

CRITERIO TRANSITORIO PARA DISEÑO Y EVALUACION DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN LA SONDA DE CAMPECHE

**R. Ortega Ramírez¹, A. Soriano Martínez¹, R. Ramos Heredia¹,
G. Inda Sarmiento¹, O. Valle Molina¹, E. Heredia Zavoni² y R. G. Bea³**

1 INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
Eje Central Lázaro Cárdenas No. 152, Col.
San Bartolo Atepehuacan, CP. 07730,
Gustavo A. Madero, México, D.F.
Tel. 3685911 Exts. 20504 y 20902
Fax. 3684537
Email: asoriano@akal.si.imp.mx

2 INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM
Ciudad Universitaria, México, D.F.
Apartado Postal 70-472
Coyoacán, 04510
Tels. 6223464 y 6223460
Fax. 6223477
Email: heredia@leviatan.iingen.unam.mx

3 UNIVERSIDAD DE CALIFORNIA, BERKELEY
Department of Civil & Environmental
Engineering, 212 McLaughlin Hall.
Berkeley, CA 94720-1712
Tel. (510) 6420967
Fax. (510) 6438919
Email: rgbea@euler.berkeley.edu

RESUMEN

Se presenta el Criterio Transitorio basado en riesgo para el diseño y evaluación de plataformas fijas en la Sonda de Campeche. Se clasifican las plataformas en tres categorías de seguridad y servicio (SSC) con base en los volúmenes de producción. Se definen probabilidades de falla e índices de confiabilidad para diseño y evaluación para cada SSC. Con base en los índices de confiabilidad se especifican parámetros meteorológicos y oceanográficos para las diferentes revisiones estructurales, así como los factores de carga y seguridad correspondientes. Los estudios de riesgo fueron complementados con la participación de personal de PEMEX Exploración Producción (PEP) de modo que la filosofía de operación de PEMEX quedará apropiadamente plasmada en los parámetros que establece este Criterio Transitorio. Se establece la metodología que se siguió para definir los parámetros meteorológicos y oceanográficos, los factores de seguridad y de carga correspondientes para los análisis ante condiciones de Tormenta, Operación, Transportación, Estabilidad durante la Instalación, Cargas de Oleaje en Cubiertas y Fatiga. Además, se presentan las bases de los parámetros sísmicos para la evaluación y el diseño de las plataformas marinas de PEMEX, así como los factores de seguridad asociados. Este criterio es la primera normatividad mexicana para diseño y evaluación de instalaciones costa fuera que responde a las condiciones ambientales de la Sonda de Campeche y que es congruente con los niveles de riesgo aceptable para la industria petrolera nacional.

INTRODUCCIÓN

Actualmente Pemex Exploración y Producción (PEP), cuenta con una infraestructura costa fuera para la explotación de hidrocarburos integrada aproximadamente por 200 plataformas marinas fijas y 1,900 km de tuberías, 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 1997, PEMEX Exploración y Producción anunció el inicio de un nuevo proyecto de inversión de 825 millones de dólares para modernizar y optimizar la infraestructura productiva de la Sonda de Campeche. Su alcance incluye la construcción de gasoductos y oleoductos marinos; plataformas de perforación, producción, compresión, inyección de gas, habitacionales y enlace. Aunado a esto, el empleo de nuevas técnicas de evaluación de yacimientos ha confirmado reservas superiores a lo anteriormente estimado, y esto, a su vez, ha motivado el desarrollo de procedimientos para determinar el estado estructural de las instalaciones con miras a incrementar su vida útil. Estos procedimientos han sido extendidos para determinar también parámetros de diseño que reflejen la importancia estratégica de estas instalaciones para la economía del país.

Con el afán de establecer una metodología congruente para la evaluación y el diseño de las plataformas marinas de PEMEX en la Sonda de Campeche, que tomara en cuenta las consecuencias de una falla potencial de estas durante un evento extremo en el entorno económico, político y social de nuestro país, PEP y el IMP en colaboración con la Universidad de California realizaron un estudio de riesgo integral de las instalaciones marinas de PEMEX. La metodología propuesta se apoya en una evaluación cuantitativa de los costos y las consecuencias de falla, así como en un enfoque probabilista de los parámetros que rigen el comportamiento estructural y los límites de seguridad.

Para establecer los intervalos adecuados para los factores de seguridad se deben definir los estados límite del sistema estructural. Posteriormente, es necesario definir un parámetro de la respuesta que pueda compararse con la acción combinada de acciones que afectan la estructura. La relación de ambos componentes (respuesta y solicitaciones) es regida mediante el índice de confiabilidad. El índice

de confiabilidad requerido es función directa de la probabilidad de falla aceptable para el sistema, que se establece en función de las consecuencias de la falla del mismo.

En el CT se han establecido dos estados límite: el Estado Límite de Colapso (**ELC**) o último y el Estado Límite de Servicio (**ELS**). El ELC gobierna los factores de seguridad ante condiciones de tormenta extrema y sismo, y el ELS gobierna los factores de seguridad de las revisiones en condiciones de operación.

Establecimiento de las Consecuencias de Falla

En general, las consecuencias de falla se establecen en función de la posible pérdida de vidas humanas, del daño e impacto ambientales y del impacto económico que representaría la falla potencial. El impacto económico debe incluir los costos de la suspensión de producción (costo de oportunidad), los costos de reinicio de la misma y los costos de la reparación o reemplazo de la plataforma, entre otros.

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 la consecuencia de falla es el impacto económico correspondiente al cese de la producción manejada durante el período de rehabilitación o reemplazo de la estructura, entendiendo como producción manejada al volumen de producción que una plataforma recibe y procesa, expresado en barriles por día.

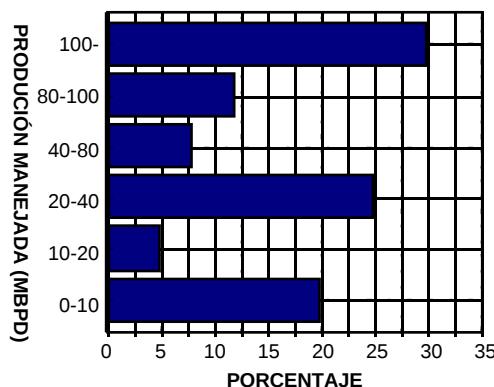


Figura 1. Producción manejada por las plataformas de la Sonda de Campeche

En la Sonda de Campeche operan distintos tipos de plataformas marinas fijas que tienen asociada una consecuencia de falla diferente de acuerdo a su papel dentro del esquema de producción. El 30% de las plataformas instaladas en el área realizan funciones de perforación y producción, el 18% funciones de enlace, el 9% funciones de compresión de gas y rebombeo de crudo, y el 20% actividades de inyección. El 4% de las restantes son plataformas habitacionales y el 19% realizan actividades de telecomunicaciones o sirven de soporte a puentes y quemadores. La Fig. 1 muestra la distribución porcentual de la producción manejada por los seis tipos de plataformas.

