

	SECRETARIA DE EDUCACION PUBLICA TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO	
	INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BOCA DEL RIO	
	Portada del Proyecto de Residencias Profesionales	

Nombre del Proyecto:
Análisis de riesgo de plataformas offshore en el Golfo de México

Nombre de los Alumnos:
José Ángel Reyes Ruiz
Donaxi Raquel Burke Duarte

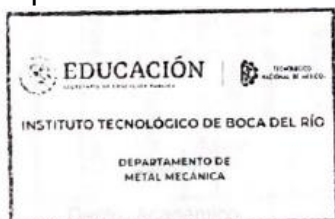
Numero de Control:
15990057
15990141

Nombre de la Carrera
Ingeniería Naval

Especialidad
Ingeniería Offshore

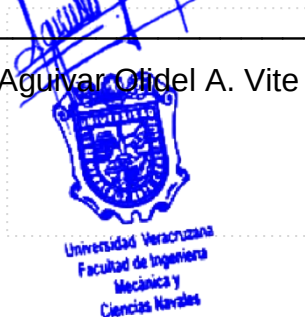
Esperanza Salazar

Mtra. Esperanza Salazar Martínez



[Signature]

Mtra. Aguirre Olidel A. Vite Flores



Contenido

Resumen	6
Introducción	7
Enfoque general	8
Tipos de plataformas	9
Plataforma semi-sumergible	9
Alojamientos	10
Perforación de pozos de exploración.	11
Embarcaciones de tendido de líneas	11
Plataforma TLP	13
Plataforma de gravedad	17
Buque de perforación	19
Tipos de plataformas que se encuentran en el Golfo de México	21
ANTECEDENTES DE NORMAS DE ESTABILIDAD	23
Normas y criterios de estabilidad	26
Criterios de estabilidad intacta	28
Criterios de estabilidad dañada	38
Variaciones en los criterios según la Sociedad de Clasificación y Autoridades Regulatorias	42
Incidentes Pasados En El Golfo De México	45
Datos del Golfo de México	53
Datos meteorológicos	53
Datos de la corriente oceánica	55
Datos batimétricos	56
Datos de Salinidad	57
Datos sísmicos	58
ANÁLISIS DE RIESGO DE LAS PLATAFORMAS	59
Conceptos básicos de riesgo	59
¿Qué es el riesgo?	59
¿Qué es el análisis de riesgo?	60
Riesgo en la estabilidad	61
Cálculo del análisis de riesgo en el Golfo de México	66
Desarrollo del análisis de riesgo.	67

CONCLUSIONES	71
GLOSARIO	72
ANEXO A: RESUMEN DE LOS ESTÁNDARES DE ESTABILIDAD	74
ANEXO B: RESUMEN DE INCIDENTES DE PLATAFORMAS	88
Bibliografía	97

Tabla de figuras

Fig 1. Plataforma semi-sumergible	9
Fig 2. Plataforma Jack up	17
Fig 4. FPS (Floating Production System)	21
Fig 5. Plataformas en el golfo de México	22
Fig 6. Momento adrizante y curvas de momento.	30
Fig 7. Estabilidad de unidades auto-elevables	34
Fig 8. Estabilidad de unidades auto-elevables	35
Fig 9. Zonas de Exploración	46
Fig 10. Representación gráfica del tipo de accidente que las plataformas sufrieron	52
Fig 11. Vientos máximos sostenidos en impacto (km/h) vs Ciclones	55
Fig 12. Corrientes Marinas	56
Fig 13. Batimetría del golfo de México	57
Fig 14. Salinidad del Golfo de México.	58
Fig 15. Sismicidad en aguas mexicanas.	60
Fig 16. Análisis de riesgo	67

Índice de tablas

Tabla 1. Coeficientes de forma.	30
Tabla 2. Coeficiente de altura.	32
Tabla 4. Plataformas accidentadas	51
Tabla 5. Escala de Vientos de Huracán de Saffir-Simpson	53
Tabla 6. Niveles de POF	62
Tabla 7. Rangos de pérdida económica	62
Tabla 8. Tabla de consecuencias	64
Tabla 9. Rango del costo según la magnitud de la catástrofe.	68
Tabla 10. Análisis de riesgo	69
Tabla Cálculo de probabilidad 11.	70

Resumen

En este trabajo se realizó el análisis de riesgo de la estabilidad en las plataformas costa afuera del Golfo de México. Se investigaron los diferentes tipos de plataformas que existen y se estudiaron las que tienen mayor presencia en esta área: plataformas fijas, Jack-Up y buques perforadores.

Hasta el día de hoy, las aguas someras son las que han tenido un mayor desarrollo en el Golfo, esto se debe a que el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos se encuentra enfocado en esta zona.

Se desarrolló la comparativa y la interpretación de los criterios de estabilidad que se aplican en las diferentes sociedades de clasificación y autoridades reglamentarias, con esto se pudo evidenciar las diferentes consideraciones que toma cada una de ellas.

Posteriormente, se hizo un análisis de los accidentes que han ocurrido en esta zona y la frecuencia de estas; evidenciando que aproximadamente 71 plataformas han colapsado por motivos de explosión, huracanes o hundimiento.

Por último, se realizó el análisis de riesgo de las plataformas tomando en cuenta toda la información obtenida a lo largo del trabajo. Debido a que la información técnica completa de los motivos por los que sucedieron los accidentes no se encuentra en internet ni en libros, el análisis se enfocó en el ámbito económico, datos ambientales y posibles etapas en las que las plataformas pudieron perder su estabilidad.

Introducción

En el golfo de México existe la gran posibilidad de explotación petrolera, esta se ha dado por décadas hasta ahora y ha resultado en un negocio fructífero para la industria marina. Mediante el uso de plataformas petroleras tales como: Plataformas semi sumergibles, TLP, Jack-up, plataformas de gravedad y FPS se ha explotado el subsuelo marino lo que ha llevado a numerosos incidentes con pérdidas de vidas humanas y pérdidas de las plataformas en su totalidad.

Las sociedades de clasificación al paso de los años y conforme a los accidentes ocurridos se han dado a la tarea de generar requerimientos cada vez más estrictos y específicos para evitar en su máxima capacidad más accidentes en altamar. A través de las diferentes sociedades de clasificación es notable como sus requerimientos no varían en demasía para ciertos aspectos, pero sí para otros incluso en la cantidad de requerimientos tales como rangos, límites y formas de calcular y/o medir parámetros de la plataforma o buque mismo.

El Golfo de México, en su extremo meridional, se encuentra expuesto a una intensa actividad sísmica originada a gran profundidad (> 100 km) debido al proceso de subducción de la Placa de Cocos. Dejando a un lado esta particularidad, el golfo ha sido considerado un área de baja o nula sismicidad. No obstante, se ha constatado la ocurrencia de sismos superficiales a lo largo del golfo, inclusive en las áreas más alejadas de los actuales límites de placa. De la misma forma, se analizan en este trabajo los fenómenos naturales que han provocado el daño de las estructuras para su análisis y mejora en el diseño a través del análisis de riesgo.

Enfoque general

En este trabajo los aspectos principales que se desarrollaron son los siguientes:

- Describir cada uno de los tipos de plataforma y sus especificaciones.
- Analizar el por qué se crearon las normas de estabilidad y cómo se fueron modificando a lo largo de los años.
- Repasar las normativas y criterios de estabilidad tanto intacta como dañada actuales, y las variaciones que existen en las mismas dependiendo de la casa clasificadora o autoridad regulatoria en que se base.
- Revisar y examinar los incidentes registrados en las bases de datos de U.S. Coast Guard y notas de periódicos mexicanos.
- Realizar el análisis de riesgo de estabilidad de las plataformas y puntualizar cuales serían las soluciones y planes de emergencia para los mismos.

Este trabajo está enfocado en el diseño de plataformas, para realizar de forma correcta las pruebas de estabilidad y sus análisis, logrando evitar accidentes o incidentes de las mismas dentro del Golfo de México. Por último, cabe mencionar que este trabajo está desarrollado en base a datos meteorológicos, estadísticos, oceánicos y sísmicos únicamente del Golfo de México.

Tipos de plataformas

Las plataformas petroleras son grandes estructuras cuyas instalaciones de acuerdo a *Mather, 2000* permiten realizar actividades de exploración, extracción, almacenamiento, procesamiento y perforación de pozos petroleros. Estos pozos o yacimientos de combustibles fósiles se encuentran ubicados en formaciones rocosas por debajo del lecho marino, en las profundidades del océano.

Dichas plataformas offshore pueden ser clasificadas dependiendo de su función y de sus características principales en su diseño o estructura. Las mismas pueden clasificarse en dos grandes grupos acorde a su diseño pueden ser plataformas fijas o plataformas flotantes, claro está que estas dependen del lecho marino en donde se ubicarán. Posteriormente en esta sección se muestran algunos de los tipos de plataformas petroleras más recurrentes, de acuerdo a *Buyon Guo, 2017*.

Plataforma semi-sumergible

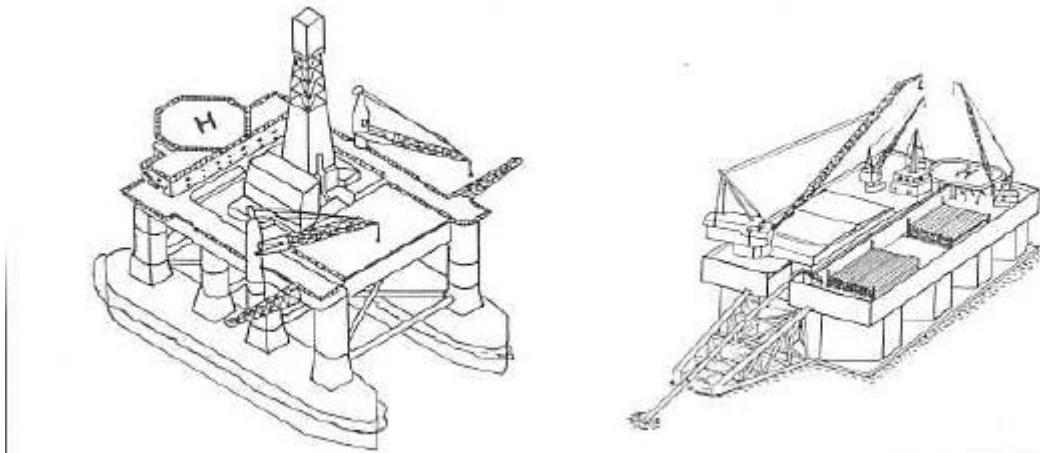


Fig 1. Plataforma semi-sumergible

Mather, A. (2000). *Offshore Engineering an introduction*. Whiterby.

Como se observa en las ilustraciones, una semi-sub es una barcaza enorme en forma de cajón apoyada sobre cascos idénticos. Tiene una capacidad colosal para consumir agua de lastre, con planos de agua y desplazamiento mínimo de hasta 170,000 toneladas, es un objeto inamovible bajo la acción de las olas, incluso bajo las condiciones climáticas más severas.

El diseño de una semi-sub no permite la instalación de una planta propulsora. Es por eso que depende enormemente de la asistencia de embarcaciones de apoyo para remolcar a su destino y para el despliegue de anclajes, sin embargo, algunas se habilitan con empujadores azimutales que dan una capacidad precisa de maniobra, en particular cuando operan con sistemas de navegación satelital. Estos instrumentos permiten a la semi-sub permanecer estacionaria en aguas de profundidades de más de 650 metros (2200 pies) donde el tendido de anclajes podría parecer impráctico.

Heavy lift

Expresa (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000) que el semi-sub más popular es la barcaza con grúas para elevación de carga pesada (heavy lift crane barge) utilizadas para instalación de plataformas offshore. A lo largo del tiempo, la capacidad de izado o elevación de las grúas ha ido en incremento constante desde 2,000 hasta 7,000 toneladas y las embarcaciones más modernas se habilitan con grúas en tándem capaces de izar hasta 14,000 toneladas. Sofisticados sistemas de lastrado actúan rápido para contrarrestar la enorme transferencia de peso que ocurre cuando las estructuras son manipuladas e izadas hasta sus posiciones.

