones a realizar un estudio de riesgo integral de las instalaciones marinas de PEMEX (Bea, 1997) que contemple las características propias de producción y costo de sus instalaciones marinas, de tal forma que se realizó un análisis de costo-beneficio. Como resultado de este estudio de riesgo, los resultados de la evaluación de plataformas realizada después del paso del huracán Roxanne en Octubre de 1995 (Oceanweather, 1996a) y diversos estudios adicionales sobre reproducción histórica de tormentas (Oceanweather, 1996b), peligro sísmico (Chávez, 1997; Bea, 1997), mecánica de suelos, etc., permitieron el desarrollo de un *"Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche"*, que considera efectos tales como impacto económico de la falla potencial, políticas de protección ambiental y protección de la vida humana, además de características estructurales como envejecimiento del sistema de cimentación y daños existentes. En la *primera edición del Criterio Transitorio* el 16 de mayo de 1997 (PEP/IMP, 1997), se definieron los parámetros meteorológicos y oceanográficos para el diseño y evaluación de las plataformas marinas fijas de la Sonda de Campeche, ubicadas dentro de un rango de profundidad de 30 a 80 m. En la *segunda edición (preliminar) del Criterio Transitorio*, emitida el 15 de abril de 1998 (PEP/IMP, 1998), se definen los parámetros meteorológicos y oceanográficos (Soriano y Ramos, 1998), para las condiciones de operación, transportación, estabilidad de la barcaza, fatiga, además de los parámetros sísmicos para la

evaluación y diseño de las plataformas marinas de PEMEX. El establecimiento de la integridad de las plataformas en función del riesgo asociado a su consecuencia de falla, permite determinar si son adecuadas para los diferentes servicios que actualmente desarrollan y si es posible continuar con su utilización. La importancia estratégica de la producción de petróleo en la economía del país, exige que las instalaciones mantengan un nivel de seguridad óptimo. A continuación se presentan los resultados de la evaluación del nivel de confiabilidad de 20 plataformas marinas de la Sonda de Campeche, siguiendo los lineamientos definidos en el Criterio Transitorio para la evaluación de plataformas marinas.

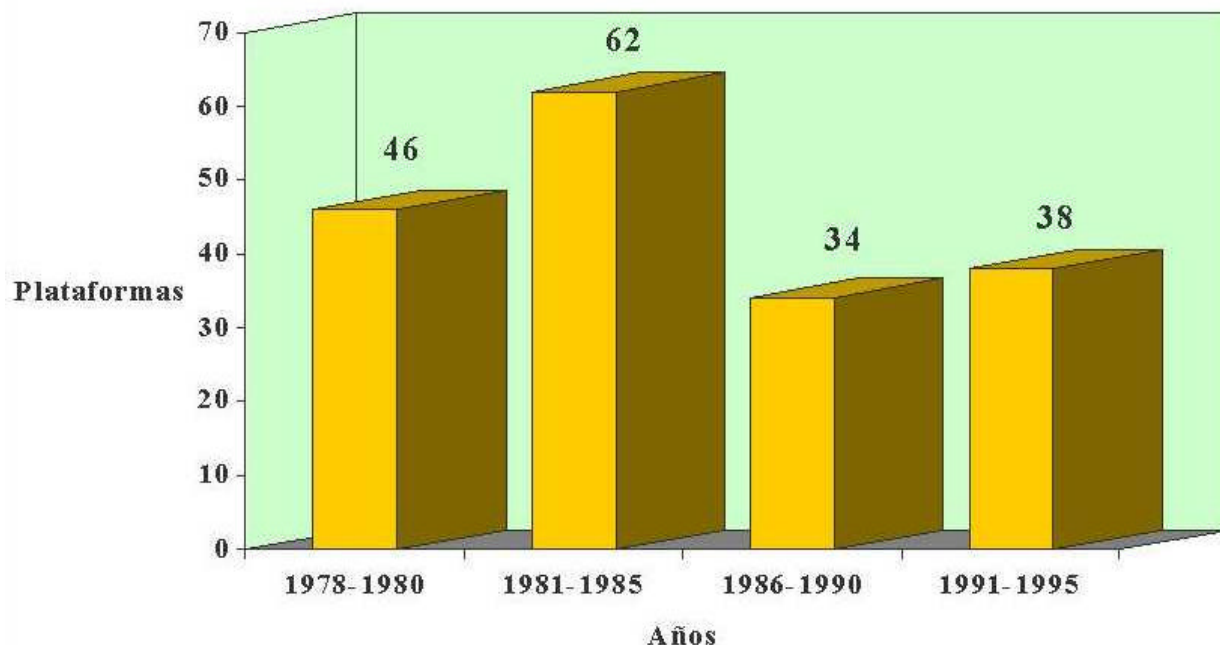


Fig. 1. Frecuencia y Periodos de Instalación de Plataformas en la Sonda de Campeche

DESARROLLO

En la Sonda de Campeche operan distintos tipos de plataformas marinas. Entre los tipos de plataformas se encuentran las de perforación, producción, enlace, compresión, de rebombeo, de inyección, habitacionales, de telecomunicaciones y de soporte de puentes. De acuerdo al volumen de producción y a la importancia estratégica de cada una de éstas dentro del proceso de producción de petróleo, se definieron las tres categorías que se muestran en la Tabla 1. La categoría de una plataforma depende de la consecuencia de su falla. En términos generales, esta consecuencia se establece en función de la pérdida de vidas humanas, del impacto ambiental y del impacto económico que representa la falla estructural. Sin embargo, en la Sonda de Campeche, la filosofía de operación de PEP establece el cierre temporal de la producción y la evacuación del personal de las plataformas cuando se prevé la presencia de un evento ambiental extremo. Por lo tanto, el efecto predominante en la estimación de las consecuencias de falla es el impacto económico correspondiente al cese de la producción manejada durante el período de rehabilitación, incluyendo los costos de reparación o reemplazo de la estructura. La categorización de las plataformas en la Sonda de Campeche se estableció en función de su producción manejada, entendiéndose como tal al volumen de crudo o aceite que en dicha instalación se produce, se recibe y/o se procesa expresado en barriles por día (BPD). En el caso de plataformas que manejan un volumen de producción mayor que 100,000 BPD, se considera que su falla sería de muy altas consecuencias. La falla de plataformas que manejan entre 50 y 100 MBPD se considera que es de altas consecuencias. Las consecuencias de falla moderadas corresponden al caso de plataformas que manejan entre 20 MBPD y 50 MBPD.