Con base en la información anterior se establecieron tres categorías en función del volumen de producción manejada, como se muestra en la Tabla 1. En el caso de plataformas que manejan un volumen de producción mayor a 100 MBPD se considera que su falla será de muy altas consecuencias. La falla de plataformas que manejan entre 50 y 100 MBPD se considera de altas consecuencias. Finalmente, las consecuencias de falla moderadas corresponden a plataformas que manejan entre 20 MBPD y 50 MBPD.

Tabla 1. Clasificación de Plataformas por su Producción

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

Probabilidad de Falla Asociada

Una vez establecidas las consecuencias de falla, es necesario establecer las probabilidades de falla asociadas (requeridas o objetivo). La premisa fundamental es que el diseño debe alcanzar una relación óptima de costo-beneficio que permita minimizar el costo total sin poner en riesgo la seguridad de la estructura. El valor esperado presente del costo total, $E[C_T]$, está dado por:

$$E[C_T] = (C_o - \Delta C_i \log_{10} P_F) + (C_F P_F PVF) \quad (1)$$

siendo C_o , el costo que implica la puesta en operación de la plataforma (fabricación, instalación y funcionamiento); P_F , es la probabilidad anual de falla de la estructura; PVF , es la función de valor presente; ΔC_i , representa el costo necesario para reducir la probabilidad de falla anual (P_F) por un factor de 10 y C_F representa el costo (futuro) de rehabilitación o reemplazo de la plataforma en caso de falla y los costos por mantenimiento, pérdida de producción, salvamento futuro, limpieza, etc.

Definiendo la probabilidad de falla óptima (P_{Fo}) como aquella que minimiza el valor esperado del costo total, tenemos derivando la ecuación anterior (Ec. 1) e igualando a cero la siguiente expresión:

$$P_{Fo} = \frac{0.435 \Delta C_i}{PVF C_F} \quad (2)$$

donde el cociente $\frac{C_F}{\Delta C_i} PVF$ se puede considerar como una medida de las consecuencias de falla CM ,

$$CM = \frac{C_F}{\Delta C_i} PVF \quad (3)$$

La medida de las consecuencias de falla aumenta proporcionalmente con el costo futuro y es inversamente proporcional a ΔC_i . Substituyendo la Ec. 3 en la Ec. 2, tenemos:

$$P_{Fo} = \frac{0.435}{CM} \quad (4)$$

La probabilidad de falla óptima (P_{Fo}) se emplea para establecer los niveles de seguridad con los que se diseñarán las estructuras nuevas. En el caso de evaluación de estructuras, un criterio para determinar la probabilidad de falla correspondiente consiste en suponer que el costo para mejorar las condiciones de las mismas y alcanzar una cierta confiabilidad es el doble del costo inicial que tendría en una plataforma nueva diseñada para dicha confiabilidad. A la probabilidad de falla para evaluar las plataformas existentes la llamamos probabilidad marginal y la denotamos por P_{Fm} . Con base en este criterio se puede demostrar que:

$$P_{Fm} = 2P_{Fo} = \frac{0.87}{CM} \quad (5)$$

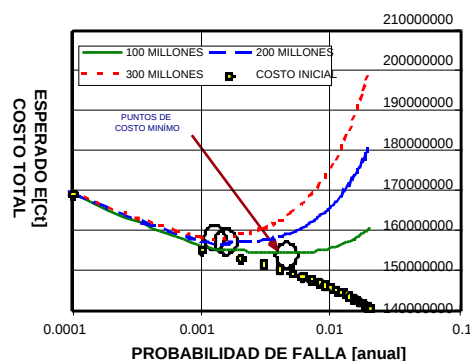


Figura 2. Evaluación de la utilidad óptima costo-beneficio.

La probabilidad de falla marginal representa los límites permisibles que deben cumplir las instalaciones marinas existentes. Para definir las probabilidades de falla para cada categoría se evaluaron los costos iniciales y futuros de distintas plataformas (ver Fig. 2) y se calcularon las consecuencias de falla CM . Utilizando las Ecs. 4 y 5 se obtuvieron probabilidades de falla óptimas y marginales. Estas probabilidades de falla fueron calibradas con: (1) los registros históricos de estadísticas de fallas de plataformas similares en otras partes del mundo; (2) con las probabilidades de falla implícitas en códigos

y estándares de diseño que actualmente se emplean a nivel internacional, (3) con los estándares de riesgo de la industria petrolera mundial en función de los volúmenes de producción y (4) con el comportamiento observado de las plataformas (durante el paso del huracán Roxanne) en el proyecto de evaluación.

Una vez definida la probabilidad de falla aceptable con la metodología anterior, el índice de confiabilidad (β) puede ser calculado de la siguiente expresión:

$$P_f = 1 - \Phi(\beta) \quad (6)$$

En esta ecuación, Φ es la función de distribución normal acumulada.

Las probabilidades de falla e índices de confiabilidad implícitos en el desarrollo del Criterio Transitorio se listan en la Tabla 2 para cada categoría. La Fig. 3 muestra la ubicación de los niveles de riesgo establecidos en el CT con respecto a los niveles de riesgo aceptados por las normas y estándares internacionales.

Tabla 2. Clasificación de seguridad y servicio e índice de confiabilidad anual

CLASIFICACIÓN	β (nuevas)	P_F (nuevas)	β (existent.)	P_F (existent.)
Muy Alta	3.60	2.0 E-4	3.40	4.0 E-4
Alta	3.44	3.5 E-4	3.23	7.0 E-4
Moderada	3.33	5.0 E-4	3.12	1.0 E-3