Alojamientos

Algunas de las semi-sub más antiguas y pequeñas para carga pesada se usan ahora para proyectos de reparación o modificación donde proporcionar alojamiento extra y espacio para almacenamiento tiene prioridad sobre la capacidad de izado de las grúas; esta información nos la da (Mather, Offshore Engineering, an introduction, 2000). Se han unido con el propósito de construir buques-alojamiento o floteles con hasta 800 camas que pueden permanecer en contacto estrecho a estructuras fijas por meses al mismo tiempo. La transferencia de personal podría hacerse por puente o helicóptero y de nuevo la estabilidad propia de las semi-subs asegura que los trabajadores duerman profundamente, aún durante tormentas invernales en el Mar del Norte.

Perforación de pozos de exploración.

Dependiendo de la profundidad del agua, la perforación de los pozos exploratorios se realiza por plataformas auto-elevables tipo Jack-up, una embarcación semi-sub o una embarcación de perforación mono-casco. Plantea (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000) que la Jack-up se limita a operaciones en agua profunda de aproximadamente 120 metros (400 pies), pero estas no aplican a la semi-sub. La combinación del posicionamiento satelital, estabilidad y mucho espacio para tubos de perforación y equipos de prueba de pozos hacen de las semi-subs la 1ra. Opción de entre las embarcaciones para proyectos de exploración en aguas profundas.

Embarcaciones de tendido de líneas

Una vez iniciados los trabajos, el tendido de una línea submarina se convierte en una operación ininterrumpida, mientras la barcaza los coloca lentamente con malacates en su trayectoria hacia proa sobre sus anclajes. Una embarcación moderna puede tender entre 2 y 4 km de tubería al día, en ocasiones los empujadores azimutales reemplazan el despliegue del anclaje en ubicaciones de agua muy profunda. (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000)

La tubería submarina varía en diámetro desde 3" a 42", siendo las de 30" y 36" las más usadas para las rutas principales de transmisión. Las líneas se abastecen en largos de 12 mt. Pintados con recubrimientos anticorrosivos, las líneas para gas se recubren con concreto para darles flotación negativa que las mantenga sobre el lecho marino.

Las líneas completadas se sujetarán a pruebas hidrostáticas para probar su integridad estructural para después ser enterradas o cubiertas de rocas para protegerlas de peligros como las redes de pescadores y anclas de embarcaciones, o simplemente dejarlas sobre el lecho marino.

Plataforma TLP

El concepto TLP fue ideado por Conoco Oil Company como alternativa a las estructuras fijas de acero y a los sistemas de producción flotante para el desarrollo de los campos de petróleo y gas en aguas profundas. El 1er. TLP lo construyó Conoco en 1984 para desarrollar el campo Hutton en el Mar del Norte, este campo pudo haberse desarrollado muy fácil usando las instalaciones fijas de acero, pero el hostil medio ambiente asociado con el Mar del Norte obligó a Conoco a proporcionar el banco de pruebas ideal para el diseño TLP antes de aventurarse a aguas más profundas. (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000)

La TLP realiza una función promedio entre las instalaciones fijas offshore y los sistemas flotantes de producción. Combina el beneficio del ahorro inicial en los gastos relacionado con los sistemas flotantes de producción con los beneficios operacionales atribuidos a las instalaciones fijas offshore.

La TLP consiste de una instalación de producción flotante amarrada al lecho marino por un número de patas tensionadas. Las piernas se construyen con tubos de acero con diámetros grandes (250 a 750 mm) o cables de acero (125 mm). Un extremo de la pierna se asegura al lecho marino en una base de pilote de cimentación y el otro extremo se conecta a un malacate tensionador ubicado dentro de la superestructura flotante. Mientras las piernas permanecen bajo tensión la plataforma puede resistir el movimiento vertical inducido por las olas.

El diseño de la cimentación es más elaborado cuando se compara al sistema tradicional de anclaje tipo embarcación empleado por los sistemas flotantes de producción, pero las ventajas son notables. La restricción del movimiento vertical permite utilizar instalaciones fijas del tipo de cabezales de pozo y montajes de conductores ascendentes rígidos de acero. En contraste, los sistemas flotantes de producción deben basarse en tubería flexible ascendente que sale de los cabezales de pozo submarinos. Esto incurre en penalizaciones en términos de costos de instalación y disponibilidad de mantenimiento.

Las TLP son aún estructuras relativamente raras, pero las compañías petroleras comienzan a apreciar las ventajas que ofrecen estos diseños únicos ya que están

forzadas a ir más lejos por el petróleo y gas. En el Golfo de México, Conoco instaló su TLP Joliet en una profundidad de agua de 575 metros (1900 pies), de la misma forma Shell eligió una TLP para desarrollar el campo Auger (872 metros -2900 pies), un récord mundial de profundidad en 1993.

Plataforma Jack-Up

De acuerdo con (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000), estas consisten en una barcaza en forma de cajón de forma triangular (a veces rectangular), habilitada con 3 (a veces 4) piernas móviles que habilita a la embarcación a permanecer en el lecho marino en aguas profundas hasta de aproximadamente 120 m (400 pies).

La forma de la embarcación impone restricciones de diseño similares a las de las semi-sumergibles que impiden la adaptación de una unidad propulsora. La transportación en cortas distancias se efectúa con el empuje de remolcadores o con embarcaciones con manejo de anclajes, si bien es cierto que es más rápido y seguro adaptar un Jack-up atrás de una embarcación sumergible de carga pesada (sumergible heavy lift ship) para emprender ruta marítima largas.

Cuando está en posición, los empujadores le permiten a la plataforma Jack-up mantener su posición mientras las piernas se bajan al lecho marino y el casco es levantado o elevado a su posición, libre de la acción de las olas. La base de cada pierna se habilita con una *spud can* que consiste de una placa o base diseñado para desplegar la carga y prevenir la sobre penetración de la pierna sobre el lecho marino. Pueden usarse chorros de agua de alta presión o de aire comprimido para remover escombros sueltos en las cercanías de las *spud can* mientras las piernas se mueven a su posición, a este proceso se le llama *spudding* in remoción de rocas y basura antes de iniciar la perforación. Las piernas se suben o bajan con un arreglo de piñón y cremallera, las cremalleras se montan en las esquinas de cada pierna, corriendo desde arriba hacia abajo mientras los piñones son accionados por motores eléctricos vía cajas reductoras de presión, en general 12 motores por cada pierna. Los motores se sincronizan asegurando que el casco de la plataforma Jack-up suba y baje bajo condiciones de calados parejos.

Las Jack-ups se usan básicamente para perforación, pero muchas se construyen para ser embarcaciones de apoyo con alojamientos que dan asistencia a instalaciones fijas durante la construcción, modificación o programas de reparación. Los Jack-ups usados para perforación cumplen 2 roles completamente diferentes, la mayoría se usan para perforación exploratoria (wildcat drilling), exploran alrededor de posibles aguas explotables.

El otro rol es en la perforación de pozos para instalaciones permanentes, en particular plataformas productoras de gas como las ubicadas en el sector sureño del Mar del Norte. El proceso de producción de gas no requiere el mismo nivel de constante actividad perforadora y el trabajo de modificación de pozos asociado con la producción de petróleo. En consecuencia, normalmente no se habilitan instalaciones productoras de gas y todas las modificaciones de pozos y las operaciones de perforación deben realizarse por un Jack-up ubicado en un costado. Las torres de perforación se instalan sobre rieles de modo que puedan ponerse en voladizo lo que da acceso directo al área del cabezal del pozo.

El futuro de las Jack-ups auto elevables se ve seguro si sus viejos aparejos de perforación se sustituyen con diseños capaces de operar en medioambientes aún más profundos y difíciles. De hecho, las Jack-ups parecen listos para compartir el mercado Offshore con nuevas generaciones de plataformas que están siendo diseñadas para operar como instalaciones de procesamiento para el desarrollo de pozos marginales utilizando tanto pozos convencionales como submarinos. El desarrollo BP Harding es un buen ejemplo de estas nuevas tendencias y es un concepto particularmente novedoso.

El desarrollo del campo BP Harding empezó a explotarse en 1996 emplea un Jack-up como instalación productora. El Jack-up es una plataforma de gravedad sobre una base de hormigón compactado en un tiro de 110 m. de agua (400 pies), la base esta al doble de profundidad como instalación de almacenamiento para 580,000 barriles de hidrocarburo. Este es un sistema abierto de almacenamiento, el crudo producido se desplaza al agua de mar desde la base de los compartimentos donde se almacena antes de exportarse al buque-tanque de enlace vía una boya sumergida de torreta de carga

(STL). Esta es una estructura extremadamente grande, el Jack-up pesa 27,000 tons. Y la base de concreto 84,000 tons.

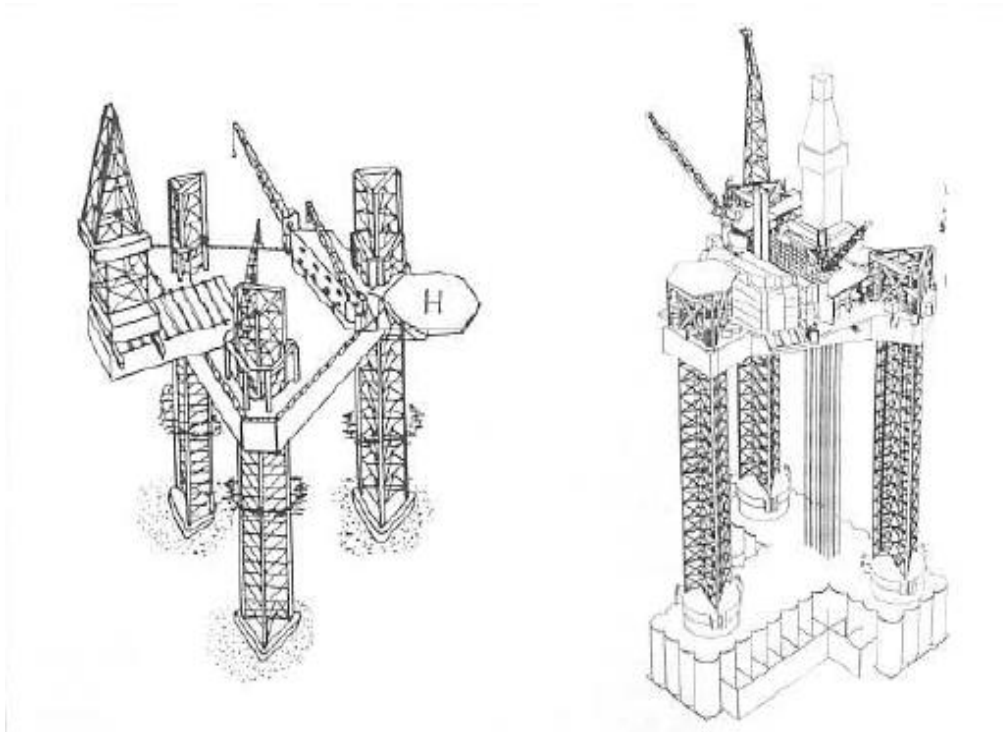


Fig 2. Plataforma Jack up

Mather, A. (2000). *Offshore Engineering an introduction*. Whiterby.

Plataforma de gravedad

Si bien menciona (Mather, *Offshore Engineering an introduction*, 2000), la mayoría de las plataformas offshore fijas emplean un jacket tubular de acero para soportar las instalaciones de la parte superior, se han construido instalaciones con bases de concreto reforzado. Este tipo de instalaciones fueron pioneras en Noruega quienes experimentaron dificultades en producir las enormes cantidades de productos de acero de alta calidad y la gran cantidad de mano de obra experta, ingredientes esenciales para el éxito de los proyectos de fabricación de acero. Además, la presencia de las fosas noruegas e inmensos valles submarinos, hicieron del tendido de tuberías submarinas, operaciones muy demandantes y caras, de modo que los espacios vacíos que se presentan muy prominentemente en el diseño de un GBS (gravity based structure) para proporcionar espacio valioso de almacenamiento del crudo antes de descargarlo a tanqueros vía SMB (single buoy mooring) amarres de una sola boya.

La primera estructura de concreto instalada en el mar del Norte fue construida por noruegos en 1973 y utilizada para desarrollar el campo Ekofisk. Desde 1973, los noruegos han instalado una cadena continua de estructuras de concreto y no sorprende que el gobierno noruego decidió desarrollar el campo Troll con una estructura de concreto. El campo Troll construido en un tiro de agua de 350 metros (1150 pies), actualmente es el campo offshore de petróleo y gas más grande en Europa y con 1, 270,000 tons. La estructura es la plataforma más grande del mundo.