Tabla 1. Categorización de Plataformas por su Producción

CLASIFICACIÓN (SSC)	CONSECUENCIAS DE FALLA	PRODUCCIÓN MANEJADA (barriles por día BPD)
1	Muy Alta	> 100,000
2	Alta	50,000 – 100,000
3	Moderada	20,000 – 50,000

Para revisar si la respuesta de la estructura es adecuada en cuanto a la aparición de algún estado límite de falla, es necesario definir un índice de la respuesta que pueda compararse con la acción combinada de acciones que afectan la estructura. Con este propósito, se implementó una metodología que permite evaluar la confiabilidad de las plataformas marinas de PEMEX ante efectos de huracán.

La metodología propuesta (Bea, 1997) consiste en determinar la probabilidad de falla de las plataformas, a partir de los resultados que se obtienen de los análisis estructurales a nivel de diseño y de resistencia última (estado límite último). La expresión que relaciona la capacidad última de la estructura y el cortante a nivel de diseño (ver fig.2) se denomina factor de reserva de resistencia (RSR).

$$RSR = R_{US} F_V / S_{DISEÑO}$$

Ec. 1

donde R_{US} es la mediana de la capacidad de carga estática de la plataforma. $S_{DISEÑO}$ es la carga lateral total para una altura de ola de diseño (H_D) y F_V es la mediana del factor de carga dinámico que deberá aplicarse exclusivamente cuando se haya realizado un análisis "estático" y/o "quasiestático" (ULSLEA) para obtener la carga de resistencia última. La mediana del factor de carga dinámico es $F_V = 1.1$. Por lo que el RSR "dinámico" = (1.1) RSR "estático".

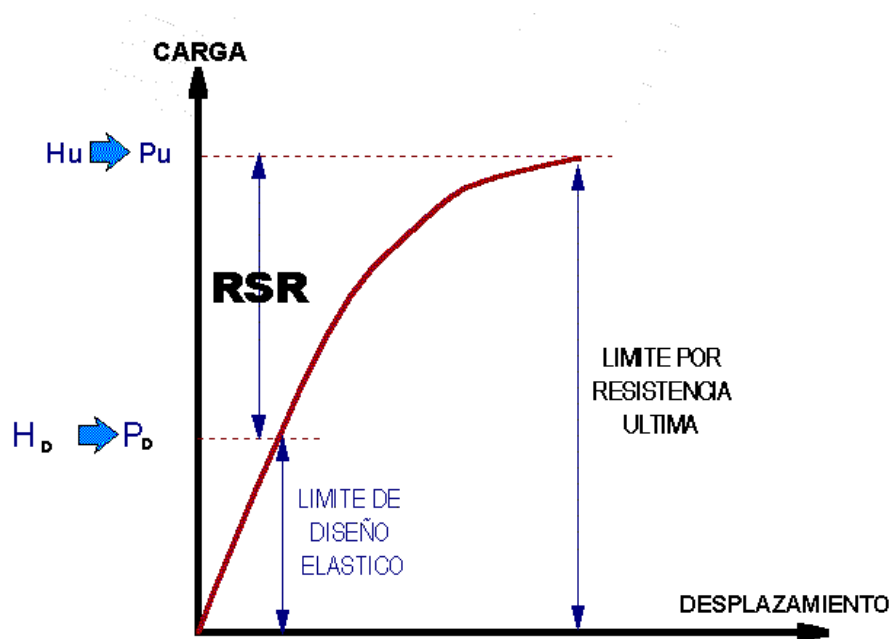


Fig. 2. Factor de Reserva de Resistencia (RSR).

$S_{DISEÑO}$, es la carga lateral total para una altura de ola de diseño. El sesgo se define como la relación entre el valor real y el valor calculado. La expresión que relaciona el factor de reserva de resistencia (RSR), con el índice de confiabilidad de la estructura es:

$$RSR = \frac{B_S}{B_R} \exp \left(b S_{\ln R/S} - 2.33 S_{\ln S} \right)$$

Ec. 2

donde $\sigma_{\ln S}$, es la desviación estándar del logaritmo de la solicitación y $\sigma_{\ln R/S}$ es la desviación estándar total de los logaritmos de la resistencia y la solicitación, $\sigma_{\ln R/S}$ se determina por la siguiente expresión:

$$S_{\ln R/S}^2 = S_{\ln Ru}^2 + S_{\ln S}^2$$

Ec. 3

Las incertidumbres $\sigma_{Ln X}$ y sesgos B_X implícitos en el *Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche* (PEP/IMP, 1997) son:

Tabla 2. Incertidumbres y Sesgos Implícitos en el Desarrollo del Criterio Transitorio

$B_S = 0.89$	EVALUACIÓN Y DISEÑO
$\sigma_{Ln Hm} = 0.40$	$B_R = 1.32$
$\sigma_{Ln S} = 0.80$	$\sigma_{Ln R} = 0.15$

$\sigma_{Ln R/S} = 0.81$ es la incertidumbre total.

Reemplazando los valores de la tabla 2 en la ec.2, nos queda la siguiente expresión:

$$RSR = 0.67 \exp(0.81b - 1.86) \quad \text{Ec. 4}$$

El *Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Estructuras Marinas Fijas de la Sonda de Campeche* (PEP/IMP, 1997) establece una relación entre índice de confiabilidad, las intensidades para el diseño y evaluación de las plataformas, así como los factores de reserva de resistencia para diferentes categorías (ver tablas 3 y 4). Los periodos de retorno (T_r) se obtuvieron mediante la expresión ($P_F = 1/T_r$), válida únicamente para eventos ambientales extremos.