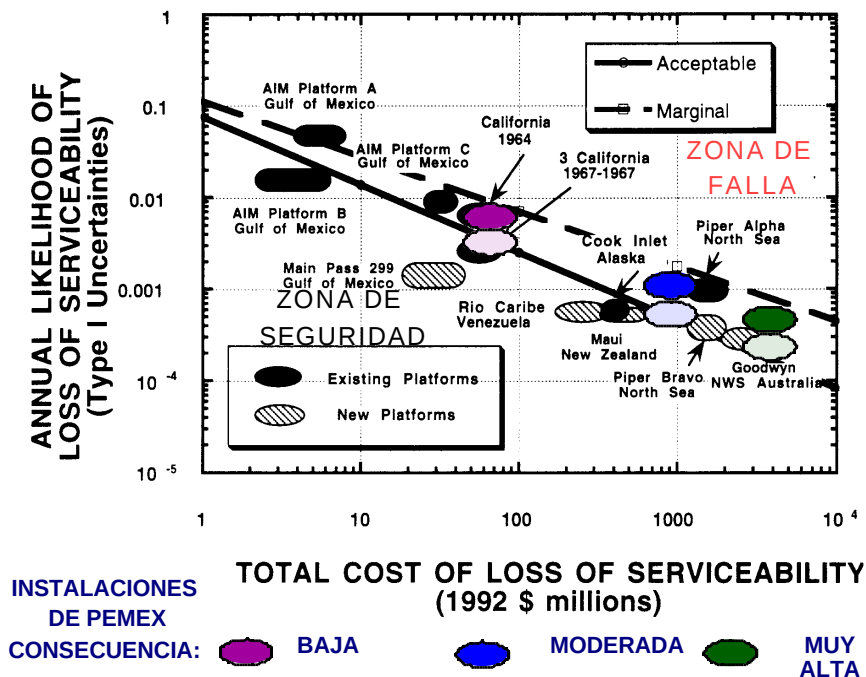


Figura 3. Niveles de riesgo aceptados por la industria petrolera mundial (Bea, 1997).

Factores de Reserva de Resistencia

El factor de seguridad global de una estructura puede definirse en términos del ELC a través del Factor de Reserva de Resistencia (RSR). El RSR está dado por la siguiente expresión:

$$RSR = P_u / S_R \quad (7)$$

donde P_u es la capacidad de carga última obtenida de un análisis de colapso progresivo de la plataforma y S_R es la carga lateral total obtenida considerando una altura de ola de referencia (15 m en el caso del CT). Por otro lado, la expresión que relaciona el factor de reserva de resistencia y el índice de confiabilidad de la estructura está dada por:

$$RSR = \frac{B_S}{B_R} \exp\left(\beta \sigma_{\ln R/S} - 2.33 \sigma_{\ln S}\right) \quad (8)$$

donde B_S es el sesgo (relación entre el valor real y el valor calculado) en el procedimiento de estimación de solicitaciones y B_R es el sesgo en el procedimiento de estimación de la resistencia estructural (incluyendo efectos dinámicos y correcciones por el método empleado). $\sigma_{\ln S}$ es la desviación estándar

del logaritmo de la sollicitación y $\sigma_{lnR/S}$ es la desviación estándar total de los logaritmos de la resistencia y la sollicitación. $\sigma_{lnR/S}$ se determina con la siguiente expresión:

$$\sigma_{lnR/S}^2 = \sigma_{lnRu}^2 + \sigma_{lnS}^2 \quad (9)$$

Bea (1997), Soriano y Ramos (1999) estimaron los valores de los sesgos e incertidumbres a partir de una revisión de los resultados del estudio integral de condiciones ambientales realizado por Oceanwather (1996) para el Golfo de México y de información estadística referida en publicaciones y revistas internacionales, que representan el estado del arte en el tema. Los valores estimados permitieron reducir la Ec. 8 en la siguiente expresión:

$$RSR = 0.67 \exp(0.81\beta - 1.86) \quad (10)$$

La relación entre el índice de confiabilidad, las intensidades para el diseño y evaluación de las plataformas, así como los factores de reserva de resistencia para las diferentes categorías establecidas en el CT se presentan en la Tabla 3. Los períodos de retorno (Tr) se obtuvieron mediante la expresión ($P_F = 1/Tr$), válida únicamente para eventos ambientales extremos.

Tabla 3. Índices de confiabilidad y Factores de Reserva de Resistencia RSR (sin considerar carga de oleaje sobre cubiertas).

CLASIFICACIÓN	β (nuevas)	P_F (nuevas)	Tr (años)	RSR (nuevas)	β (existentes)	P_F (existentes)	Tr (años)	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

Factores de Reducción de Carga

En algunos casos, durante el proceso de evaluación de plataformas, el complejo análisis de colapso progresivo puede evitarse. En tales condiciones, la evaluación se realiza mediante un análisis elástico (a nivel de diseño) en donde las sollicitaciones ambientales son afectadas con el Factor de Reducción de Carga (LRF). El LRF está dado por la siguiente relación:

$$LRF = \frac{RSR}{FS_{CE} B_{CE} SRF(DM)} \quad (11)$$

siendo FS_{CE} el factor de seguridad del miembro más vulnerable a la falla ante cargas inducidas por tormenta, B_{CE} el sesgo correspondiente (capacidad real/capacidad especificada en el código correspondiente), SRF el factor de redundancia estructural y DM el margen para permitir posibles errores del diseñador/evaluador. En la Tabla 4 se presenta un resumen de los valores del RSR y del LRF (considerando $DM = 1.0$) especificados en el CT.

Tabla 4. 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 la tabla 5		

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.

PARÁMETROS METEOROLÓGICOS Y OCEANOGRÁFICOS PARA DISEÑO Y EVALUACIÓN

Condiciones de Tormenta

El diseño de las instalaciones marinas para producción de hidrocarburos en la Sonda de Campeche es regido por las solicitaciones inducidas por la acción combinada del oleaje, viento, corriente y marea generadas por diferentes mecanismos meteorológicos y oceanográficos, principalmente tormentas de invierno (Nortes) y huracanes. Las intensidades de diseño son generadas a partir de información estadística característica de las tormentas más significativas, misma que es posteriormente procesada y ajustada a alguna distribución de densidad de probabilidad para estimar eventos extremos que pudieran suscitarse, así como sus períodos de retorno. Este proceso recibe el nombre de análisis de extremos.

Quando los registros de los eventos significativos no conforman una muestra estadísticamente representativa, es necesario recurrir a la reproducción de las características de tormentas históricas previas (hindcast) mediante modelos matemáticos (numéricos). Con estos modelos se obtienen, por ejemplo, alturas de ola significativa a partir de cartas sinópticas o de clima.

La falta de registros en la Sonda de Campeche obligó a la realización de un estudio integral de las condiciones normales y extremas predominantes en la zona. Un total de 22 tormentas de invierno y 47 huracanes presentados durante los últimos 66 años en el Golfo de México, fueron reproducidos (Oceanweather, 1996a) para formar la base de datos para el análisis de extremos.

Los resultados del estudio de reproducción histórica de tormentas fueron posteriormente analizados para determinar los extremos de la velocidad del viento, de la altura de la ola, del oleaje y la corriente en los sitios de interés. Esta información permitió determinar los parámetros meteorológicos y oceanográficos para el diseño y evaluación ante condiciones de tormenta, operación y transportación de plataformas (Soriano, Ramos et al, 1998). En la Fig. 4 se presenta la localización de algunos puntos de la malla del modelo numérico de reproducción de tormentas.