La construcción de instalaciones con base de concreto comienza en un dique seco. El diseño de la base incluye espacios vacíos o cajones dimensionados para darle a la estructura flotación natural que la habilitará para sacarla flotando del dique y terminarla antes de ser remolcada hacia su destino final. Una vez instalada en su ubicación final, los cajones se inundan para facilitar su posicionamiento de su base sobre el lecho marino mientras que los módulos de la parte superior se mueven a su lugar. Estos cajones se achican con bombas y ya secos se usan como almacenamiento de crudo, o se llenan con lastre permanente de mineral de hierro. El peso colosal de las estructuras de concreto hace obvia la necesidad de instalar pilotes, el nombre lo toman porque son estructuras basadas en la gravedad.

En Europa, los desarrollos tecnológicos y la mejora en las técnicas de construcción han llevado al uso de concreto para la construcción de plataformas de patas tensionadas, sistemas flotantes de producción y artefactos semi-sumergibles. La estructura de concreto se prefiere en otros diseños por su capacidad de resistir impactos de los icebergs, característica de vital importancia en instalaciones en aguas muy al Norte de Europa, Rusia y Canadá. Además de la amenaza de los icebergs, en estas ubicaciones remotas con frecuencia se prohíbe el tendido de tuberías submarinas, de esa manera se descubrió en Noruega la facilidad de almacenar el petróleo en las estructuras antes de trasegar a los buques-tanques, este ha sido el factor viable determinante en el desarrollo de estos campos petrolíferos.

Antes de hacer una descripción de las plataformas de patas tensionadas (tension leg platform) vale la pena notar que no todas las estructuras basadas en la gravedad se

hacen de concreto. En 1982, Phillips Petroleum Company instaló una estructura de acero basada en la gravedad sobre el campo Maureen.

Esta plataforma se asienta sobre 3 piernas almacén o tanques y bajo condiciones normales de operación los tanques se inundan con cantidades variables de crudo y agua, el agua se usa para desplazar el crudo sin bombeo. De esa manera se almacenan hasta 50,000 barriles, antes de traspasarlos al buque-tanque.

Conforme el campo Maureen llega al final de su vida útil Phillips de prisa busca un comprador para la plataforma y simplemente reflotarla y remolcar a su nuevo destino.

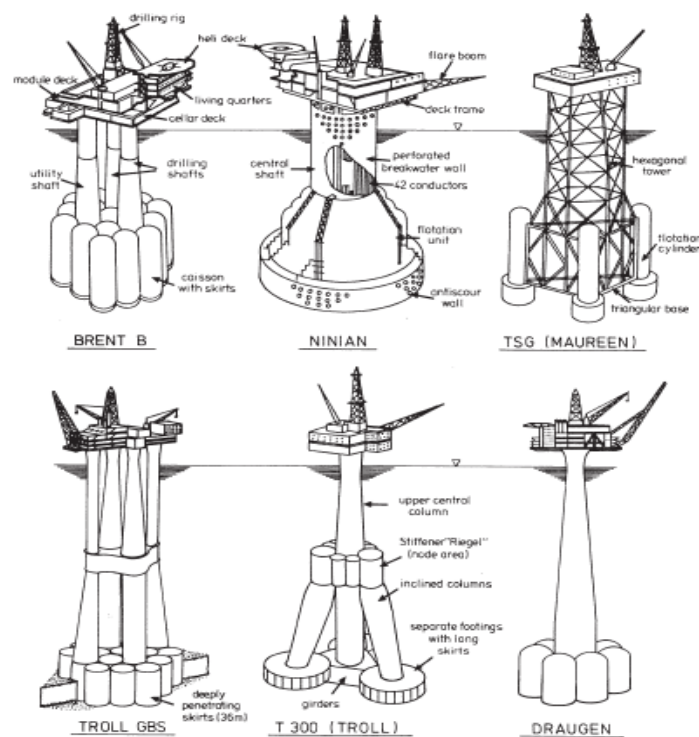


Fig 3. Diferentes plataformas de gravedad.

Mather, A. (2000). *Offshore Engineering an introduction*. Whiterby.

Buque de perforación

En general, los buques de perforación, es decir, los buques con un pozo de perforación o 'moonpool' cerca del plano central y una torre de perforación montada encima, tienen

un alto coeficiente de bloque (relación de desplazamiento al producto de la longitud, el ancho y el calado). Como menciona (Mather, Offshore Engineering an introduction, 2000) la forma del casco comprende un cuerpo de proa completo para un volumen máximo y alojamiento de propulsores dinámicos con longitud máxima, una sección de cuerpo medio constante sin altura muerta, seguida de una popa completa, tipo espejo de popa, para un volumen máximo y alojamiento de doble tornillo con propulsores dinámicos. Algunos diseñadores han incorporado popa de doble extremo para minimizar los movimientos a expensas de la velocidad de remolque y la maniobrabilidad. Las quillas de sentina son comunes para reducir el balanceo sincrónico, nuevamente a expensas de la velocidad.

En comparación con otras plataformas de perforación flotantes, los buques de perforación tienen una alta capacidad de almacenamiento, especialmente en el área de cubierta, no necesitan remolcadores de ancla y pueden cubrir largas distancias en un tiempo relativamente corto, es decir, son adecuados para perforar pozos más profundos y operar independientemente las naves de servicio y suministro. Los buques de perforación generalmente están anclados a profundidades de agua de hasta 300 m en una configuración de amarre de 8 puntos por encima del sitio y, por lo tanto, cambian de posición solo muy ligeramente en relación con la dirección del viento y las olas.

Para reducir los movimientos del barco, es deseable dirigir el barco en la dirección de las olas, mejorando así las operaciones de perforación en condiciones meteorológicas adversas. Ocho cabrestantes de amarre se encuentran en la plataforma de la torreta con bridas en el nivel de la cubierta principal.

Las líneas de amarre (sistema de cadena de alambre) pasan a través de pasa cabos ubicados en la base de la quilla de la torreta y forman una catenaria a las anclas del fondo marino. Luego, el barco puede orientarse hacia el mar de proa, minimizando tanto el balanceo como el cabeceo, sin modificar la geometría del ancla. El posicionamiento dinámico, utilizado a profundidades de agua desde 300 m hasta más de 2000 m, tiene ventajas similares. Una embarcación equipada con posicionamiento dinámico tiene total libertad para dirigirse hacia el viento y la corriente predominantes.

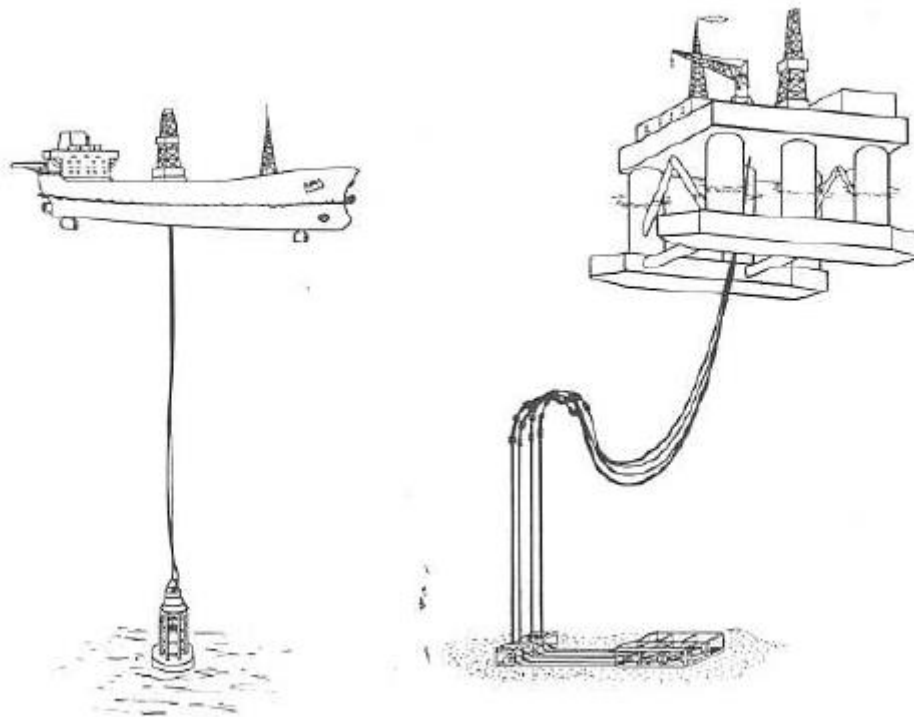


Fig4. FPS (Floating Production System)

Mather, A. (2000). *Offshore Engineering an introduction*. Whiterby.

Tipos de plataformas que se encuentran en el Golfo de México

En el Golfo de México, las plataformas más utilizadas para la perforación de pozos petroleros son las plataformas fijas. De acuerdo al (Plan de negocios de Petróleos Mexicanos) y sus EPS (Empresa Productiva Subsidiaria), se cuenta con un total de 399 asignaciones donde 258 son de extracción, 96 de exploración y 45 de resguardo. Pemex tiene una amplia cartera de campos en áreas terrestres y en aguas someras, las asignaciones en agua profundas se encuentran en evaluación y exploración.

Las plataformas más utilizadas son las del tipo Jack Up y los buques perforadores. Esto se debe a que este tipo plataformas cuentan con las características estructurales necesarias, además de ser las más económicas para la explotación de los yacimientos petroleros en las aguas someras. A continuación, se tiene el mapa obtenido de Marine Trafic de las plataformas que se encuentran operando en México.



Fig 5. Plataformas en el golfo de México

Fuente: www.marinetrafic.com

ANTECEDENTES DE NORMAS DE ESTABILIDAD

El convenio SOLAS empezó a gestarse hace siglos. Los viajes por mar han tenido siempre un elemento de riesgo. Desde el siglo XIX, en caso de producirse un siniestro en el mar, quienes viajaban a bordo de los buques sólo podían contar con chalecos de flotación y botes salvavidas de madera, y esperar que los divisaran rápidamente desde otro buque.

La reglas relativas a la seguridad de los buques variaba según el país, si bien en 1855 se iniciaron esfuerzos tendientes a elaborar reglas de carácter internacional sobre seguridad de los buques, al introducirse el Código internacional de señales por el British Board of Trade, y en 1863, cuando se estableció el "Rule of the Road at Sea" (Regla sobre el tráfico en el mar), tras un acuerdo internacional destinado a prevenir los abordajes entre buques.

Pero fue la pérdida del trasatlántico Titanic, de la línea White Star, en 1912 lo que fomentó la elaboración de reglas internacionales que rigieron la seguridad de la vida en el mar. Tras el desastre en el que perdieron la vida 1.503 personas, el Reino Unido convocó a las naciones marítimas a una conferencia cuya finalidad era elaborar un nuevo convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar, llamado Convenio SOLAS (Safety Of Life At Sea) de 1914 (SEVIMAR).

Este Convenio ha sido revisado y actualizado varias veces. Así, le siguió el de 1929 que quedó anticuada merced de los avances tecnológicos, siendo actualizado nuevamente con el tercer Convenio SEVIMAR adoptado en la Conferencia de 1948 y se plasmó en la revisión del Reglamento de Abordajes y la actualización de los servicios de meteorología y de vigilancia de hielos. También se redactó un nuevo capítulo relativo al transporte de grano y de mercancías peligrosas, incluidos los explosivos, y se revisó el capítulo sobre radiotelegrafía, al que se incluyeron aspectos sobre radiotelefonía.

La Organización Marítima Internacional (OMI) de las Naciones Unidas, asumió la responsabilidad mundial por la seguridad de la navegación en su primera reunión en

1959. En aquel entonces se llamaba la Organización Consultiva Marítima Intergubernamental (OCMI).

Se propició el Convenio de 1960 que, si bien no sufre importantes reformas con respecto al de 1948, tiene algunos aspectos diferenciales: se incrementa notablemente el número de países asistentes a la Conferencia; se subdividen y especializan los capítulos dedicados al transporte de grano a granel y mercancías peligrosas; aparecen las recomendaciones de utilización de la energía nuclear en los buques.

Desafortunadamente, este Convenio de 1960 adoptó un procedimiento de enmiendas que entrarían en vigor 12 meses después de haber sido aceptadas por dos tercios de las partes Contratantes del Convenio matriz, lo que le hizo desfasarse rápidamente por los adelantos técnicos que iban llegando.