Además en el Criterio Transitorio se definen Factores de Reducción de Carga (LRF) para afectar las solicitaciones en la realización de los análisis lineales a nivel de diseño durante el proceso de evaluación. La tabla 3, presenta los factores de reducción y los RSR's de acuerdo a la categoría de exposición. Los LRF's se especifican de acuerdo a la robustez y tolerancia al daño de la estructura. Los RSR's se especifican para dos condiciones: cuando las cubiertas son potencialmente alcanzadas por la altura de ola que se define para el estado límite último (altura de ola para análisis de resistencia última) y cuando la elevación de las cubiertas es suficiente para evitarlo. La diferencia en los valores requeridos para el RSR refleja la mayor incertidumbre en la evaluación de las fuerzas de oleaje en las cubiertas.

Las probabilidades de falla e índices de confiabilidad (ver tabla 4) implícitos en el desarrollo del criterio transitorio, son congruentes con los niveles de riesgo aceptados por las normas y estándares internacionales (ver fig.3.) y cumplen con los niveles de riesgo aceptados por la industria petrolera mundial.

Tabla 3. Parámetros de evaluación para estructuras instaladas en la Sonda de Campeche.

PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN	CATEGORÍA DE EXPOSICIÓN		
	MODERADA	ALTA	MUY ALTA
Altura de Ola de Referencia (m)	15.00	15.00	15.00
Factor de Reducción de Carga (LRF), 8 Piernas o Más.	0.70	0.80	0.90
Factor de Reducción de Carga (LRF), 6 Piernas o Menos.	0.80	0.90	1.00
Elevación Mínima de la Cubierta Inferior ¹ (m)	14.50	15.50	16.50
Altura de Ola para Análisis de Resistencia Última (m)	21.0	21.5	23.0
Factor de Reserva de Resistencia (RSR) Mínimo Requerido	1.30 ²	1.40 ²	1.60 ²
	1.50 ³	1.60 ³	1.90 ³
Parámetros Asociados a la Altura de Ola	tomar datos de condiciones de tormenta		

Tabla 4. Índices de Confiabilidad y Factores de Reserva de Resistencia RSR (sin carga de oleaje sobre la cubierta).

CLASIFICACIÓN (SSC)	β (nuevas)	P_F (nuevas)	T_r (años)	RSR (nuevas)	β (existentes)	P_F (existentes)	T_r (existentes)	RSR (existentes)
Muy Alta	3.60	2.0 E-4	5000	1.9	3.40	4.0 E-4	2500	1.6
Alta	3.44	3.5 E-4	2900	1.7	3.23	7.0 E-4	1400	1.4
Moderada	3.33	5.0 E-4	2000	1.5	3.12	1.0 E-3	1000	1.3

¹ Esta elevación corresponde a la elevación del paño inferior de la trabe más peraltada de la cubierta inferior de la plataforma.

² Sin considerar carga de oleaje en cubierta.

³ Considerando carga de oleaje en cubierta.

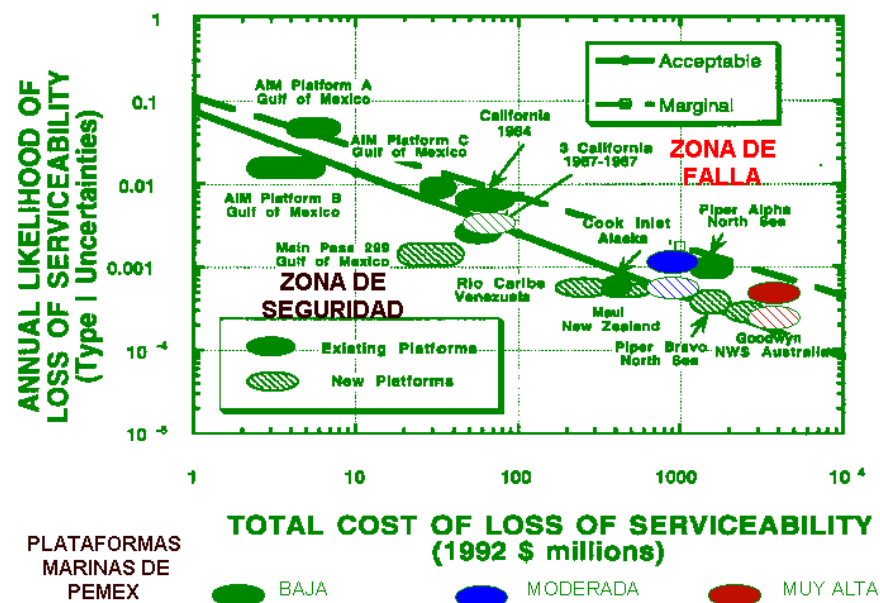


Fig. 3. Niveles de Riesgo Aceptados por la Industria Petrolera Mundial

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

En adelante se mostrarán los resultados de los análisis de resistencia última realizados por el IMP (mediante el programa ULSLEA) y Brown & Root (SACS-COLAPSE) a 20 plataformas de la Sonda de Campeche. *El procedimiento que sigue el programa ULSLEA*, para realizar un análisis de confiabilidad esta basado en formulaciones de carga y resistencia deterministas para plataformas marinas. Los mecanismos de colapso se asumen para tres componentes primarios: cimentación (pilotes), subestructura (Jacket) y la superestructura (piernas de la cubierta o deck) y que reducen el sistema estructural en sólo tres partes. El análisis de confiabilidad esta basado en la suposición de dos estados estructurales, el primero es el estado de seguridad y el segundo es el estado de falla. La confiabilidad estructural de una plataforma se revisa para dos direcciones ortogonales +X y +Y (ver fig.4). Para cada dirección de carga, diferentes modos de falla son identificados y analizados; en la superestructura, en la subestructura (es variable dependiendo del número de subniveles de la subestructura) y dos en la cimentación. *En los análisis realizados utilizando el programa SACS-COLAPSE*. Cada miembro del Jacket y pilotes fueron modeladas como elementos viga-columna (marco). Detectando las condiciones de fluencia en cada elemento e introduciendo automáticamente articulaciones plásticas al modelar el efecto no lineal del material. También se consideró la interacción suelo estructura y las propiedades de las juntas de los tubos.