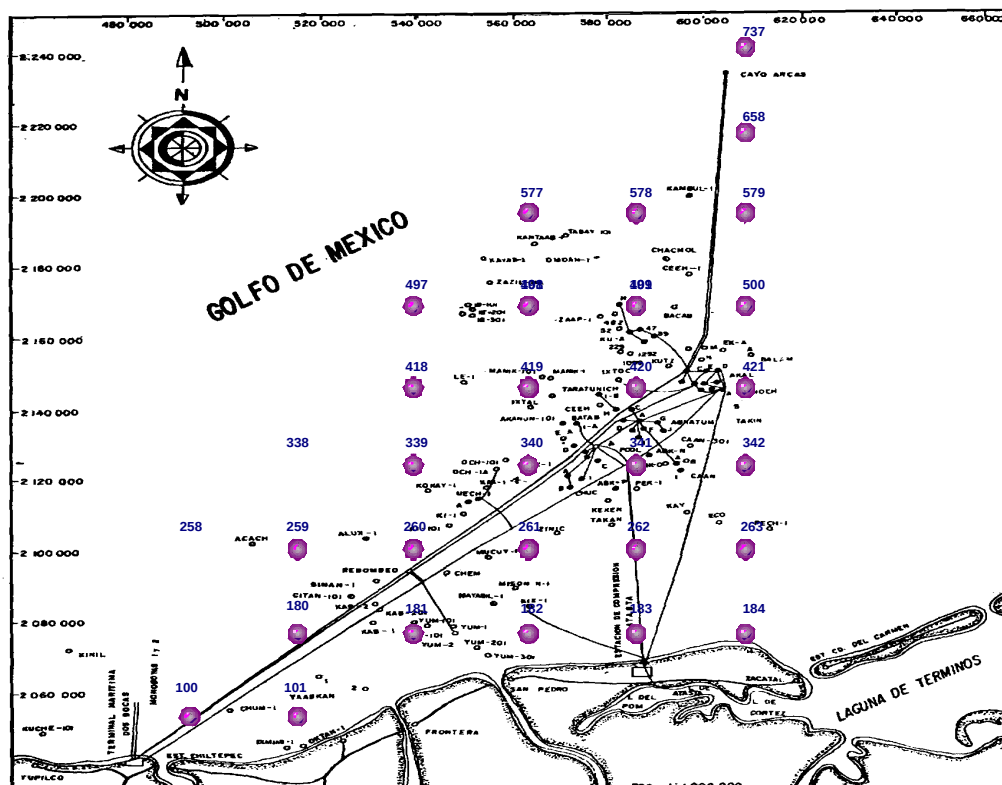


Figura 4. Puntos considerados del estudio integral para determinar la cargas ambientales que rigen en la Sonda de Campeche.

La Tabla 5 presenta los parámetros meteorológicos y oceanográficos resultado del análisis de extremos para una localización específica en la Sonda de Campeche.

Tabla 5. Extremos meteorológicos y oceanográficos considerando población de huracanes y tormentas de invierno para Abkatum, Chuc B y Pool.

Parámetros	Diseño	Evaluación			
		Rango Elástico	Resistencia Última		
		Nivel Diseño	Moderada	Alta	Muy Alta
Período de retorno de referencia (años)	383	184	1963	2401	4394
Altura de ola máxima (m)	16.7	15	21	21.5	23
Período de la ola (s)	12.90	12.20	14.74	14.96	15.62
Marea astronómica (m)	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Marea de tormenta (m)	1.25	1.15	1.50	1.52	1.61
Velocidades máximas de viento a 10 m SNMM (m/s)					
3 s	61.63	55.65	77.22	79.05	84.52
5 s	59.56	53.78	74.63	76.39	81.68
15 s	55.10	49.75	69.04	70.67	75.57
1 min.	49.48	44.68	61.99	63.46	67.85
1 hr	41.34	37.33	51.80	53.03	56.70
Velocidades de corriente (cm/s):					
0% de la profundidad	103	99	132	135	144
50% de la profundidad	98	94	127	130	139
95% de la profundidad	93	89	122	125	134

Condiciones de Operación

Una vez que una plataforma marina fija ha sido diseñada ante condiciones de tormenta extrema es necesario verificar si su comportamiento ante condiciones ambientales menos severas es adecuado para evitar el cese de las operaciones normales. De una manera formal, las condiciones de operación deben ser definidas en función del Estado Límite de Servicio (ELS). Sin embargo, esta definición está aún en proceso de desarrollo para su incorporación al CT.

De acuerdo con el API RP 2A-WSD (1993), la combinación de solicitaciones para la revisión por operación deberá ser representativa de condiciones ambientales moderadamente severas para la plataforma. La referencia establece que estas no deben ser necesariamente condiciones límite que al ser excedidas requieran la suspensión de operaciones de la estructura. En la parte norte del Golfo de México (EEUU) se utilizan típicamente los parámetros ambientales asociados al análisis de extremos de una población de tormentas de invierno con períodos de retorno de 1 a 5 años.

Otros reglamentos establecen probabilidades de excedencia para las condiciones asociadas con procesos ambientales frecuentes. El reglamento canadiense CSA-S471 (1992) establece que los procesos ambientales frecuentes deben ser caracterizados con una probabilidad de excedencia (anual), P_E , no mayor a 10^{-2} . Sin embargo no hace referencia a la calidad ni a la cantidad de información ambiental con la que se cuente.

La recomendación actual establecida en el CT está basada en el análisis de extremos de la información meteorológica y oceanográfica correspondiente exclusivamente a la población de tormentas de invierno (Soriano y Ramos, 1997a). Esta población cubre un intervalo de 36 años, durante el cual se presentaron 22 tormentas importantes (alturas de ola significante mayores a 2 metros).

El período de retorno correspondiente se establece utilizando la siguiente expresión:

$$P(X > x) = \frac{Y}{nT(x)} \quad (12)$$

la cual relaciona la probabilidad de excedencia ($P(X > x)$) con el período de retorno ($T(x)$) para un número limitado de tormentas dentro de la población. El parámetro n representa el número de tormentas que se presentaron en Y años. La Tabla 6 muestra la variación de la probabilidad de excedencia con el período de retorno para las condiciones de la Sonda de Campeche.