El número de Partes en el Convenio SOLAS creció ininterrumpidamente, con lo que el número de ratificaciones necesarias para lograr los dos tercios que hacían falta para la entrada en vigor de las enmiendas al Convenio SOLAS aumentaba paralelamente. Estaba claro que estas enmiendas tardarían tanto en convertirse en legislación internacional que, antes de que eso ocurriera, ya habrían quedado desfasadas.

Como resultado de ello, la OMI decidió introducir un nuevo Convenio SOLAS que no sólo incorporar todas las enmiendas al Convenio de 1960 aprobadas hasta entonces, sino que incluyese también un nuevo procedimiento que permitiera que las enmiendas que se hiciesen en lo sucesivo entrarán en vigor en un periodo de tiempo razonable.

Convenio SOLAS 74 (Sevimar). Debido a la necesidad de incorporar al Convenio las numerosas enmiendas que se habían ido produciendo, se convocó otra Conferencia Internacional al objeto de redactar un nuevo Convenio, el de 1974. La Conferencia de Seguridad Marítima de 1974 se celebró en Londres del 21 de octubre al 1 de noviembre con la asistencia de representantes de 71 países. El Convenio que se adoptó es la versión que está actualmente en vigor, y es improbable que sea sustituido por un nuevo instrumento, debido al nuevo procedimiento tácito de enmienda que figura en el artículo VIII.

El artículo VIII determina que las enmiendas a los capítulos II a VIII del Anexo –en que figuran las disposiciones técnicas del Convenio- se considerarán aceptadas transcurrido un plazo de dos años (o al término de un plazo diferente fijado en el momento de la aprobación) a menos que sean rechazadas, dentro de un periodo especificado, por un tercio de los Gobiernos Contratantes o por un número de Gobiernos Contratantes cuyas flotas mercantes combinadas representen como mínimo el 50% del tonelaje bruto de la flota mercante mundial.

En mayo de 1994 la Conferencia aprobó una resolución relativa a un procedimiento de enmienda acelerado que habría de ser utilizado en circunstancias excepcionales, según el cual una Conferencia de Gobiernos Contratantes podría reducir en tales circunstancias a 6 meses el plazo de 12 meses que media hasta la aceptación de una enmienda realizada a los capítulos técnicos del Convenio (que excluye los artículos y el capítulo I).

Si bien el Convenio SOLAS 74 fue firmado en dicho año no entró en vigor hasta 1980, cuando se alcanzó la doble condición del 50% de aceptación de TRB de flota mundial y un mínimo de 25 Estados contratantes. Desde su firma se planteó ya su revitalización que, con la agilización de los sistemas de Enmiendas y Protocolos, se convirtió en un Convenio en constante renovación.

Posteriormente se firma el Protocolo de 1978 y las enmiendas al Convenio SEVIMAR 74/78 que sucesivamente han ido apareciendo a lo largo de los últimos años, de forma que continúa hoy en día la labor de permanente actualización del mismo.

El objetivo principal del Convenio SOLAS es estipular normas mínimas para la construcción, el equipo y la utilización de los buques, compatibles con su seguridad. Los Estados de abanderamiento son responsables de garantizar que los buques que enarbolan su pabellón cumplen las disposiciones del Convenio, el cual prescribe la expedición de una serie de certificados como prueba de que se ha hecho así.

Normas y criterios de estabilidad

Las normas y criterios de estabilidad son establecidas por las diferentes autoridades regulatorias y las casas clasificadoras, estas tienen jurisdicción sobre las mismas y las modifican a su criterio. En este trabajo no mostraremos el porqué de las diferentes variaciones que existen, sin embargo, se plasmará en el trabajo cuales son las diferencias que existen y cuál de las autoridades o casas clasificadoras tiene datos más actualizados, además de que los cálculos sean más exactos y esto genere un menor riesgo en la estabilidad de la plataforma.

Para la comparación de los diferentes valores utilizados en las normas y criterios de estabilidad utilizaremos las siguientes casas clasificadoras y autoridades regulatorias:

- International Association of Classification Societies (IACS)
- International Maritime Organization (IMO)
- American Bureau of Shipping (ABS)
- Det Norske Veritas (DNV)
- Health and Safety Executive (HSE)

A continuación, se describirán cada una de las casas clasificadoras y autoridades regulatorias que se utilizarán, dando una breve historia de los mismos y el por qué fue fundamental en el desarrollo de este trabajo.

Primero, la IMO es la Organización Marítima Internacional, establecida en el año 1948, con el propósito de promover la seguridad marítima internacional de manera más eficaz. Sus propósitos se establecen el Artículo 1 del Convenio, el cual establece se dedica a:

"Proporcionar un mecanismo de cooperación entre los gobiernos en la esfera de la reglamentación y las prácticas gubernamentales relacionadas con cuestiones técnicas de todo tipo que afecten al transporte marítimo que se dedica al comercio internacional; alentar y facilitar la adopción general de las normas más estrictas en materia de seguridad marítima, eficiencia de la navegación y prevención y control de la contaminación marina procedente de los buques".

En pocas palabras, la IMO es una agencia especializada en promover el transporte marítimo seguro, cuidar el medio ambiente, ser eficiente y sostenible a través de la

adopción de los más altos estándares practicables y consideraciones legales de seguridad marítima, eficiencia de la navegación y prevención y control de la contaminación de los buques, todo esto realizando de manera universal y uniformemente.

Ahora bien, la IACS es la Asociación Internacional de Casas Clasificadoras es una asociación sin fines de lucro, fundada en el año 1968, dedicada a la seguridad de las embarcaciones y a prevenir la contaminación de los mares, lo hace mediante una contribución única a la seguridad y la regulación marítima a través del apoyo técnico, la verificación del cumplimiento y la investigación y el desarrollo.

De acuerdo a la (IACS), más del 90% del tonelaje de transporte de carga del mundo está cubierto por el diseño de clasificación, la construcción y las reglas y estándares de cumplimiento de por vida establecidos por las doce Sociedades Miembro de la IACS. Las cuales son:

1. American Bureau of Shipping
2. Lloyd's Register
3. Bureau Veritas
4. China Classification Society
5. Croatian Register of Shipping
6. Det Norske Veritas
7. Indian Register of Shipping
8. Class NK
9. Korean Register
10. Registro Italiano Navale
11. Russian Maritime Register of Shipping
12. Polski Rejestr Statków

La IACS y sus miembros tienen como objetivo verificar la resistencia estructural e integridad de partes esenciales del casco de la embarcación y sus apéndices, y la fiabilidad y función de los sistemas de propulsión y dirección, la generación de energía y esas otras características y auxiliares sistemas que se han construido en la embarcación

para mantener los servicios esenciales a bordo. Es reconocida la IACS como el asesor técnico principal de la IMO.

Con respecto ahora a las casas clasificadoras ABS y DNV serán utilizadas debido a la diferencia notable que existe entre estas dos casas. ABS (American Bureau Of Shipping) es una casa clasificadora en la que sus reglas están basadas en pruebas, sin embargo, DNV (Det Norske Veritas) se basa tanto como en pruebas, como en estudios.

Los estándares de ABS están desarrollados en base a configuraciones de buques existentes, esto genera un problema al realizar las operaciones, ya que las dimensiones de las plataformas pueden variar. Ahora, la estandarización de DNV es más amplia y completa para poder realizar todos los cálculos pertinentes sin omitir algún dato necesario y tomando en cuenta diversas variables.

Por último, está la HSE, su misión es prevenir la muerte relacionada con el trabajo, lesiones y mala salud. HSE ayuda a los trabajadores a entender cómo pueden mantenerse seguros y bien, por medio de asesorías y capacitaciones, además permiten al trabajador tener las herramientas necesarias para saber cómo realizar cálculos dentro de la plataforma en la que se encuentren.

Criterios de estabilidad intacta

De acuerdo a las IACS, todas las unidades deben tener suficiente estabilidad (capacidad de adrizamiento) para resistir el efecto de vuelco de la fuerza producida por un viento sostenido desde cualquier dirección horizontal, para todos los modos de operación a flote. Para esto, se deben evaluar condiciones de funcionamiento realistas y la unidad debe ser capaz de permanecer en el modo de funcionamiento con una velocidad de viento sostenida de no menos de 36 m/s (70 nudos). También, se debe proporcionar la capacidad para cambiar el modo de operación de la unidad al correspondiente a una condición de tormenta severa, con una velocidad sostenida del viento de no menos de 51,5 m/s (100 nudos), en un período razonable de tiempo para la unidad en particular.

En todos los casos, se deben especificar las velocidades límite del viento y se deben incluir instrucciones en el folleto de operación para cambiar el modo de operación mediante la redistribución de la carga variable y el equipo, cambiando las corrientes de aire o ambos. Ahora bien, para operaciones restringidas, se puede considerar una velocidad del viento sostenida reducida de no menos de 25,8 m/s (50 nudos). Los detalles de las restricciones de servicio aplicables deben registrarse en el folleto de operaciones. A los efectos del cálculo, se supone que la unidad flota sin restricciones de amarre. Sin embargo, se deben considerar los posibles efectos perjudiciales de las restricciones de amarre.

Criterio de estabilidad bajo fuerza de viento

Las curvas de momento adrizante y las curvas de momento escorante del viento relacionadas con el eje más crítico, con cálculos de apoyo, deben prepararse para un número suficiente de condiciones que cubran la gama completa de calados correspondientes a los modos de operación a flote. Cuando el equipo de perforación sea de la naturaleza que pueda bajarse y estibarse, es posible que se requieran curvas de estabilidad y momento escorante del viento adicional, y esos datos deberían indicar claramente la posición de dicho equipo. En todos los casos, excepto en unidades de columnas estabilizadoras, el área bajo la curva de momentos adrizantes hasta la segunda intersección o ángulo de inundación descendente, el que sea menor, no debe exceder en menos del 40% el área bajo la curva de momentos escorantes del viento al mismo ángulo límite. Para las unidades estabilizadas por columnas, el área bajo la curva de momentos adrizantes al ángulo de inundación descendente no debe exceder el 30% del área bajo la curva de momentos escorantes del viento al mismo ángulo límite. En todos los casos, la curva de momentos adrizantes debe ser positiva en todo el rango de ángulos desde la posición vertical hasta la segunda intersección.

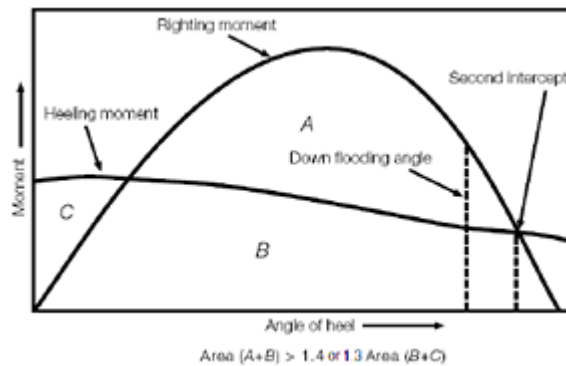


Fig 6. Momento adrizante y curvas de momento.

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

Momento escorante de viento

El momento escorante del viento debe calcularse en varios ángulos de inclinación para cada modo de funcionamiento. Los cálculos deben realizarse de manera que reflejen el rango de estabilidad alrededor del eje más crítico. El brazo para la fuerza de escora debe tomarse verticalmente desde el centro de resistencia lateral o, si está disponible, el centro de presión hidrodinámica, del cuerpo sumergido hasta el centro de presión de las áreas sujetas a cargas de viento. Al calcular los momentos escorantes del viento para cascos con forma de barco, se puede suponer que la curva varía como función del coseno de la escora del barco.