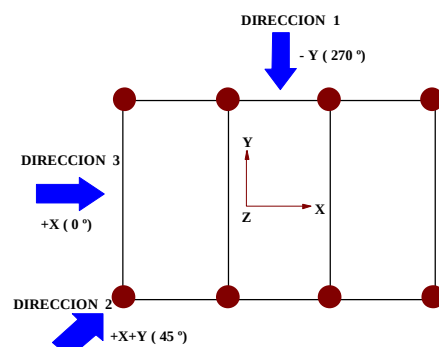


Fig. 4. Principales Direcciones de Análisis

Después del paso del huracán Roxanne en Octubre de 1995, se realizó una inspección detallada de las plataformas de la Sonda de Campeche, los daños detectados durante los programas de inspección también se modelaron, con el afán de realizar los análisis lo más realistas posibles. Es conveniente mencionar que el huracán Roxanne es la tormenta más intensa que se ha presentado durante este siglo en la Bahía de Campeche, esta tormenta alcanzo intensidades similares a las de una tormenta de 100 años (Oceanweather, 1996a).

RESULTADOS MEDIANTE EL PROGRAMA ULSLEA

A manera de ejemplo, a continuación se detallará la metodología aplicada para el caso de la plataforma de Compresión Pol-A. En esta plataforma para la condición de diseño se utilizó una altura de ola de 15 m y parámetros asociados. En la dirección +X (fig.5), se obtuvo un cortante en la base de 3003 kips (1 kip = 453.6 kg); y en la dirección +Y, un cortante de 3738 kips (fig.6). Al realizar el análisis de resistencia última mediante el programa ULSLEA, se incrementó la carga por oleaje, al considerar una altura de ola de 21.5 m. La capacidad última de la plataforma Pol-A, en la dirección +X, fue de 8332 kips de cortante en la base; y en la dirección +Y, un cortante de 9982 kips (fig.7). El periodo asociado a la altura de ola última y de diseño, fue de 2400 y 184.5 años respectivamente. Los resultados que se obtuvieron mediante este programa se muestran en la tabla 5. Además del cortante en la base, el factor de reserva de resistencia (RSR), el índice de confiabilidad (β) y la probabilidad de falla (P_f), para cada una de las 20 plataformas analizadas.

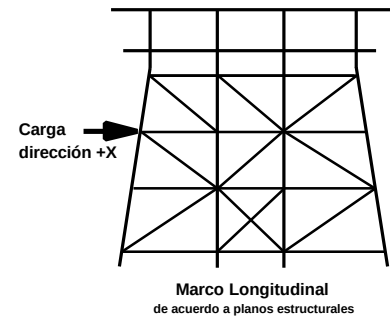


Fig. 5. Dirección +X

Una vez que se a calculado el cortante en la base es posible calcular el factor de reserva de resistencia mediante la ec. 1. La expresión que relaciona el factor de reserva de resistencia (RSR), con el nivel la confiabilidad de la estructura se definió anteriormente (ec. 4). **El índice de confiabilidad de la estructura es simplemente el mínimo de los índices de confiabilidad determinados por los diferentes modos de falla.**

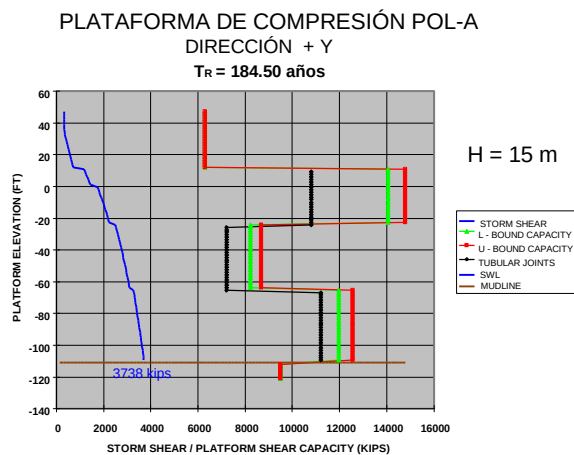


Fig. 6. Resultados del Análisis Durante el Diseño

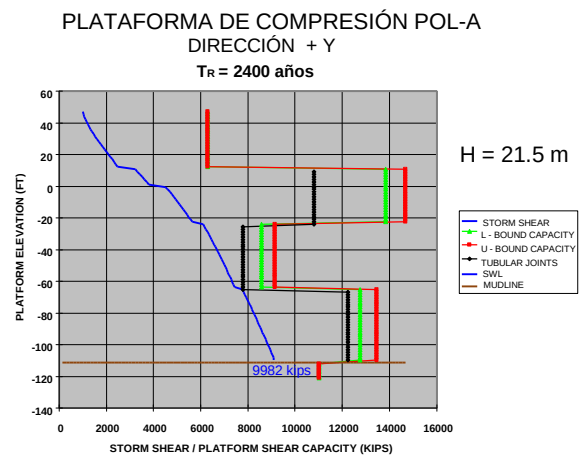


Fig. 7. Resultados del Análisis de Resist. Última

Tabla 5. Resumen de Resultados de los Análisis Realizados a 20 Plataformas (ULSLEA).