Se puede apreciar de la Ec. 12, que cuando el número de tormentas en la población es comparable con el número de años en los cuales se presentaron, la probabilidad de excedencia esta dada por la inversa del período de retorno. En estas condiciones, un período de retorno de 5 años representa una probabilidad de excedencia de 20%. Más aún, mientras mayor sea el número de tormentas n en Y años, la probabilidad de excedencia tiende a ser menor que la inversa del período de retorno. Con estas consideraciones, las condiciones ambientales definidas en el CT para revisión por operación se asociaron a un período de retorno de 10 años, que representa una probabilidad de excedencia menor al 20% para las condiciones locales. En la Tabla 7 se presenta un ejemplo típico de la definición de parámetros ambientales para un sitio específico de la Sonda de Campeche.

Tabla 6. Período de retorno vs probabilidad de excedencia

PERÍODO DE RETORNO ASOCIADO (años)	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA (%)
10	16.4
5	32.7

Tabla 7. Extremos meteorológicos y oceanográficos para condiciones de operación en las Areas de Akal, Balam, Batab, Ek, Ixtoc y Taratunich considerando exclusivamente tormentas de invierno.

Período de retorno (años)	10
Altura de ola significativa (m)	3.82
Altura máxima de la ola (m)	7.09
Período de la ola (s)	10.68
Altura de la marea astronómica (m)	0.76
Altura de la marea de tormenta (m)	0.36
Velocidades máximas de viento a 10 m (m/s) 1 hr	15.7
Velocidades de corriente (cm/s)	
0%	42
50%	37
95%	20

Condiciones de Transportación

La transportación de los diferentes componentes estructurales desde los patios de fabricación hasta el sitio de instalación representa una compleja tarea que requiere de una planeación detallada. Una vez que la barcaza y su remolque han sido seleccionados de acuerdo con las características del componente transportado y la capacidad del remolque, se deberá garantizar la estabilidad del sistema ante las condiciones ambientales máximas esperadas durante la travesía. Algunas prácticas de diseño recomiendan que la revisión estructural se realice con condiciones ambientales correspondientes a un período de retorno de 10 años cuando la transportación excede de 30 días (NDA, 1985). Si la transportación se realiza en un tiempo menor de 30 días, entonces se aplica un factor de reducción a este criterio. El factor de reducción esta basado en considerar un riesgo equivalente.

La asociación canadiense de estándares (CSA, 1989) establece que para el caso en que se planea una operación de transportación que no pueda ser realizada durante el tiempo cubierto por un pronóstico confiable, se deberán tomar en cuenta en el análisis las condiciones oceanográficas más críticas probables que se puedan presentar durante el período de la misma. Normalmente se asumen

condiciones ambientales con un período de retorno no menor a 10 años (considerando la población de tormentas que dominen en la temporada del año en que se realice la transportación). Otras recomendaciones establecen que la revisión debe hacerse considerando las condiciones oceanográficas pronosticadas que tengan un riesgo de ser excedidas en un rango del 1% al 5% (durante el período de tiempo requerido para que la embarcación realice sus operaciones en forma segura (API, 1993)).

Diversos estudios de condiciones ambientales en la Sonda de Campeche (Soriano y Ramos, 1997b,c) permiten recomendar que la transportación de componentes estructurales se realice dentro del período comprendido entre los meses de enero y mayo (fuera de la temporada de huracanes), ya que esto permitirá reducir el riesgo de pérdida de vidas humanas y pérdidas económicas ante un posible volcamiento. De otra manera, se deberá contar con un pronóstico confiable de las condiciones ambientales que garantice estados de mar favorables para la maniobra.

Los parámetros meteorológicos y oceanográficos para diseño bajo condiciones de transportación recomendados se especifican en la Tabla 9. Estos parámetros representan las condiciones más desfavorables que se presentan sobre la ruta típica de transportación de los patios de fabricación en Tamaulipas y Veracruz a la zona de instalaciones en la Sonda de Campeche (ver Fig. 5). Los parámetros están definidos considerando exclusivamente el análisis de extremos de la población de tormentas de invierno (Nortes). Por esta razón son válidos únicamente para maniobras realizadas fuera de la temporada de huracanes.

Tabla 9. Parámetros para diseño en condiciones de transportación para estructuras a ser instaladas en la Sonda de Campeche.

PARÁMETROS DE DISEÑO	CATEGORÍA DE EXPOSICIÓN
	MUY ALTA
Altura de ola significativa H_{sig} (m)	5.38
Período pico espectral (s)	11.86
Velocidad de viento asociado con H_{sig} a 10 m SNMM (m/s)	14.36
Velocidad superficial de corriente Asociada con H_{sig} cm/s	26

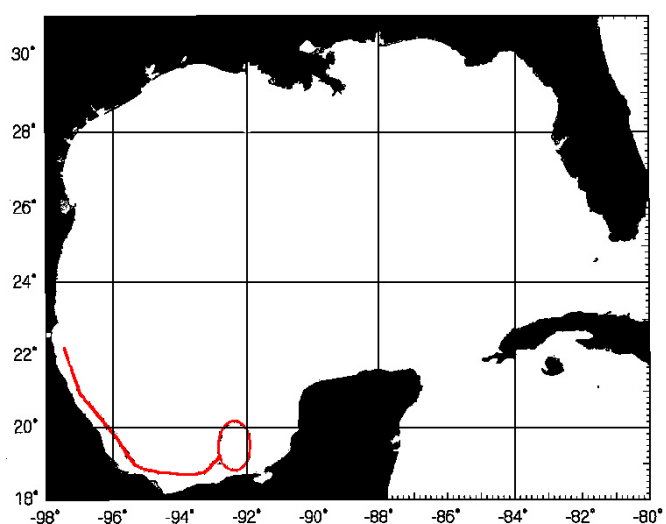


Figura 5. Trayectoria considerada en la estimación de parámetros para análisis en condiciones de transportación .

Condiciones de Estabilidad Durante la Instalación

Las condiciones de estabilidad durante la instalación están por el momento limitadas a garantizar la estabilidad (sustentación, lateral, de volteo y giro) de la subestructura desde que es depositada sobre el lecho marino y hasta que el segundo pilote ha sido hincado. Los parámetros meteorológicos y oceanográficos correspondientes fueron obtenidos del análisis de extremos de la población de tormentas de invierno únicamente y por lo tanto son válidos para maniobras realizadas fuera de la

temporada de huracanes. La intensidad de los parámetros fue seleccionada (Soriano y Ramos, 1997) con base en las solicitudes utilizadas previamente para este tipo de análisis de común acuerdo con PEP, considerando que dichos parámetros han resultado en diseños confiables. Los parámetros ambientales correspondientes se presentan en la Tabla 10.