Los momentos escorantes del viento deben basarse en las fuerzas del viento calculadas mediante la siguiente fórmula:

$$F = 0.5pC_sC_HAV^2$$

$$F = 0.5pC_sC_HAV^2$$

donde:

F = Fuerza del viento (N)

p = Densidad del aire (1.222 kg/m³)

C_s = Coeficiente de forma

Ch = Coeficiente de altura

A = El área proyectada en condición estable o condición escorada

v = Velocidad del viento (m/s)

Forma	Cs
<i>Esférica</i>	0.4
<i>Cilíndrica</i>	0.5
<i>Gran superficie plana</i>	1.0
<i>Torre de perforación</i>	1.2
<i>Cableado</i>	5
<i>Baos y vigas bajo cubierta</i>	1.2
<i>Partes pequeñas</i>	1.3
<i>Formas aisladas</i>	1.4
<i>Casetas de cubierta agrupadas o estructuras similares</i>	1.5
	1.1

Tabla 1. Coeficientes de arrastre

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

Los valores del coeficiente Ch dependen de la altura del centro del área expuesta al viento al nivel del mar y se dan a continuación:

Alturas

<i>Metros</i>	<i>Pies</i>			<i>Ch</i>
	<i>Mayor que</i>	<i>Sin exceder</i>	<i>Mayor que</i>	<i>Sin exceder</i>
0	15.3	0	50	1
15.3	30.3	50	100	1.1
30.5	46	100	150	1.2
46	61	150	200	1.3
61	76	200	250	1.37
76	91.5	250	300	1.43
91.5	106.5	300	350	1.48
106.5	122	350	400	1.52
122	137	400	450	1.56
137	152.5	450	500	1.60
152.5	167.5	500	550	1.63
167.5	183	550	600	1.67
183	198	600	650	1.70
198	213.5	650	700	1.72
213.5	228.5	700	750	1.75

228.5	244	750	800	1.77
24	259	800	850	1.79
Arriba de 259		Arriba de 850		1.8

Tabla 2. Coeficiente de altura.

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

Al calcular las fuerzas del viento, se recomiendan los siguientes procedimientos:

- (a) En el caso de unidades con columnas, deben incluirse las áreas proyectadas de todas las columnas; es decir, no debe tomarse ningún margen de protección.
- (b) Las áreas expuestas debido a la escora, como las cubiertas inferiores, etc., deben incluirse utilizando los coeficientes de forma adecuada.
- (c) El área proyectada en bloque de una agrupación de casetas puede usarse en lugar de calcular cada área individual. Se puede suponer que el coeficiente de forma es 1,1.
- (d) Las casetas aisladas, las formas estructurales, las grúas, etc., deben calcularse individualmente, utilizando el coeficiente de forma apropiado.
- (e) El trabajo de enrejado abiertamente utilizado para torres de torre, plumas y ciertos tipos de mástiles puede aproximarse tomando el 30% del área de bloque proyectada de cada lado, p. ej. 60% del área de bloque proyectada de un lado para trabajos de truss de doble cara. Se tomará de la tabla un coeficiente de forma apropiado.

Condiciones de daño

1. Las unidades de elevación y tipo de superficie son para tener suficiente estabilidad por los criterios de estabilidad dañada ya mencionados en las secciones anteriores, de tal forma que la línea de flotación final se encuentra por debajo del borde inferior de cualquier abertura que no cumpla con los requisitos generales relacionados con la integridad estanca.

Para unidades auto-elevables en particular, la inundación de cualquier compartimento único con la suposición de no viento mientras se cumple el siguiente criterio:

$$RoS = \theta_m - \theta_s \geq \text{Max}\{(7^\circ + 1.5\theta_s), 10^\circ\}$$

Donde:

RoS= rango de estabilidad, en grados

θ_m = ángulo máximo de estabilidad positiva, en grados

θ_s = ángulo estático de inclinación después de daño, en grados

El rango de estabilidad se determina sin referencia al ángulo de inundación.

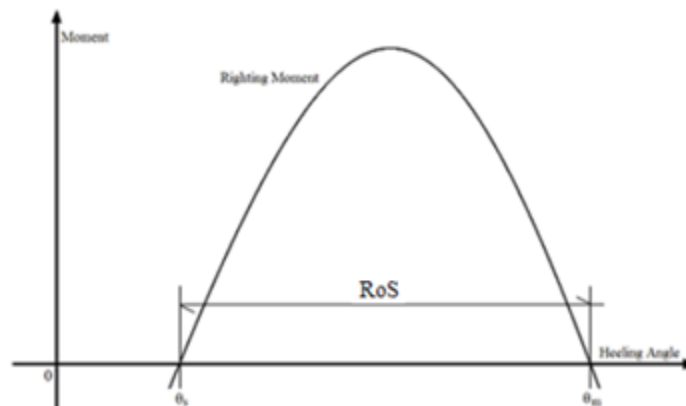


Fig 7. Estabilidad de unidades auto-elevables

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

2) Las unidades de columna estabilizada deben tener una estabilidad suficiente de modo que:

- la línea de flotación final esté situada por debajo del borde inferior de cualquier abertura que no cumpla con los requisitos de integridad estanca de D7.4.2 del documento Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS (El cual se encuentra dentro de los anexos).
- Dentro del grado de integridad estanco previsto, la curva de momento de daño debe tener un alcance de al menos 7 grados más allá de su primera intersección

con la curva de momento escorante de viento de 25,8 m/seg (50 nudos) hasta su segunda intersección o ángulo descendente, lo que sea menor. Además, la curva de momento de daño es alcanzar un valor de al menos el doble de la curva de momento escorante de viento, ambos medidos en el mismo ángulo.

- c) Las aberturas dentro de 4 m por encima de la línea de flotación final deben hacerse herméticas.

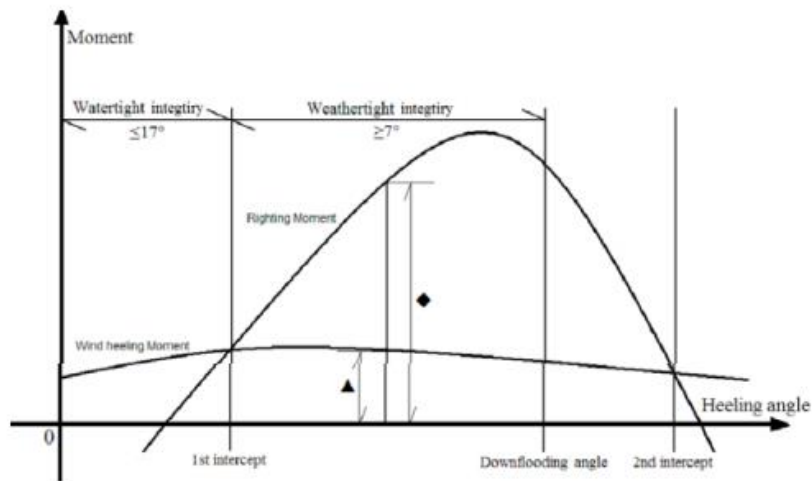


Fig 8. Estabilidad de unidades auto-elevables

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

(3) Las unidades estabilizadas en columna deben tener una estabilidad suficiente según D3.7.3 (2) de modo que:

- la línea de flotación de equilibrio se encuentra debajo del borde inferior de cualquier abertura que no cumpla con los requisitos de integridad estanca de D7.4.2 (Se llama la atención sobre 3.4.4 del Código MODU de la OMI de 2009 [Res A.1023 (26)] que limita la inclinación de la unidad, en relación con esta línea de flotación de equilibrio, para que no sea mayor de 25 grados. El cumplimiento de esta limitación puede ser requerido por algunas Administraciones).
- se debe proporcionar un margen de estabilidad suficiente. Requiere un rango de estabilidad positiva de al menos 7 grados más allá de la primera intersección de la curva de momento adrizante y el eje de coordenadas horizontales de la curva de estabilidad estática a la segunda intersección de ellos o el ángulo de descenso,

lo que sea menor. El cumplimiento de este rango puede ser requerido por algunas administraciones u entidades.

Sistemas de anclaje

Los componentes del sistema de anclaje deben diseñarse utilizando factores adecuados de seguridad (FOS) y una metodología de diseño adecuada para identificar la condición de carga más grave para cada componente. En particular, un número suficiente de ángulos de dirección junto con el la combinación más severa de viento, de corriente y de ola debe ser considerada, generalmente de la misma dirección, para determinar la tensión máxima en cada línea de amarre.

Cuando a cada línea de anclaje se le aplica el método quasi-estático se calculará la deflexión máxima para cada condición diseño mencionado a continuación:

- a) Desplazamiento medio constante debido a las fuerzas definidas de viento, corriente y ola constante
- b) Movimientos máximos más probables inducidos por ondas de la unidad amarrada debidos a la excitación de la onda.

Para aguas relativamente profundas, el efecto de las fuerzas de amortiguación e inercia en las líneas de anclaje debe considerarse en el análisis. Los efectos de los movimientos de variación lenta deben incluirse para las MODUs cuando las magnitudes de tales movimientos se consideran significativas

Deben tenerse en cuenta los siguientes factores mínimos de seguridad en la deflexión máxima de la unidad para una serie de partidas:

Condición de diseño	FOS
<i>Operación</i>	2,7
<i>Tormenta severa</i>	1,8
<i>Operación-Una línea fallida</i>	1,8
<i>Tormenta severa- Una línea fallida</i>	1,25

Tabla 3. Valores de FOS

Societies, I. A. (n.d.). IACS. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

Donde:

$$FOS = PB/T_{max}$$

T_{max}= tensión característica en la línea de anclaje

PB = resistencia mínima a la rotura nominal de la línea de anclaje

Criterios de estabilidad dañada

De acuerdo a IACS, en el documento Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS, en la sección D3.7 los criterios de estabilidad dañada son los siguientes:

1. Todas las unidades deben tener estabilidad suficiente para soportar las inundaciones en cualquier compartimento único o cualquier combinación de compartimentos consistentes con la asunción de daño establecida en los documentos que se mencionan a continuación:
 - a. Al evaluar la estabilidad de daños de las unidades de perforación auto elevables, se supone que se produce el siguiente grado de daño entre mamparos: la penetración horizontal es de 1.5m (5 ft) y la extensión vertical del caso inferior va hacia arriba sin límite. La distancia entre los mamparos estancos eficaces o sus porciones escalonadas más cercanas que se colocan dentro de la medida asumida de penetración horizontal no debe ser menos de 3 m; donde hay una distancia menor, uno o más de los mamparos adyacentes debe ser ignorado. Cuando se instala una cimentación inferior, se supone que la penetración de daños es simultánea tanto a la cimentación y el casco superior sólo tienen que ser considerados cuando la corriente de aire más ligera permite cualquier parte de la cimentación para caer dentro de 1,5 m (5 pies) verticalmente de la línea de flotación, y la diferencia en dimensión horizontal del casco superior y la cimentación es inferior a 1,5 m (5 pies) en cualquier área considerada. Si el daño de menor medida resulta en una condición de equilibrio, tal medida menor se asumirá. Todas las tuberías, sistemas de ventilación, troncos, etc., dentro de esta medida deben ser asumidos dañados. Se proporcionarán medios positivos de cierre para evitar inundación de otros espacios intactos. Además, los compartimentos adyacentes a la parte inferior del casco también deben considerarse inundados individualmente.
 - b. Al evaluar la estabilidad dañada de las unidades de perforación

- c. de columnas estabilizadas, se aplican las siguientes condiciones:
- Sólo esas columnas, cascos sumergidos y refuerzos en la periferia de la unidad deben ser asumidos como dañados y el daño debe asumirse en las porciones expuestas de las columnas, cascos sumergidos y refuerzos.
 - Se supone que las columnas y refuerzos están inundadas por daños que tengan una extensión vertical de 3,0 m que se produzcan en cualquier nivel entre 5,0 m por encima y 3,0 m por debajo de los calados especificados en el manual de funcionamiento. Cuando se encuentra un piso estanco dentro de esta región, se debe suponer que los daños ocurrieron en ambos compartimentos por encima y por debajo del piso estanco en cuestión. Se pueden aplicar distancias menores por encima o por debajo de las corrientes de aire teniendo en cuenta las condiciones reales de funcionamiento. Sin embargo, el alcance de la región de daños requeridos debe ser de al menos 1,5 m por encima y debajo del proyecto en cuestión.
 - No se debe suponer que ningún mamparo vertical esté dañado, excepto cuando los mamparos están espaciados más cerca que una distancia de un octavo del perímetro de columna en el calado considerado, medido en la periferia, en cuyo caso uno o más de los mamparos deben ser ignorados.
 - Se debe suponer que la penetración horizontal del daño es de 1,5 m.
 - Se debe suponer que los cascos sumergidos están dañados cuando se opera en condiciones de tránsito de la misma manera que se indica en las reglas anteriores o entre un mamparo hermético eficaz.
 - Si el daño de menor medida resulta en una condición de equilibrio de daños más grave, se asumirá una medida menor.
 - Todas las tuberías, sistemas de ventilación, troncos, etc., dentro de la extensión de los daños deben ser asumidos como dañados. Deben proporcionarse medios positivos de cierre para evitar la

inundación progresiva de otros espacios que están destinados a estar intactos.