Plat. Núm.	Plataforma	Servicio	Cortante basal de diseño (kips)		Cortante basal de resist. Última (kips)		RSR's		β	P_f
			X	Y	X	Y	X	Y		
1	Abkatum-A	Compresión	3150.0	3900.0	8600.0	11115.0	3.00	3.14	4.13	0.0001870
2	Abkatum-A	Prod. Temp.	1950.0	2000.0	4992.0	5300.0	2.82	2.92	4.05	0.0001297
3	Abkatum-A	Enlace	2982.0	3233.0	7363.0	8158.0	2.72	2.78	4.00	0.0001586
4	Abkatum-A	Perforación	2892.0	3220.0	5999.0	6472.0	2.28	2.21	3.75	0.0001126
5	Abkatum-A	Prod. Perm.	4679	4980	11491	12274	2.70	2.71	4.00	0.0001586
6	Abkatum-A	Apoyo	1218	1321	2948	3261	2.66	2.72	3.98	0.0001718
7	Abkatum-D	Prod. Perm.	4612.0	4926.0	12078.0	11579.0	2.88	2.59	3.94	0.0001007
8	Abkatum-D	Perforación	2564	3075	4730	5549	2.03	1.99	3.62	0.0001835
9	Batab-1A	Recuperador	1267.0	1333.0	2462.0	2533.0	2.14	2.09	3.68	0.0001468
10	Caan-A	Perforación	4164.0	4784.0	4532.0	5239.0	1.20	1.20	3.00	0.001350
11	Caan-C	Perforación	4219	4767	4729	5371	1.23	1.24	3.03	0.001223
12	Chuc-A	Perforación	3387	3935	4126	6869	1.34	1.92	3.13	0.0008740
13	Ixtoc-A	Telecom.	1819	1868	5423	5641	3.28	3.32	4.23	0.0001231
14	Och-1B	Recuperador	1105.0	1153.0	2387.0	2318.0	2.38	2.21	3.75	0.0001126
15	Pol-A	Perforación	3429.0	4161.0	6874.0	7184.0	2.21	1.90	3.56	0.0001873
16	Pol-A	Prod. Temp.	2497.0	2794.0	5912.0	5943.0	2.60	2.34	3.82	0.0001604
17	Pol-A	Enlace	1856.0	2002.0	4038.0	4228.0	2.39	2.32	3.81	0.0001666
18	Pol-A	Habitacional	2318.0	2769.0	5090.0	5960.0	2.42	2.37	3.83	0.0001544
19	Pol-A	Compresión	3003.0	3738.0	8332.0	9982.0	3.05	2.94	4.10	0.0001058
20	Pol-D	Perforación	3039.0	3626.0	7372.0	8703.0	2.67	2.64	3.97	0.0001787

RESULTADOS MEDIANTE EL PROGRAMA SACS-COLAPSE

Para el mismo caso (plataforma de Compresión Pol-A), y para una altura de ola de 15 m se revisó la condición de diseño. En la dirección +X, se obtuvo un cortante en la base de 2640.7 kips (1 kip = 453.6 kg); y en la dirección +Y, un cortante de 3823.9 kips. La capacidad última de la plataforma Pol-A, en la dirección +X, fue de 8819.9 kips de cortante en la base (fig.8 y 9); y en la dirección +Y, un cortante de 11739.4 kips (fig.10 y 11). Los resultados que se obtuvieron mediante este programa se muestran en la siguiente tabla. En la tabla 6 se muestran los resultados de los análisis de las 20 plataformas, se indican los cortantes en la base, el factor de reserva de resistencia (RSR) en cada dirección analizada, así como el índice de confiabilidad (β) y la probabilidad de falla (Pf), determinados a partir de la metodología expuesta anteriormente.

Tabla 6. Resumen de Resultados de los Análisis Realizados a 20 Plataformas (SACS-COLAPSE).

Plat. Núm.	Plataforma	Servicio	Cortante basal de diseño (kips)		Cortante basal de resist. última (kips)		RSR's		β	Pf
			X	Y	X	Y	X	Y		
1	Abkatum-A	Compresión	3066.1	4488.3	9014.3	10502.6	2.94	2.34	3.82	0.00016038
2	Abkatum-A	Prod. Temp.	2055.8	2191.5	5941.3	6706.0	2.89	3.06	4.08	0.00011478
3	Abkatum-A	Enlace	3027.5	3684.5	9536.6	11827.3	3.15	3.21	4.18	0.00015188
4	Abkatum-A	Perforación	2994.1	3363.1	5658.8	7398.8	1.89	2.20	3.56	0.00018729
5	Abkatum-A	Prod. Perm.	3828.3	4588.3	12939.7	13719.0	3.38	2.99	4.12	0.00019483
6	Abkatum-A	Apoyo	1315.6	1280.8	5670.2	5520.3	4.31	4.31	4.57	0.00011028
7	Abkatum-D	Prod. Perm.	3857.2	4648.3	11880.2	13387.1	3.08	2.88	4.07	0.00011956
8	Abkatum-D	Perforación	2887.3	3539.7	6150.0	6831.6	2.13	1.93	3.58	0.00021266
9	Batab-1A	Recuperador	1242.2	1136.2	2857.1	2670.1	2.30	2.35	3.80	0.00017309
10	Caan-A	Perforación	4016.4	4540.0	9478.7	8081.2	2.36	1.78	3.48	0.00025284
11	Caan-C	Perforación	3843.5	4952.5	8340.4	6141.1	2.17	1.24	3.04	0.0011828
12	Chuc-A	Perforación	3233.2	4128.5	7533.4	9825.8	2.33	2.38	3.81	0.00016662
13	Ixtoc-A	Telecom.	2258.7	2486.7	7634.4	10170.6	3.38	4.09	4.27	0.00010383
14	Och-1B	Recuperador	752.5	785.7	1678.1	2254.9	2.23	2.87	3.76	0.00010835
15	Pol-A	Perforación	3050.7	3830.4	7870.8	6818.1	2.58	1.78	3.48	0.00025284
16	Pol-A	Prod. Temp.	2514.8	2815.0	8047.4	7459.8	3.20	2.65	3.97	0.00017873
17	Pol-A	Enlace	1763.1	1947.4	4601.7	5335.9	2.61	2.74	3.95	0.00019347
18	Pol-A	Habitacional	2289.5	2746.8	9661.7	13102.2	4.22	4.77	4.54	0.00012643
19	Pol-A	Compresión	2640.7	3823.9	8819.9	11739.4	3.34	3.07	4.15	0.00017209
20	Pol-D	Perforación	2958.2	3674.1	8430.9	9075.0	2.85	2.47	3.89	0.00012244

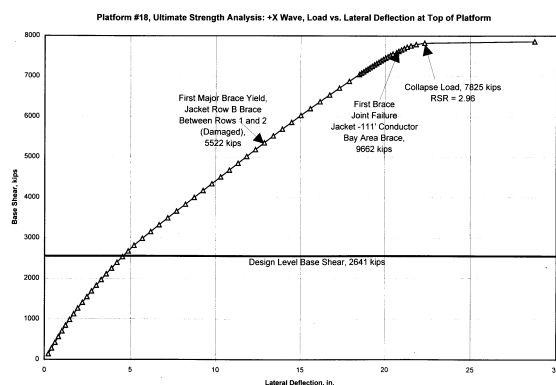


Fig. 8. Curva Esfuerzo-Deformación (+X)