La revisión de estabilidad debe cubrir dos etapas críticas, cuando la subestructura reposa sobre el fondo marino y cuando los pilotes están parcialmente hincados. La resistencia mínima requerida de la subestructura será determinada considerando las cargas ambientales propuestas, así como el peso y la fuerza de flotación actuando en los centros de gravedad y flotación respectivamente. Las placas base deben ser diseñadas de manera que se evite una sobre carga del suelo para evitar inestabilidad debida a una falla local.

Tabla 10. Parámetros mínimos de diseño en condiciones de estabilidad durante la instalación

Altura máxima de la ola (m)	2.45
Período de la ola (seg)	7.8
Marea astronómica (m)	0.76
Marea de tormenta (m)	0.21
Velocidades máximas de viento a 10 m SNMM (m/s)	
1 Hr	9.64
Velocidades de corriente (cm/s)	
0% de la profundidad	25.92
50% de la profundidad	23.37
95% de la profundidad	13.64

Cargas de Oleaje en Cubierta

Se entiende por carga de oleaje en cubierta a la carga inducida por el oleaje y la corriente en todas las cubiertas y subniveles de una plataforma que pudiera recibir su impacto durante condiciones extremas. La evaluación de esta fuerza es un proceso que involucra una cantidad importante de incertidumbres y es por ello que los numerosos procedimientos existentes para su estimación presentan resultados con variaciones incluso mayores al 250%. Las diferencias encontradas se hacen más evidentes en la estimación de las cargas muy cerca de la superficie (cresta de la ola), debido a que la mayor incertidumbre se genera precisamente en esta zona. Consideraciones como cambios de densidad por presencia de burbujas de aire, sobre elevación (run up), altura de la cresta y efectos de superficie, entre otros, contribuyen a esta dispersión. Un análisis detallado de los resultados de algunos procedimientos es presentada por Inda y Ramos (1998), junto con el procedimiento adoptado para el CT y su justificación.

La mayor incertidumbre en la estimación de las fuerzas de oleaje está ligada a un mayor requisito de seguridad en el sistema. De la Ec. 8 es evidente que una incremento en la medida de dispersión (desviación estándar) trae como consecuencia un incremento en el RSR requerido, independientemente del ajuste correspondiente en los sesgos asociados. La Tabla 4 muestra los RSR's requeridos cuando se espera que el oleaje alcance la cubierta de las plataformas ubicadas en la Sonda de Campeche.

Es importante hacer notar que el procedimiento propuesto en el CT es compatible y ha sido calibrado para aplicarse con los RSR's especificados en la Tabla 4. Por tanto, no deben utilizarse métodos o valores alternos sin un previo análisis que garantice su compatibilidad.

Condiciones de Fatiga

La fatiga es la degradación de la resistencia y la rigidez de los diferentes elementos que conforman al sistema estructural. El estado límite de falla por fatiga (ELF) es la aparición de grietas y se da cuando el número de ciclos de esfuerzos producidos por las cargas excede la capacidad de fatiga de los elementos (juntas tubulares). La presencia de las soldaduras en las juntas representa un punto débil para la falla por fatiga, la cual limita el diseño de estructuras más eficientes y optimizadas.

La experiencia con este tipo de problemas a nivel mundial ha mostrado que en algunas ocasiones las grietas por fatiga no se propagan después de ciertos límites. Sin embargo, si no son reparadas pueden

llevar a fracturas súbitas e iniciar la falla de la estructura como una consecuencia de la disminución en el nivel de redundancia y robustez del sistema.

Las recomendaciones establecidas en el CT, por el momento, consideran únicamente los parámetros ambientales necesarios para realizar análisis espectrales (ver Tabla 11). Futuras ediciones incluirán los resultados de diversos estudios que se encuentran en desarrollo para la calibración de procedimientos y la cuantificación de las incertidumbres involucradas. Xu y Bea (1998) y Zaldo et al (1998) presentan una discusión detallada de las fuentes de incertidumbre en la estimación de la vida por fatiga de juntas tubulares y un procedimiento general para el análisis por fatiga es presentado por Alvarez et al (1998).

Tabla 11. Altura de ola significativa para el análisis de fatiga en las áreas de Och, Abkatum, Chuc, Pool y Caan.

Periodo Pico (seg)	0	0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75	6.25	Tota
0.00 - 0.9999	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
1.00 - 1.9999	0.0002	0.0524	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.0526
2.00 - 2.9999	.	0.2194	0.0111	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.2305
3.00 - 3.9999	.	0.0218	0.0408	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.0626
4.00 - 4.9999	.	0.0142	0.2649	0.0097	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.2888
5.00 - 5.9999	.	0.0133	0.0474	0.0571	0.0012	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.119
6.00 - 6.9999	.	0.0047	0.0234	0.0228	0.0104	0.0002	.	.	.	.	.	.	.	.	0.0615
7.00 - 7.9999	.	0.0061	0.0221	0.0264	0.0242	0.0055	0.0004	.	.	.	.	.	.	.	0.0846
8.00 - 8.9999	.	0.002	0.0084	0.0091	0.0191	0.0167	0.0079	0.0005	.	.	.	.	.	.	0.0637
9.00 - 9.9999	.	.	0.0016	0.0019	0.0025	0.0035	0.0097	0.0075	0.001	0.0001	.	.	.	.	0.0276
10.00 - 10.9999	.	.	.	.	0.0003	0.0001	0.0005	0.0015	0.0019	0.0021	0.0003	.	.	.	0.0069
11.00 - 11.9999	.	.	.	.	.	.	.	.	0.0001	0.0003	0.001	0.0004	0.0001	.	0.0019
12.00 - 12.9999	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0.0001	0.0002	0.0003
Tota	0.0002	0.3338	0.4198	0.1269	0.0576	0.026	0.0186	0.0095	0.003	0.0024	0.0014	0.0004	0.0002	0.0002	1

Parámetros Sísmicos para Diseño y Evaluación de Estructuras

El criterio de diseño y evaluación ante condiciones sísmicas propuesto en el CT está basado en el concepto de evaluación y administración del riesgo. El enfoque de evaluación y administración del riesgo (EAR) es un criterio moderno en donde las condiciones sísmicas se integran con las características de funcionamiento de diferentes configuraciones estructurales para definir la confiabilidad y los riesgos asociados. Por un lado, los desarrollos llevados a cabo por geólogos, sismólogos e ingenieros sísmicos y por otro lado, aquellos provenientes de los ingenieros diseñadores de estructuras, se integran y se centran en la confiabilidad de la estructura resultante. Por ello, el espectro de diseño sísmico y los procedimientos de diseño y evaluación están íntimamente relacionados.