- c. Al evaluar la estabilidad de daños de las unidades de perforación de tipo de superficie, se supone que se producirá la siguiente extensión de daño entre mamparos estancos eficaces: La penetración horizontal es de 1.5m (5 ft) y la extensión vertical del caso inferior que va hacia arriba sin límite. La distancia entre los mamparos estancos efectiva o sus porciones escalonadas más cercanas que se colocan dentro de la extensión asumida de penetración horizontal no debe ser inferior a 3 m; cuando haya una distancia menor, uno o más de los mamparos adyacentes deben ser ignorados. Si el daño de menor en menor medida resulta en una condición de equilibrio final más grave, se asumirá tal menor medida. Todas las tuberías, sistemas de ventilación, troncos, etc., dentro de esta medida deben ser asumidos dañados. Se proporcionarán medios positivos de cierre para evitar la inundación progresiva de otros espacios intactos. Además, los compartimentos delimitados por el casco inferior deben considerarse inundados individualmente.
2. Además, las unidades de columna estabilizada deben tener suficiente estabilidad para soportar, en cualquier condición de operación o tránsito con la suposición de que no hay viento, la inundación de un solo compartimento estanco situado total o parcialmente debajo de la línea de flotación en cuestión, que es una sala de bombas, una habitación que contiene maquinaria con un sistema de refrigeración de agua salada o un compartimento adyacente al mar.
3. Para todo tipo de unidades, la capacidad de compensar el daño incurrido, bombeando o lastrando otros compartimentos, etc., no debe considerarse como evitar los requisitos anteriores. A efectos de cálculo, cabe suponer que la unidad está flotando libre de restricciones de amarre. Sin embargo, deben considerarse los posibles efectos perjudiciales de las restricciones de amarre.

Variaciones en los criterios según la Sociedad de Clasificación y Autoridades Regulatorias

Se revisaron en las variaciones que existen entre las diferentes sociedades de clasificación y las autoridades regulatorias, la información fue tomada de los siguientes documentos:

- Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS by International Association of Classification Societies (IACS)
- International Maritime Organization (IMO)
- Rules for building and classing, MOBILE OFFSHORE UNITS PART 3 Hull Construction and Equipment by American Bureau of Shipping (ABS)
- OFFSHORE STANDARDS, DNVGL-OS-C301, Stability and watertight integrity by Det Norske Veritas (DNV)
- Stability by Health and Safety Executive (HSE)

En el Anexo A, se encuentran las tablas con los estándares de estabilidad de la IACS, HSE, IMO, ABS y DNV resumidos para mayor comprensión. En las tablas se muestran las pequeñas pero notables diferencias que existen dentro de las diferentes autoridades en relación al diseño. Todo esto está en función a la interpretación pertinente que hagan las mismas, esto se actualiza dependiendo de los estudios y pruebas que realice la autoridad.

En la Tabla 1 y 2, se muestran las condiciones de viento específicas para estándares de estabilidad intacta y dañada. En estas tablas existen muchas similitudes con respecto a los estándares de estabilidad, siendo los valores de velocidad de viento los mismos para todas las autoridades regulatorias y casas clasificadoras. Sin embargo, para realizar el análisis del momento escorante de viento; HSE es la única que toma en cuenta tanto los cálculos como las pruebas de túnel de viento como método principal, mientras el resto considera los cálculos ya definidos únicamente como el medio principal y las pruebas de túnel de viento como alternativa.

Ahora bien, los efectos de las líneas de amarre y los azimutales son contempladas únicamente en:

- HSE, las fuerzas de los azimutales se tomarán a consideración y se aplicarán a nivel de azimutal, y cualquier diferencia entre la fuerza máxima del viento y el empuje en el centro de la resistencia lateral.
- ABS, se ignoran los efectos de las líneas de amarre y los azimutales, pero los efectos perjudiciales deben ser considerados.
- DNV, El peso de las líneas de amarre se debe tomar en cuenta para el cálculo del desplazamiento y el KG.

En la Tabla 3, se muestran los estándares para estabilidad intacta. Dentro de esta tabla los valores de HSE son bastantes específicos en el ángulo estático de escora debido al viento, GM mínimo y momento adrizante.

En la Tabla 4, Las casas de clasificación asumen los espacios que pueden ser dañados para poder desarrollar sus normativas regulatorias, IACS e IMO difieren en los parámetros sobre la extensión del daño asumido con respecto a los mamparos.

En la Tabla 5, se encuentran los estándares de estabilidad para daño periférico y en la tabla 6, se tiene la ubicación y estándares para un compartimento dañado. En estas tablas las autoridades no difieren, ya que los mismos son estrictamente necesarios en ser realizados de esta manera y salvaguardar la integridad de la estructura marina.

En la Tabla 7, se encuentran los estándares de estabilidad alternativos, en estos cada una de las autoridades regulatorias y las casas de clasificación se dan la libertad de añadir estándares siempre y cuando los mismos proporcionen un momento adrizante, fuerzas operativas y ambientales óptimas y que los cálculos sean lo suficiente para evitar la inundación y volcadura en las condiciones tanto intacta como dañadas.

Las autoridades pueden considerar estándares alternativos como ya se mencionó, si y solo si cumplen con las siguientes cuestiones para la aceptabilidad de las normas por la OMI:

- Condiciones ambientales que representan vientos y olas realísticas apropiadas para el servicio alrededor del mundo en varios modos de operación.

- Respuestas dinámicas de la unidad, incluyendo los resultados de las pruebas de túnel de viento, y simulaciones no lineales
- Potencial de inundación, tomando en cuenta las respuestas dinámicas en vía marítima.
- Susceptibilidad de volcadura, considerando la velocidad media del viento con la respuesta dinámica máxima
- Un margen de seguridad adecuado para tener en cuenta la incertidumbre.

Incidentes Pasados en el Golfo de México

El Golfo de México es un recurso costero rico en petróleo y gas, que se comparte con Estados Unidos. La Cuenca del Golfo de México en la parte más profunda, de acuerdo

a Pemex Exploración y Producción, considera que ésta es la región de mayor potencial petrolero, con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce), lo que representa 56 % del recurso total del país. En la imagen siguiente se muestran las cuencas productivas que ha mostrado Pemex en su reporte de enero de 2009.

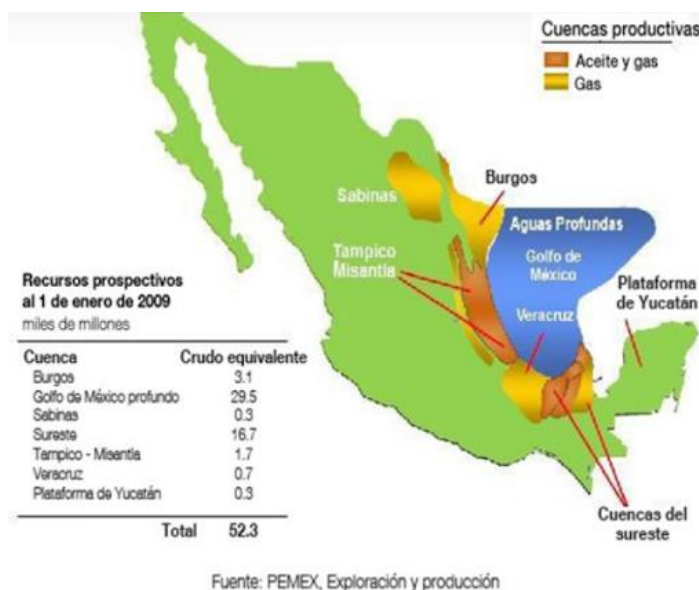


Fig 9. Zonas de Exploración

Mexicanos, P. (2021). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos*.

Ahora, eso da un panorama de la importancia de la explotación en aguas profundas tanto en el presente como en el futuro. Esto significa que la necesidad de tener plataformas confiables para realizar la explotación y producción es indispensable. Por lo tanto, las plataformas al ser diseñadas deberán tener mejor estabilidad, resistencia y fuerza para poder realizar sus operaciones sin ningún riesgo de hundimiento o volcadura.

Conviene señalar que según (Dierk Raabe's site, s.f.), a lo largo de los años aproximadamente 71 plataformas han colapsado en el Golfo de México. A continuación, la lista de las mismas:

Nombre de la plataforma /pozo	Fecha	Tipo	Incidente
<i>Adriatic VII</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán
<i>Bigfoot 2</i>	1987-10-20	Jack Up	Falla Estructural
<i>Chevron Typhoon</i>	2005-09-27	Plataforma	Huracán
<i>C. P. Baker</i>	1964-06-30	Buque perforador	Explosión
<i>Deepwater II</i>	1957-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Dixilyn Field 81</i>	1980-08-09	Jack Up	Hundimiento
<i>Dixilyn Julie Ann</i>	1968-03-13	Jack Up	Hundimiento
<i>Dresser 2</i>	1968-04-28	Jack Up	Hundimiento
<i>Ensco 51</i>	2001-03-01	Jack Up	Explosión
<i>Ensco 64</i>	2004-09-15	Jack Up	Huracán
<i>Estrellita</i>	1969-03-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Five Sisters</i>	1989-04-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Flotel Jupiter</i>	2011-04-12	Semi sumergible	Hundimiento
<i>Glomar Baltic I</i>	2001-05-09	Jack Up	Explosión
<i>Harvey Ward</i>	1980-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Hercules 25</i>	2005-08-29	Jack Up	Huracán
<i>High Island III</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán

<i>IXTOC-1</i>	1979-06-03	Jack Up	Explosión
<i>Jalapa</i>	1996-04-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Keyes Marine 302</i>	1988-02-22	Jack Up	Falla estructural
<i>Keyes Marine 303</i>	1990-05-30	Jack Up	Explosión
<i>Main Pass Block 41</i>	1970-02-10	Plataforma	Incendio
<i>Marine IV</i>	2001-07-13	Jack Up	Explosión
<i>Marlin 3</i>	1992-08-27	Jack Up	Huracán
<i>Medusa Spar</i>	2004-09-15	Plataforma	Huracán
<i>Mississippi Cany. 311A</i>	1987-11-04	Plataforma	Explosión
<i>Mr Bice</i>	1998-06-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Mr Gus 1</i>	1957-03-31	Jack Up	Hundimiento
<i>Nabors Dolphin 105</i>	2002-10-02	Jack Up	Hundimiento
<i>Nabors Rig269</i>	1998-07-17	Plataforma	Colapso
<i>Nabors WorkhorseIX</i>	1980-02-05	Jack Up	Hundimiento
<i>NFX Platform A</i>	1999-09-09	Plataforma	Explosión
<i>Noble Max Smith</i>	2005-09-09	Jack Up	Huracán
<i>Ocean Express</i>	1976-04-15	Jack Up	Hundimiento
<i>Ocean King</i>	2002-08-09	Jack Up	Explosión

<i>Ocean Warwick</i>	2005-08-31	Jack Up	Huracán
<i>Parker 14-J</i>	2003-09-11	Jack Up	Colapso
<i>Penrod 52 / Petrel</i>	1965-09-09	Jack Up	Hundimiento
<i>Penrod 52</i>	1983-07-20	Jack Up	Explosión
<i>Penrod 61</i>	1985-10-28	Jack Up	Hundimiento
<i>Petronius A</i>	1998-12-03	Plataforma	Hundimiento
<i>Pool 55</i>	1987-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Pride 1001E</i>	1997-04-01	Plataforma	Explosión
<i>PSS Chemul</i>	2005-08-29	Semi-sumergible	Huracán
<i>Ranger 1</i>	1979-05-10	Jack Up	Colapso
<i>(Pool) Ranger 4</i>	1997-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Rowan Fort Worth</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán
<i>Rowan Halifax</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán
<i>Rowan Houston</i>	2002-10-02	Jack Up	Hundimiento
<i>Rowan Louisiana</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán
<i>Rowan New Orleans</i>	2005-08-31	Jack Up	Huracán
<i>Rowan Odessa</i>	1994-12-01	Jack Up	Incendio
<i>Rowan Odessa</i>	2005-09-28	Jack Up	Huracán

<i>SedcoNo8-Rig22</i>	1956-08-10	Jack Up	Hundimiento
<i>Sedco 135F</i>	1979-06-03	Jack Up	Explosión
<i>Shell Mars</i>	2005-08-29	Plataforma	Huracán
<i>Ship Shoal 246b</i>	1980-03-09	Plataforma	Explosión
<i>South Timbalier 26</i>	1970-12-01	Plataforma	Explosión
<i>Sundowner 15</i>	1996-01-24	Plataforma	Explosión
<i>Teledyne Movable 16</i>	1989-01-08	Jack Up	Explosión
<i>Thunderhorse</i>	2005-07-10	Semi-sumergible	Huracán
<i>Topper I</i>	1980-02-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Topper III</i>	1975-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Transgulf Rig 10</i>	1959-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Troll Solution</i>	2015-05-05	Jack Up	
<i>Usumacinta</i>	2007-10-23	Semi-sumergible	
<i>Zacateca</i>	1986-10-00	Jack Up	Explosión
<i>Yum II / Zapoteca</i>	1987-10-10	Jack Up	Explosión
<i>Zapata Lexington</i>	1984-09-14	Jack Up	Explosión
<i>Zapata Maverick I</i>	1965-00-00	Jack Up	Hundimiento
<i>Zapata Topper III</i>	1975-03-00	Jack Up	Explosión

Tabla 4. Plataformas accidentadas
Tabla propia

En los anexos se encuentran los datos de cada una de las plataformas colapsadas en el Golfo de México y los indicadores de las mismas. En la siguiente gráfica circular, se muestran cuáles fueron los motivos de colapso que se dieron con mayor frecuencia en las plataformas.