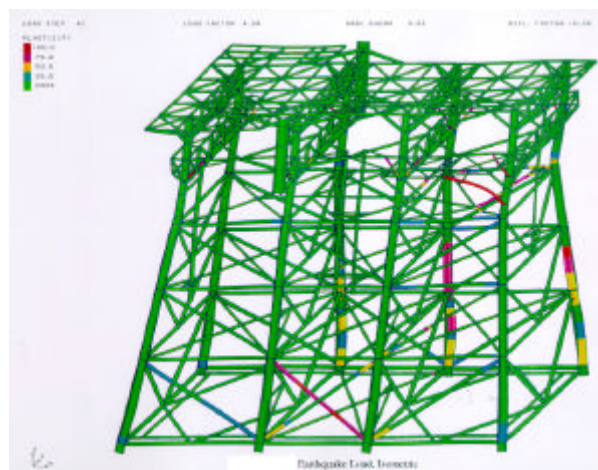


Fig. 9. Elementos Plastificados (+X)

ANÁLISIS DE RIESGO

Se entiende como análisis de riesgo al proceso mediante el cual es posible identificar los peligros (magnitud, duración) a los que se encuentra expuesta una estructura con determinadas características, así como de sus consecuencias potenciales de falla.

En este trabajo, las consecuencias de falla se estimaron considerando el escenario más crítico que pudiera llegar a presentarse durante el paso de una tormenta extrema y parte de la hipótesis en considerar la destrucción total de la plataforma. De tal forma, la pérdida financiera hacia PEMEX se estimó considerando la falla total de la plataforma, la cual incluye los costos de ingeniería, fabricación,

instalación y apoyos diversos, costos del equipo y el costo debido a la perforación de pozos. Además se consideraron las pérdidas económicas provocadas por la pérdida de producción (lo que dejaría de ganar PEMEX), durante el tiempo que habría que esperar hasta que los niveles de producción se recuperen completamente. A continuación, a manera de ejemplo se describe la metodología considerada para determinar las consecuencias de falla de la plataforma de Compresión Pol-A.

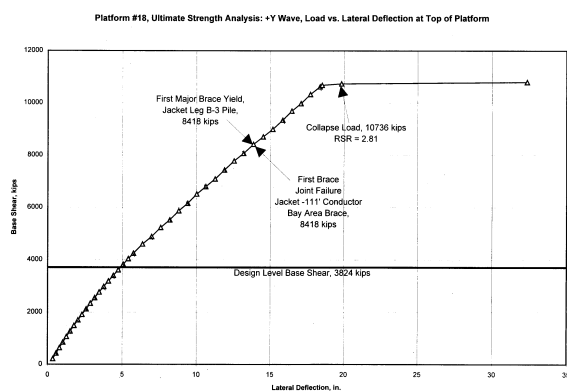


Fig. 10. Curva Esfuerzo-Deformación (+Y)

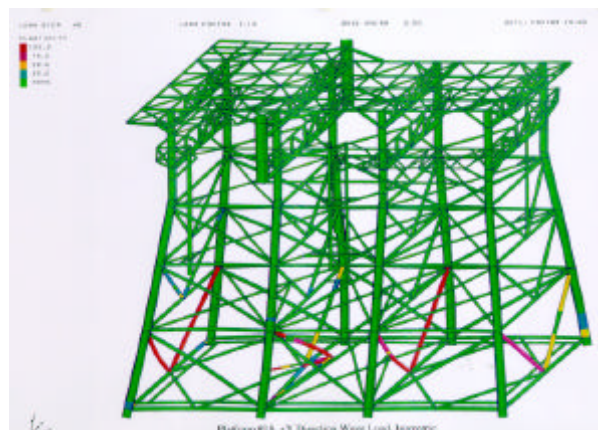


Fig. 11. Elementos Plastificados (+Y)

Ejemplo: Análisis de Riesgo de Falla de la Plataforma de Compresión Pol-A

Descripción de la Plataforma de Compresión Pol-A

Región Marina Suroeste

Fecha de Instalación: Octubre de 1983

Ubicación: Golfo de Campeche

Volumen de Producción en Barriles de Petróleo por Día (bpd):

300 mmpcdg de gas amargo y 30 mmpcdg de gas combustible

(mmpcdg = millones de pies cúbicos de gas diarios)

Clasificación: Altas Consecuencias (la clasificación de Pol-A se realizó tomando en cuenta su importancia estratégica dentro del proceso de producción).

Tirante: 33.8 m

Localización: N19°14'18.3" y long. W92°15'6.2",

De acuerdo a los resultados de los análisis, el índice de confiabilidad de esta plataforma es de $\beta=4.0$ y la $P_F=1.58E-4$, muy superior al índice de confiabilidad recomendado en el *Criterio Transitorio* de 3.23 (ver tabla 4).

La pérdida financiera hacia PEMEX se estimó considerando la falla total de la plataforma, la cual incluye los costos de ingeniería, fabricación, instalación, apoyos diversos y equipo de compresión.

Costos estimados de Ingeniería, Instalación y Apoyos Diversos.

(Incluye pilotes, sub-estructura, super-estructura e instalación de la plataforma)

Monto estimado : \$ 27 Millones de dls.

- Costos de equipo de compresión

Monto estimado : \$ 107 Millones de dls.

- Costos de equipos diversos

Monto estimado : \$ 20 Millones de dls.

- Costo por pérdida de producción.

En caso de que se presente la pérdida total de la plataforma, el tiempo estimado para volver a producir se estima en 27 meses (15 corresponden al tiempo instalación de la plataforma y 12 meses para instalación del equipo de compresión). La pérdida de producción se estimó en función del volumen actual de producción.