La recomendación propuesta considera las condiciones propias de la Sonda de Campeche (tipo de terreno - propagación de las ondas -, fuentes sísmicas - magnitud y localización de los sismos -, etc.), así como un nivel de riesgo acorde con los niveles de producción de sus plataformas (ver Tabla 1) y compatible con el riesgo de falla por tormenta extrema. Además, considera los resultados del Estudio de Peligro Sísmico para la Sonda de Campeche, realizado por el Instituto de Ingeniería (Chávez, 1987), así como el empleo de técnicas vanguardistas utilizadas en la definición de los espectros de diseño a partir de un tratamiento semi-probabilista que considera la incertidumbre en la sismotectónica y geología del sitio, especificada por la Norma ISO-1996 y los resultados del Estudio de Riesgo Sísmico para la Sonda de Campeche, realizado por Bea (1997). El espectro resultante (Ramos, Inda et al, 1997) corresponde a un espectro medio (Figura 6) que debe utilizarse únicamente dentro del contexto de las recomendaciones establecidas en el CT, incluyendo tipos de análisis y factores de seguridad (RSR). De esta manera se garantiza que la consideración explícita de las incertidumbres es involucrada en el proceso de diseño y/o evaluación.

Finalmente para evitar hacer uso de análisis en el dominio del tiempo para garantizar ductilidad, se proporcionan valores de RSR (Tabla 12) contra las cuales se comparan los resultados obtenidos al efectuar un análisis incremental de carga (**pushover**) dada una configuración de carga inicial similar a la que se obtiene con un espectro de diseño.

Tabla 12. Factores de Reserva de Resistencia

CLASIFICACIÓN	RSR Diseño	RSR Existentes (juntas K en marcos verticales)	RSR Existentes (juntas K en marcos horizontales)
Muy Alta	1.6	1.3	1.9
Alta	1.3	1.0	1.6
Moderada	1.2	0.9	1.4

Una descripción detallada de la metodología de EAR aplicada a la evaluación del riesgo sísmico es presentada por Bea et al (1998), Ramos, Inda et al (1997) y García e Inda (1998).

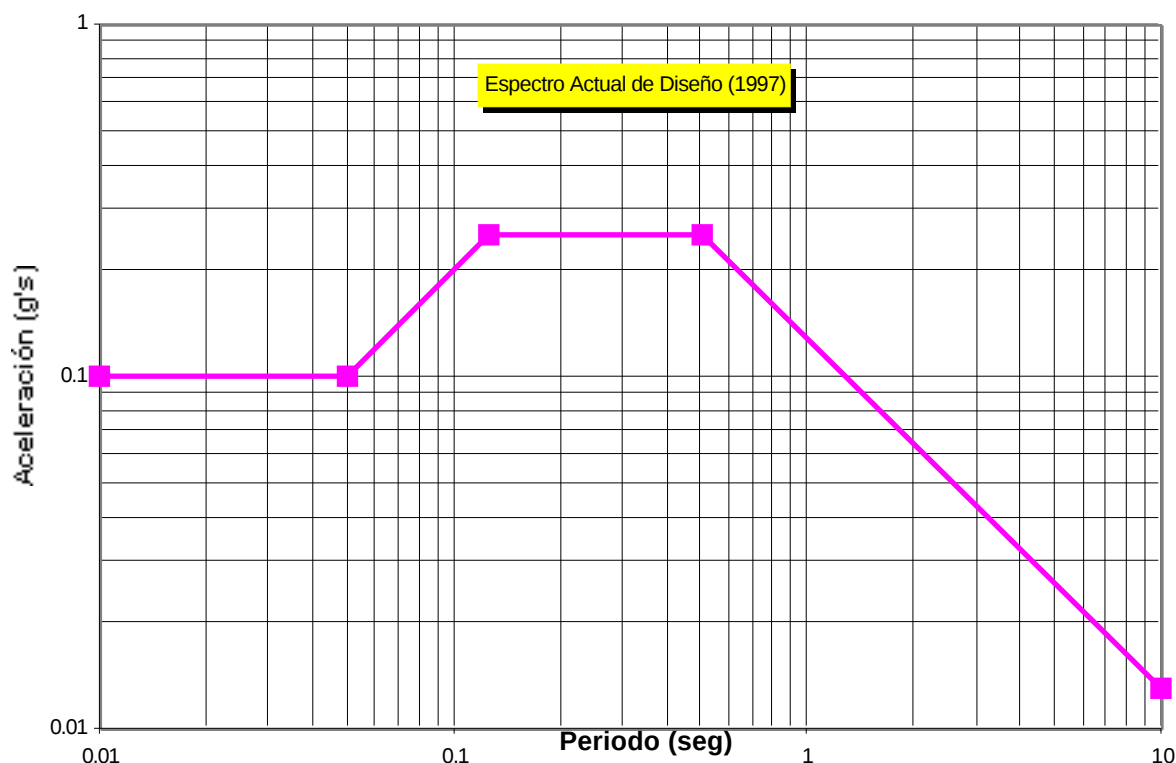


Figura 6. Espectro de Diseño a Nivel de Resistencia para la Sonda de Campeche (200 años de periodo de retorno)

CONCLUSIONES

El Criterio Transitorio para Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche es el resultado de numerosos estudios multidisciplinarios que han sido matizados con la experiencia de PEP y plasmados dentro de una metodología de evaluación y administración de riesgo. Para ello se calcularon consecuencias de falla que permitieron definir probabilidades de falla óptimas para diseño y marginales para evaluación. Se establecieron categorías de seguridad y servicio de las plataformas y se calcularon los correspondientes índices de confiabilidad. Considerando las incertidumbres en las demandas ambientales y en la capacidad de las plataformas, se definieron los parámetros de diseño en función de los índices de confiabilidad. Así, los parámetros de diseño no sólo responden a las demandas características de la Sonda de Campeche sino que reflejan los niveles de riesgo aceptables para cada una de las categorías de seguridad y servicio. El desarrollo de este criterio ha ubicado a la industria petrolera nacional a la vanguardia internacional en lo que se refiere a elaboración de normas que permiten una administración racional del riesgo.

CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

- Se definieron las regulaciones necesarias para garantizar la seguridad estructural de las instalaciones de PEMEX en el Golfo de México a partir de un estudio de riesgo de sus instalaciones.
- Es la primer normatividad que establece además de las condiciones de diseño las condiciones ambientales que deberán considerarse durante la evaluación de las plataformas marinas, a partir de asumir un niveles de riesgo de sus instalaciones.