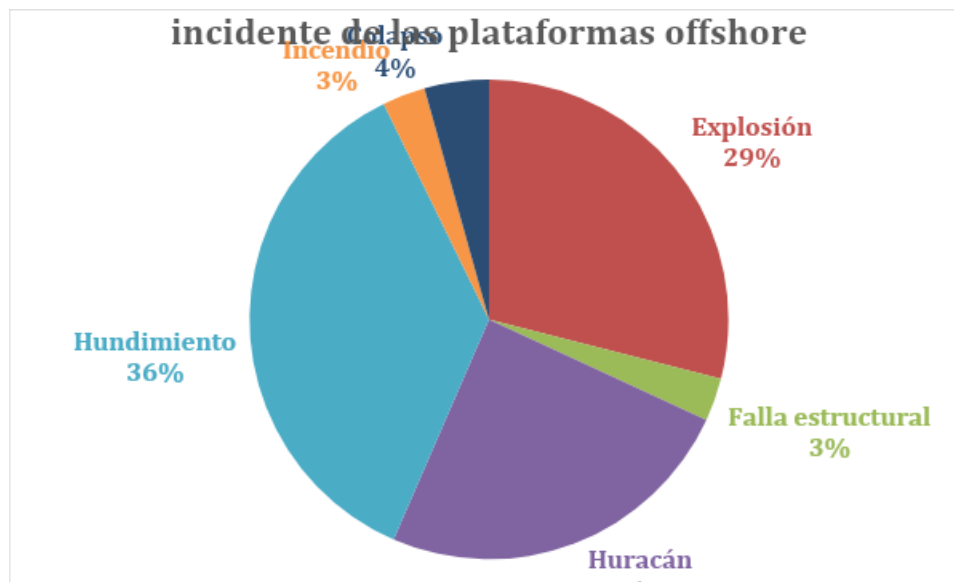


Fig 10. Representación gráfica del tipo de accidente que las plataformas sufrieron
Fuente: Gráfica propia.

Se puede notar que los incidentes en los que se tuvo mayor ocurrencia son debidos a los hundimientos de las plataformas, huracanes o explosiones. El hundimiento de la plataforma puede ser causada por diferentes factores, perdida en la estabilidad, falla en alguno de los sistemas de amarre, perdida de la estanqueidad de la plataforma, colisión, etc. Finalmente, todos estos factores serán explicados detalladamente en las siguientes secciones.

Datos del Golfo de México

Datos meteorológicos

Como señala (Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2019) en el Golfo de México, los huracanes se desarrollan entre los meses de junio y noviembre, para ser exactos del 1ro de junio al 30 de noviembre. Los ciclones tropicales pueden generar tornados. Estos se forman generalmente dentro de las tormentas eléctricas que se encuentran entre las bandas de lluvia distantes del centro del huracán, pero también se pueden generar cerca del ojo del huracán. Los tornados generados por ciclones tropicales son relativamente débiles y de corta duración, pero, aun así, representan una amenaza. Aproximadamente, se tiene en promedio 1 huracán cada 3 años.

Los vientos de huracán se miden con la Escala de Saffir-Simpson, la cual se muestra en la siguiente tabla:

Escala de Vientos de Huracán de Saffir-Simpson	
Categoría 1	Vientos de 74 a 95 mph
Categoría 2	Vientos de 96 a 110 mph
Categoría 3	Vientos de 111 a 129 mph
Categoría 4	Vientos de 130 a 156 mph
Categoría 5	Vientos mayores a 157 mph

Tabla 5. Escala de Vientos de Huracán de Saffir-Simpson
Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2019). *Ciclones tropicales*.

Desde el año 1970, han golpeado más de 70 huracanes al Golfo de México hasta el año 2019; en la siguiente gráfica se muestran los huracanes que han impactado en el Golfo y la velocidad con la que impactaron. A simple vista se observa que 11 huracanes de los 70 en la gráfica han sido de categoría 5, dando un 15% de probabilidad de que este tipo de fenómeno natural golpee el Golfo de México.

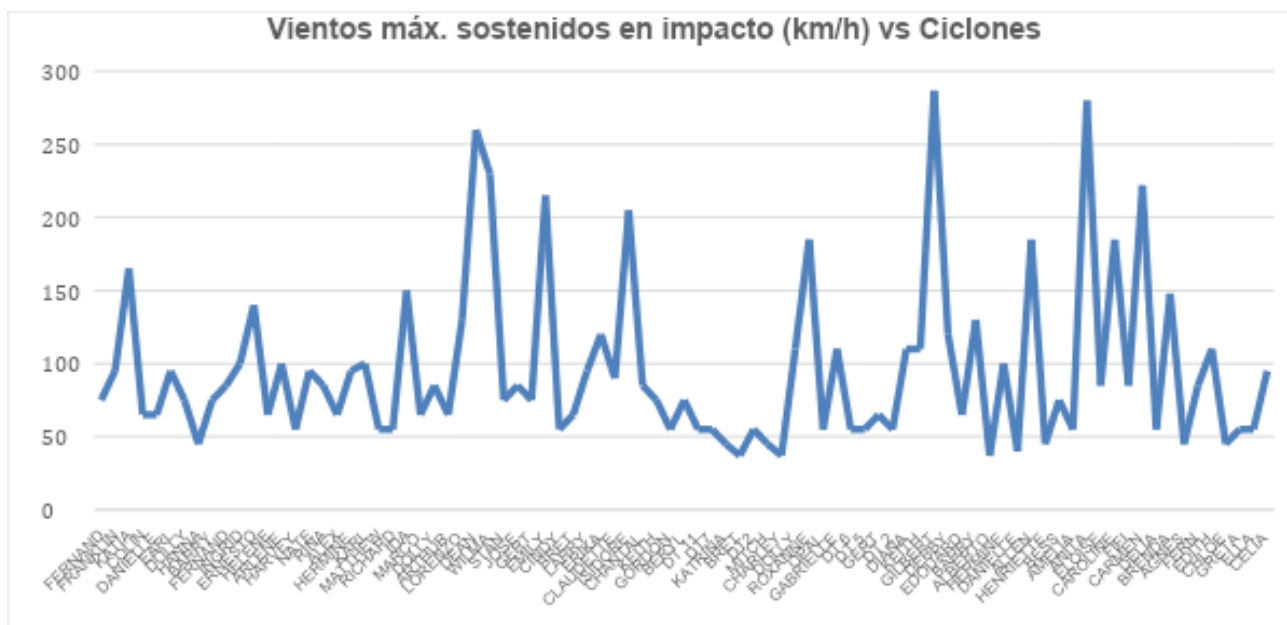


Fig 11. Vientos máximos sostenidos en impacto (km/h) vs Ciclones

Fuente: Gráfica propia.

Datos de la corriente oceánica

Es una corriente oceánica que desplaza una gran masa de agua cálida procedente del Golfo de México y que se dirige al Atlántico Norte. Como opina (SEMARNAT) es una corriente superficial y que disminuye gradualmente en profundidad y velocidad hasta prácticamente anularse a unos 100 m, de la costa donde la influencia del calentamiento por los rayos solares desaparece en la práctica. Tiene una anchura de más de 1000 Km en gran parte de su larga trayectoria, lo que da una idea aproximada de la enorme cantidad de energía que transporta y de las consecuencias tan beneficiosas de la misma. Se desplaza a 1,8 m/s. Aproximadamente, y su caudal es enorme: unos 80 millones de metros cúbicos por segundo. La circulación de esta corriente asegura a Europa un clima cálido para la latitud en la que se encuentra, e impide la excesiva aridez en las zonas atravesadas por los trópicos en las costas orientales de América.

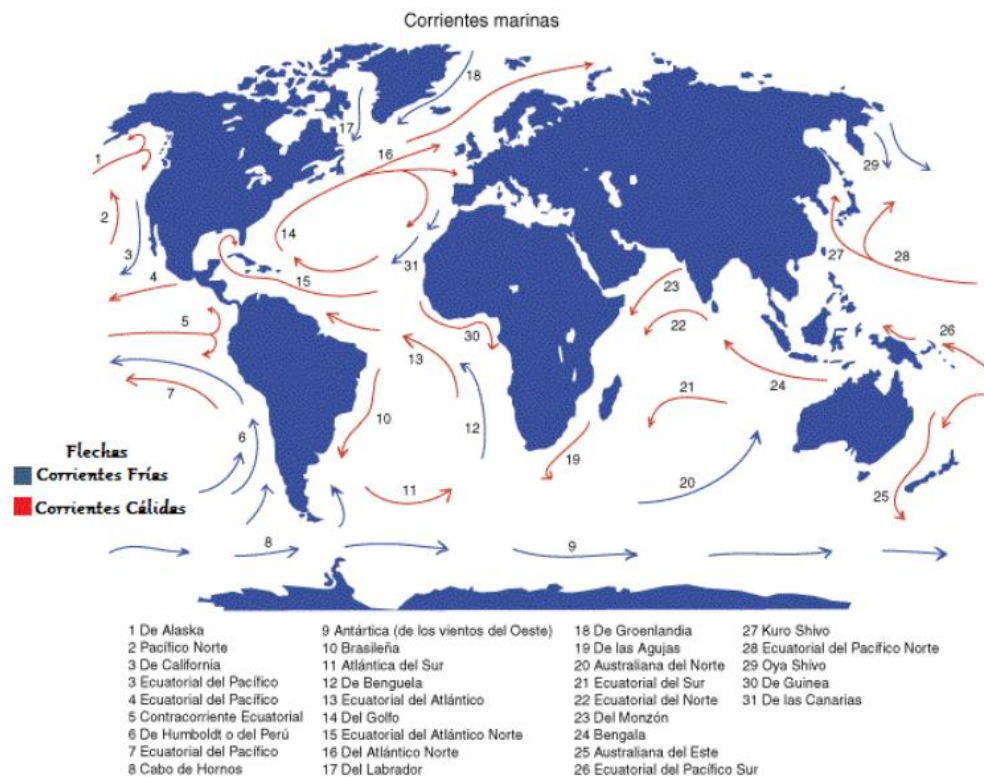


Figura 12. Corrientes Marinas

SEMARNAT. (n.d.). Características físicas. *Costas y mares de México*.