Producción estimada (diaria actual): 300 mmpcdg de gas amargo y 30 mmpcdg de gas combustible

Ganancias netas estimadas (10% de la producción total): \$ 2, 694,000,270.00 dls

COSTO DE FALLA: \$ 2,848,000,270.00 dls

Una vez que se han definido los costos de la falla y las probabilidades de que ocurra, es posible establecer una relación entre el nivel de riesgo de las plataformas de la Sonda de Campeche y los niveles de riesgo aceptados por la industria petrolera internacional (ver fig.12). Es conveniente mencionar que las probabilidades de falla estimadas en este estudio, corresponden exclusivamente a fallas por condiciones ambientales que representan entre un 12 a un 20% de la probabilidad de falla total, que generalmente esta compuesta de todas las posibles causas que pueden provocar la falla de las plataformas (fuego, explosiones, colisiones, etc.). Por lo que para fines prácticos, la probabilidad de falla total se determino a partir de considerar que la probabilidad de falla ante condiciones ambientales representa tan sólo un 20% de la probabilidad total.

En la figura 12 se ilustran algunas de las plataformas analizadas en este documento y se comparan con los resultados de la evaluación de plataformas de otras partes del mundo. La numeración indicada en la figura corresponde a la definida en las tablas 5 y 6.

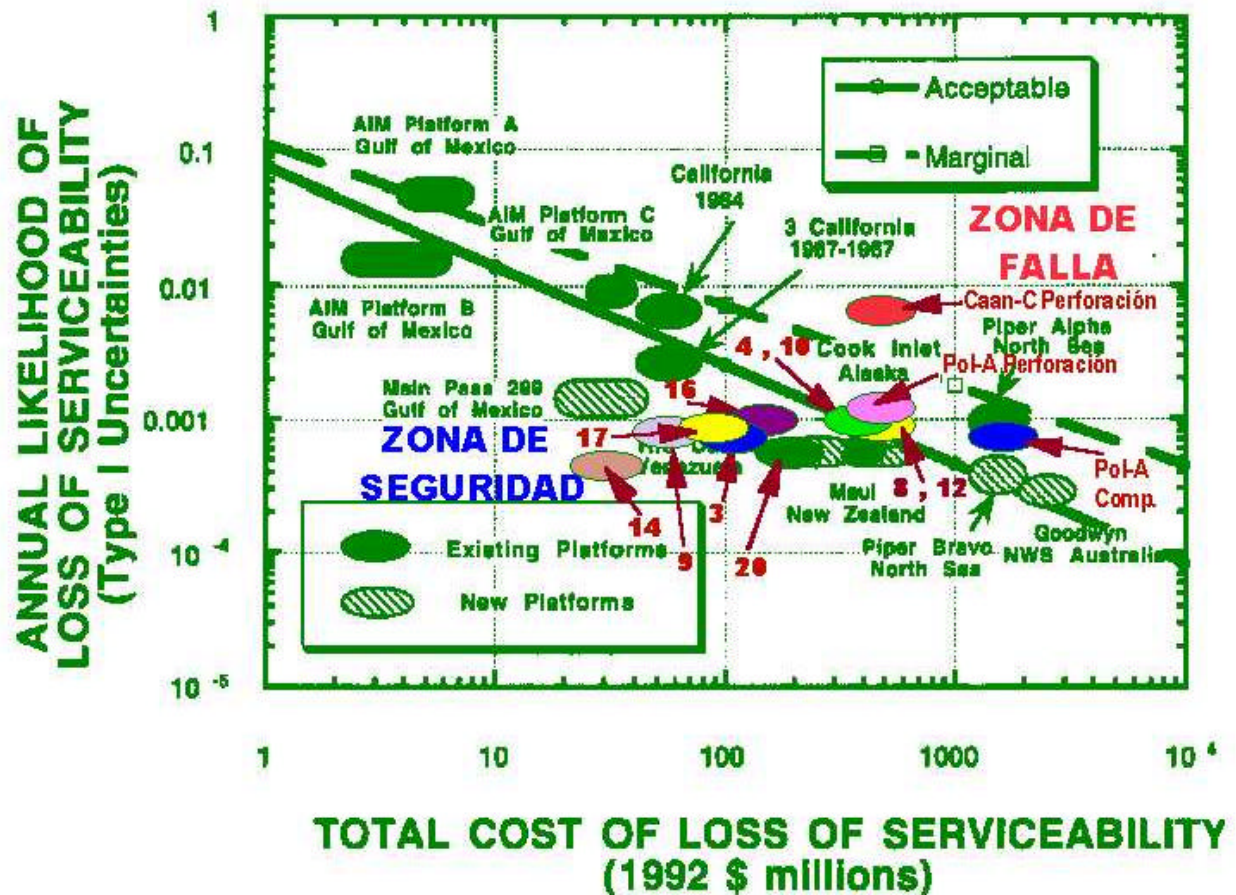


Fig. 12. Niveles de Riesgo de Plataformas Marinas de la Sonda de Campeche

En esta figura se puede observar que a excepción de la plataforma de perforación Caan-C, los niveles de riesgo de las plataformas revisadas en este documento, tienen un nivel de seguridad aceptable de acuerdo a los niveles de riesgo aceptados por la industria petrolera mundial. El alto costo de las instalaciones de PEMEX y la importancia estratégica de la producción petróleo en la economía nacional, obliga a Petróleos Mexicanos a contar con instalaciones más seguras que permitan garantizar la estabilidad y seguridad de sus instalaciones ante un evento ambiental extremo. Los adelantos alcanzados en materia de análisis estructural, estudios de reproducción histórica de tormentas y caracterización de peligros, han permitido implementar y aplicar una metodología más racional para el diseño y la evaluación estructural de plataformas marinas, misma que ayuda en la toma de decisiones para determinar si las instalaciones son adecuadas para los diferentes servicios que actualmente realizan y si es posible continuar con su utilización o no, una vez que se han definido los niveles de riesgo de estas.

CONCLUSIONES

Se determinaron los niveles de seguridad de algunas de las Plataformas Marinas de PEMEX localizadas en Sonda de Campeche ante condiciones de tormenta, se concluyó que estas tienen un nivel de seguridad aceptable de acuerdo a los niveles de riesgo aceptados por la industria petrolera mundial. Sin embargo, es conveniente mencionar que en el desarrollo de un estudio de riesgo es necesario considerar todos los posibles escenarios que pudiesen provocar la falla de una instalación como puede ser la falla debido a una explosión, a una colisión con una embarcación, o debido a un sismo, etc.