REFERENCIAS

1. Alvarez, G., Zaldo, A., Vázquez, R. y Pérez, F., (1998) "Análisis por Fatiga de Juntas Tubulares Soldadas en Estructuras Marinas Fijas," A publicarse en las Memorias del XI Congreso de Ingeniería Estructural, Monterrey, N.L.
2. American Petroleum Institute, "Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design", API RP2A-WSD, 20th Edition, July 1, 1993.
3. API, 1993. "Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms. Working Stress Design. American Petroleum Institute, Twentieth Edition, July 1, 1993, pags. 15-16, 89-91, 1220 L Street, Northwest, Washington. DC 20005.
4. Bea, R. G., "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, 31 August 1997.
5. Bea, R., "Risk Based Oceanographic Criteria for Design and Requalification of Platforms in the Bay of Campeche," Reporte para PEMEX/IMP, Marzo, 1997.
6. Bea, R., "Background for the Proposed International Standards Organization Reliability Based Seismic Design Guidelines for Offshore Platforms," Offshore Mechanics and Arctic Engineering Conference, 1997, Yokohama, Japón.
7. Bea, Robert, "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 1, 1997.
8. Bea, R., Ramos, R., Valle, O. y Valdés, V. (1988), "Risk Based Earthquake Criteria for Design and Requalification of Platforms in the Bay of Campeche," Memorias del 2º Taller de Aplicaciones del Criterio Transitorio, IMP, México, D.F.
9. CSA, 1989. "Sea Operations" Canadian Standards Association. S475-M1989. (Preliminary Standard). Published in August 1989, Rexdale (Toronto), Ontario Canada M9W 1R3, pag.31 y 35.
10. Chávez, M., "Análisis de riesgo sísmico en varios sitios de la Bahía de Campeche", Instituto de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1987.
11. Chávez, M., "Seismic Hazard and Design Spectra for Southern Gulf of Mexico", 16th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering OMAE '97, Proceedings of Earthquake Criteria Workshop Recent Developments in Seismic Hazard and Risk Assessments for Port, Harbor, and Offshore Structures, Yokohama, Japan, April 17, American Society of Mechanical Engineers, New York, N.Y.
12. Chávez, M., "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, 1997.
13. DNV, 1977. "Rules for the Design Construction of Offshore Structures". (Reprint 1981) Det Norske Veritas, Oslo Norway. No. 1322 Hovik pags. 12, 63-64.
14. García, J. e Inda, G. (1998), "Espectros de Diseño Sísmico para Estructuras Marinas en la Sonda de Campeche," A publicarse en las Memorias del XI Congreso de Ingeniería Estructural, Monterrey, N.L.
15. Glenn, A. H (1977) "Normal Wave Conditions and Persistence of Storm Waves, Gulf of Campeche, Offshore Tabasco", Mexico, Sept.
16. Inda, G. y Ramos, R. (1998), "Principales Aspectos Considerados en el Desarrollo del Procedimiento para el Cálculo de las Cargas de Oleaje en Cubiertas Establecido en el Criterio Transitorio", Memorias del 2º Taller de Aplicaciones del Criterio Transitorio, IMP, México, D.F.
17. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 1997 "**Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche**", Eje Central Lázaro Cárdenas No. 152, México, D.F.
18. McClelland y Reifel, 1986. Planning and Design of Fixed Offshore Platforms. "Pile Installation by Driving", Whipple y Vines, PART VII, Cap.25, Edit Van Nostrand Reinhold Company. New York, pp. 890 - 948.
19. NDA, 1985. "Load, Transportation and Installation". Design of fixed Offshore Platform a Comprehensive Review The University of Texas at Austin. Y. S. David Tein, Noble Denton & Associates, Inc., May 1985 pag.8.
20. Normas ISO (Draft B), Análisis, Diseño, Inspección y Mantenimiento de Instalaciones Costafuera, Septiembre, 1996.

21. Oceanweather Inc. (1996a). "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.
22. Oceanweather Inc. (1996b). "Final Report, Hurricane Roxanne/1996 Hindcast Study" **Report to Brown and Root International inc.**, Cos cob, CT.
23. Oceanweather Inc. (1996c). "Interim Report Preliminary Estimate of Impact of Hurricane Roxanne on Bay of Campeche Metocean Extremes" **Report to Brown and Root International inc.**, Cos cob, CT.
24. Oceanweather, 1996. "Update of Meteorological and Oceanographic Hindcast Data and Normal and Extremes. Bay of Campeche". Informe Final, 12 de Noviembre de 1996.
25. Ramos, Inda, Soriano, et al. 1997. "Criterio Sísmico Transitorio para la Evaluación de Plataformas Marinas", Memorias del Congreso Nacional de Ingeniería Sísmica. Noviembre de 1997, Veracruz, Ver.
26. Soriano y Ramos 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 1998.
27. Soriano, A. y Ramos, R. (1997a). "Cargas Metoceanicas de Operación Asociadas a Tormentas de Invierno", Instituto Mexicano del Petróleo, Departamento de Ingeniería Civil-Acero, Informe Interno, Junio de 1997.
28. Soriano, A. y Ramos, R. (1997b). "Condiciones de Carga Durante la Instalación de Plataformas", Instituto Mexicano del Petróleo, Departamento de Ingeniería Civil-Acero, Informe Interno, Agosto de 1997.
29. Soriano, A. y Ramos, R. (1997c). "Condiciones de Diseño Asociadas a Tormentas de Invierno para Revisar la Estabilidad de Embarcaciones Durante la Transportación de Plataformas", Instituto Mexicano del Petróleo, Departamento de Ingeniería Civil-Acero, Informe Interno, Junio de 1997.
30. Soriano, A. Y Ramos, R., (1999). "Assessment of Biases and Uncertainties in Design and Requalification Parameters for Offshore Platforms". Aprobado para su presentación en el Congreso Internacional ISOPE 99 a celebrarse del 30 de mayo al 4 de Junio de 1999, en la Ciudad de Brest, Francia.
31. Xu, T., Bea, R., (1997), "Risk Based Criteria for Design and Requalification of Platforms in the Bay of Campeche – Near Surface Wave Theory – Wave in Deck Force", Reporte para PEMEX/IMP, Agosto.
32. Xu, T., Bea, R., Ramos, R., Valle, O. y Valdés, V., (1998), "Fatigue Assessment of Tubular Joints," Memorias del 2º Taller de Aplicaciones del Criterio Transitorio, IMP, México, D.F.
33. Zaldo, A., Alvarez, G., Pérez, F. y Vázquez, R., (1998) "Evaluación de Incertidumbres en Análisis por Fatiga de Conexiones Tubulares," A publicarse en las Memorias del XI Congreso de Ingeniería Estructural, Monterrey, N.L.