Cabe aclarar que la condición por sismo a dado por resultado un nivel de confiabilidad mucho mayor que la condición de tormenta.

La metodología planteada en este estudio sienta las bases para evaluar el nivel de confiabilidad de las actuales y futuras instalaciones de PEMEX en la Bahía de Campeche.

CONTRIBUCIÓN TÉCNICA

-Se aplicó una metodología innovadora que permite calcular el nivel de confiabilidad de plataformas marinas a partir de los resultados de análisis a nivel de diseño y de resistencia última.

—El análisis de riesgo de las plataformas se realizó a partir de calcular las consecuencias potenciales de falla y los peligros a los que esta se encuentra expuestas las plataformas marinas.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio se realizó bajo los auspicios de PEMEX e IMP como parte del proyecto FA0-4968B "Evaluación de Plataformas de la Región Marina Suroeste". En especial se agradece a los ingenieros Victor Valdés y Rodolfo Maya de PEMEX, por la ayuda y confianza brindada en la realización de este proyecto. De igual forma, se agradece a los ingenieros Yildirim Bayazitoglu y Luis Rey de Brown & Root International, Inc., por proporcionar los resultados de los análisis a nivel de diseño y de resistencia última de las plataformas revisadas durante este estudio. Por último, se agradece muy en especial la participación de los ingenieros Oscar Valle, Roberto Ortega, Gregorio Inda y Faustino Pérez del Instituto Mexicano del Petróleo en el desarrollo de este proyecto. Además se agradece al Ing. Miguel Martínez Flores del mismo instituto, por su valiosa colaboración en la estimación de costos realizada en el desarrollo de este artículo.

REFERENCIAS

1. API, (1993), Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design. API RP2A-WSD, 20th Edition, July.
2. Bea, R.G., (1997a), Risk Based Oceanographic Criteria for Design and Requalification of Platforms in the Bay of Campeche. Reporte para PEMEX/IMP, Marzo.
3. Bea, R.G., (1997b), "Background for the Proposed International Standards Organization Reliability Based Seismic Design Guidelines for Offshore Platforms". Offshore Mechanics and Arctic Engineering Conference, Yokohama, Japón. April.
4. Bea, R.G., (1997c), Risk Based Oceanographic and Earthquake Criteria for Design and Requalification of Platforms, Pipelines, and Floating Subsea Systems for Offshore Mexico. Report on Work Performed During April and May 1997, June.
5. Bea, R.G., (1997d), Risk Based Oceanographic and Earthquake Criteria for Design and Requalification of Platforms in the Bay of Campeche. Ocean Engineering Services, Report to Petroleos Mexicanos, Instituto Mexicano del Petróleo and Brown and Root International Inc., Moraga California, August.
6. Brown & Root International, Inc., 1997. Memorias de los Análisis de Resistencia Última de Plataformas, realizadas dentro del proyecto: "Diseño de Reparación de Daños a Subestructuras de la Región Marina Suroeste por el Paso del Huracán Roxanne", para PEMEX Exploración y Producción.
7. Chávez, M., (1987). Análisis de riesgo sísmico en varios sitios de la Bahía de Campeche. Instituto de Ingeniería, UNAM, México, D.F.

8. Chávez, M., (1997a). On the Seismic Hazard of the Campeche Bay Region. Prepared for Meeting About the PEMEX Transition Normativity for the Bay of Campeche, Berkeley, CA, March.
9. Chávez, M., (1997b). "Seismic Hazard and Design Spectra for Sourthern Gulf of Mexico", 16th International Conference on Offshore Mechanics and Artic Engineering OMAE '97, Proceedings of Eartquake Criteria Worshop Recent Developments in Seismic Hazard and Risk Assessments for Port, Harbor, and Offshore Structures, Yokohama, Japan, April 17, American Society of Mechanical Enginers, New York, N.Y.
10. IMP, (1997). "Criterio Sísmico Transitorio para la Evaluación de Plataformas Marinas", Memorias del Congreso Nacional de Ingeniería Sísmica, Veracruz, Ver. Noviembre.
11. ISO, (1996). Análisis, Diseño, Inspección y Mantenimiento de Instalaciones Costafuera, Septiembre.
12. Oceanweather Inc., (1996b). Final Report,Update of Meteorological and Oceanographic Hindcast Data and Normals and Extremes Bay of Campeche. Report to Brown and Root International inc., Cos cob, CT.
13. Oceanweather Inc., (1996a). Final Report, Hurricane Roxanne/1996 Hindcast Study. Report to Brown and Root International inc., Cos cob, CT.
14. PEP/IMP, (1997). Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, PEP / IMP, primera edición, Mayo.
15. PEP/IMP, (1998). Segunda Edición del Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, PEP / IMP, segunda edición, Abril.
16. Soriano J.A. y Ramos, R.J., et al, (1998). "Condiciones Meteorológicas y Oceanográficas para el Diseño de plataformas y Líneas Submarinas en la Sonda de Campeche", Instituto Mexicano del Petróleo, XI Congreso Nacional de Ingeniería Estructural, Monterrey, Nuevo León, México. Noviembre.
17. Soriano, J.A., (1999), Caracterización de Peligros Oceanográficos y Meteorológicos. Memorias del Primer Curso del Criterio Transitorio: Plataformas Marinas. Ciudad del Carmen, México. Realizado del 25 al 29 de Enero de 1999.
18. Soriano J.A., Ramos, R.J., et al, (1998a). "Criterio Transitorio para Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche", Instituto Mexicano del Petróleo, XI Congreso Nacional de Ingeniería Estructural, Monterrey, Nuevo León, México. Noviembre 1998.
19. Soriano J.A., Vázquez, R., et al, (1998b). "Análisis de Confiabilidad de la Plataforma de Compresión Pol-A", Instituto Mexicano del Petróleo, XI Congreso Nacional de Ingeniería Estructural, Monterrey, Nuevo León, México. Noviembre 1998.