Datos batimétricos

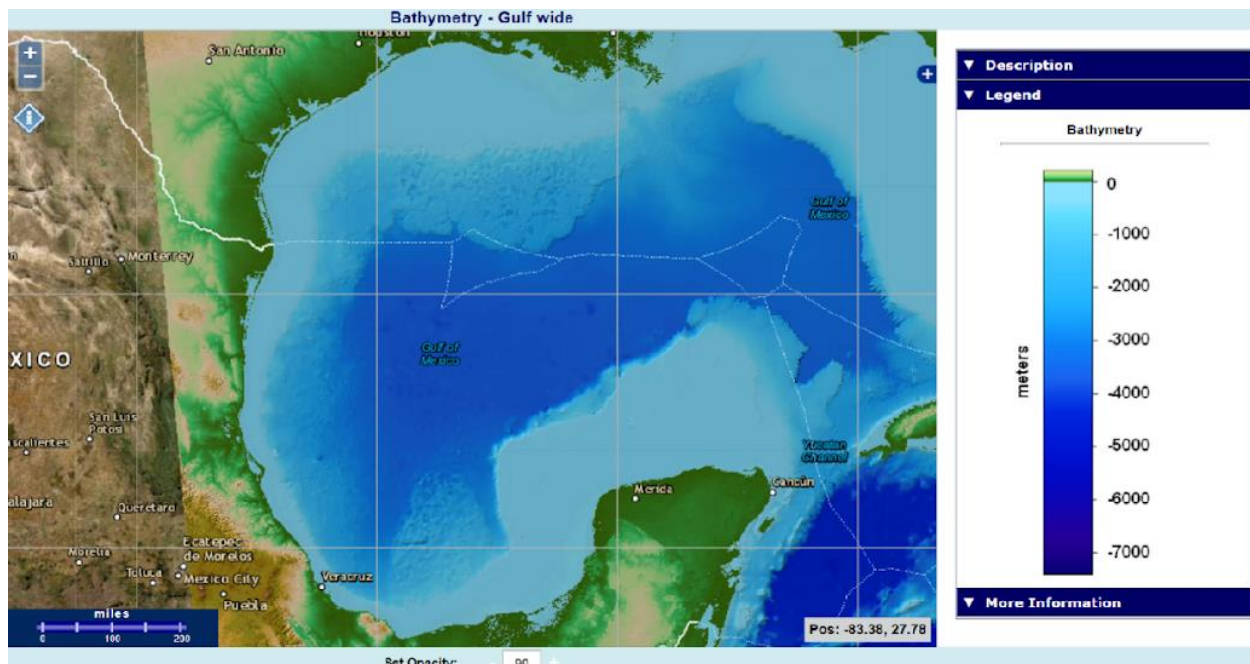


Fig 13. Batimetría del golfo de México

NOAA. (2014). *National Centers for Environmental Information*. Retrieved from <https://www.ncei.noaa.gov/maps/gulf-data-atlas/atlas.htm?plate=Salinity-Zones>

La batimetría es el estudio que mide la profundidad del lecho marino, define la morfología del fondo del océano. En el Golfo de México, como señala la (NOAA, 2014) las características principales son la plataforma continental poco profunda alrededor de los márgenes del Golfo, así como las laderas continentales, las subidas y los abanicos que se conectan a la profunda llanura abisal.

La plataforma continental es la extensión relativamente plana y poco profunda que se extiende desde la costa hasta una profundidad de agua de aproximadamente 120 m. En el norte del Golfo de México, la plataforma se extiende desde 100 km hasta 200 km mar adentro. Su superficie es topográficamente lisa, y características tales como los canales relictos de los arroyos son evidentes.

La topografía a lo largo de la plataforma oeste de la Florida y el Banco de Campeche es de bajo relieve, y está rota solo por arrecifes y características costeras relictas. En el borde de la plataforma continental, **la batimetría se empina** para formar el talud continental, que se extiende hasta aproximadamente 2000 m.

El mapa batimétrico que se muestra aquí incluye isobatas situadas a intervalos de 20 m a 200 m y a intervalos de 200 m más allá. También incluye los nombres de las principales características submarinas en el Golfo.

Datos de Salinidad

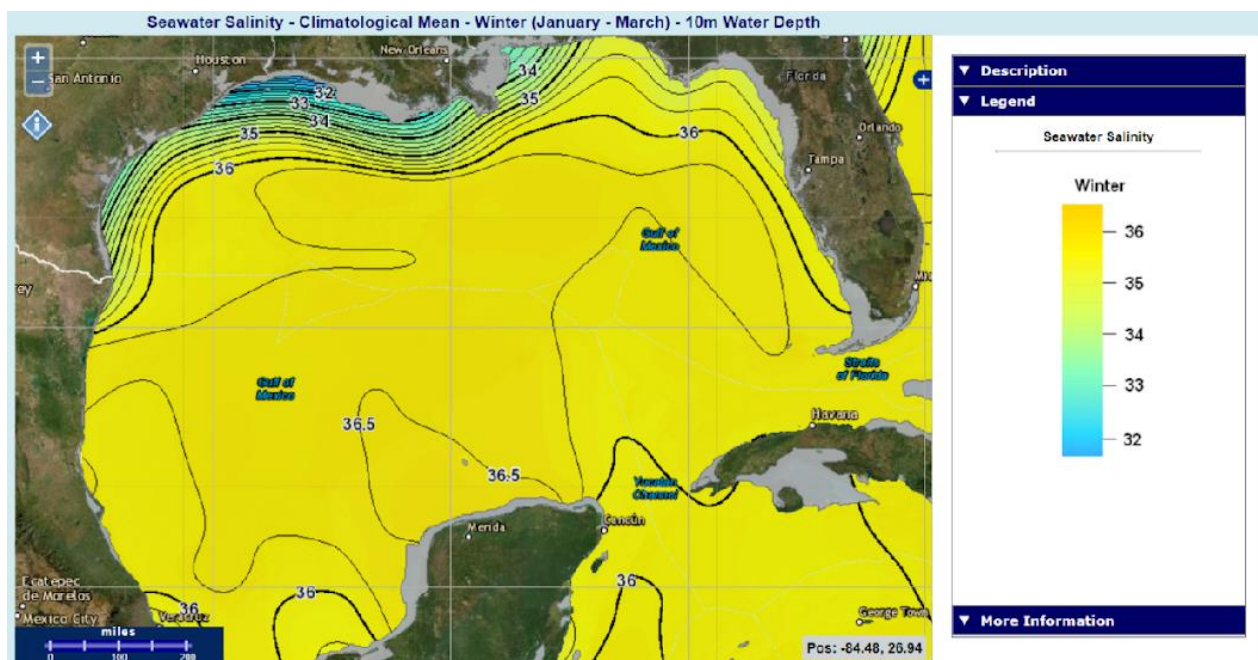


Fig. 14. Salinidad del Golfo de México.

NOAA. (2014). *National Centers for Environmental Information*. Retrieved from <https://www.ncei.noaa.gov/maps/gulf-data-atlas/atlas.htm?plate=Salinity-Zones>

Según (NOAA, 2014) la salinidad en el océano no es constante, porque el océano es afectado por condiciones como la lluvia, corrientes de río, oceánicas y de vientos. En el Golfo de México es extensamente variable la salinidad y varía también con las estaciones del año.

La salinidad en profundidades de 10 m en temporada de invierno, primavera, verano y otoño muestra el efecto estacional cambiante del movimiento de las aguas del flujo de salida del Mississippi y otras aguas costeras. Para aguas profundas de 250 m, existe menor variabilidad por el forzamiento directo de la superficie, así como una estructura definida más por las aguas de corriente de bucle más saladas que entran entre la Península de Yucatán y Cuba y luego se encuentran con las aguas relativamente más frescas del Golfo de México. En la imagen se puede notar que la salinidad en invierno es de 36.5 ups.

Datos sísmicos

De acuerdo a (Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2012) los sismos son temblores o sacudidas de la tierra generados por causas internas. En el mar estos sismos producidos en la plataforma continental o en el fondo del océano generan una secuencia de olas llamadas maremotos. Estas olas producidas por sismos tienen la misma magnitud que cuando se tienen erupciones de volcanes en el fondo del mar, de los deslizamientos de los sedimentos que han acarreado los grandes ríos al desembocar en el océano, del impacto de meteoritos y de las explosiones nucleares.

Es conveniente precisar que un maremoto no es una sola ola, sino una secuencia de olas que se suceden cada 15 a 40 minutos durante un lapso de medio día, un día, o más. Por lo común, no son ni la primera ni la segunda olas las de mayor altura y potencial destructivo.

En México la gran mayoría de los maremotos son originados por sismos que ocurren en el contorno costero del Océano Pacífico, es decir, en las zonas de hundimiento de los bordes de las placas tectónicas que forman la corteza del fondo marino. Los maremotos en el país se generan por sismos en la Fosa Mesoamericana, que es la zona de hundimiento de las placas de Cocos y de Rivera bajo la placa de Norteamérica.

Por la descripción ya dada, da pie a reconocer que el Golfo de México no tiene las condiciones físicas en el fondo marino para que se produzcan maremotos. Se puede ver en la imagen la sismicidad del año 2020, en la zona del Pacífico y sur del país es donde se encuentra la mayor actividad sísmica, sin embargo, del lado del Golfo de México es prácticamente nula.

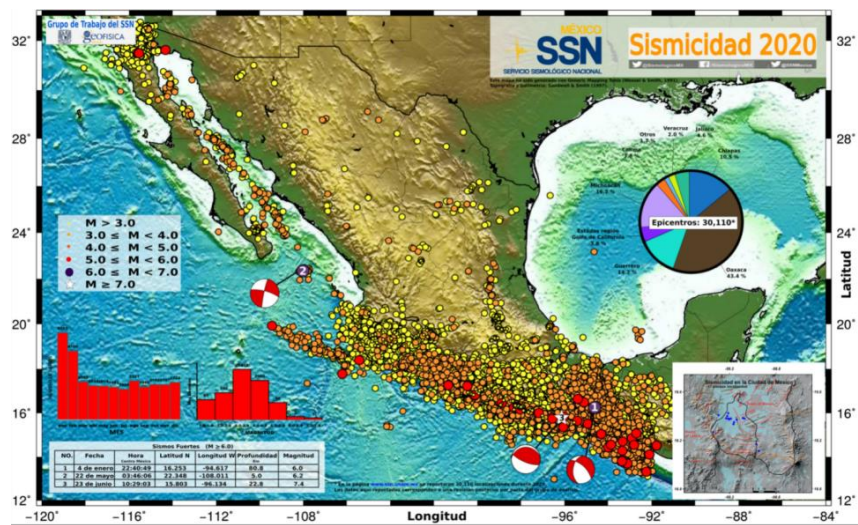


Fig. 15. Sismicidad en aguas mexicanas.

Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2019). *Ciclones tropicales*.

ANÁLISIS DE RIESGO DE LAS PLATAFORMAS

Conceptos básicos de riesgo

¿Qué es el riesgo?

De acuerdo a la (API RECOMMENDED PRACTICE 580, 2016), el riesgo es la combinación de la probabilidad de algún evento que está ocurriendo durante un periodo de tiempo interesante y las consecuencias asociadas con el evento. El riesgo es evaluado con la siguiente ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{probabilidad} \times \text{consecuencia}$$

Cuando se realiza la evaluación del riesgo se debe hacer mediante un proceso lógico, racional y estructurado, se debe tomar en cuenta al menos dos pasos claves:

1. Determinar la magnitud que tiene el riesgo
2. Determinar si el riesgo es admisible

Cuando el riesgo es detectado y se ha determinado lo significativo que es el mismo, puede ser festinado. Se debe reconocer la diferencia entre gestionar y reducir un riesgo.

La gestión del riesgo se define como el proceso de identificar, analizar y cuantificar las probabilidades de pérdida y efectos secundarios que se desprenden de los desastres,

así como de las acciones preventivas, correctivas y reductivas correspondientes que deben emprenderse.

Y la reducción de riesgo se conoce como la implementación de medidas de protección, basadas en los resultados del análisis y de la clasificación de riesgo.

¿Qué es el análisis de riesgo?

El análisis de riesgo es el desarrollo de estrategias para minimizar un riesgo es un proceso en el cual se deben identificar, estimar y evaluar los potenciales mecanismos de daño creíbles.

Existe un espectro continuo de métodos disponibles para evaluar riesgos que van desde una clasificación estrictamente relativa hasta rigurosos cálculos, estos métodos generalmente representan un rango de precisión para el análisis de riesgo resultante.

Los resultados deberán ser validados antes de tomar una decisión basada en estos, ya que es posible que cualquier análisis en particular no arroje resultados utilizables debido a la falta de datos o el enfoque que se le dé a estos debido a que puede no diferenciarse adecuadamente los riesgos que pueden representar los elementos de algún equipo.

El proceso lógico para poder realizar un análisis de riesgo es el siguiente:

- recopilar y validar los datos y la información necesarios
- identificar los mecanismos de daño y, opcionalmente, determinar los modos de daño para cada mecanismo
- determinar la susceptibilidad y las tasas de daño.
- determinar el POF durante un período de tiempo definido para cada mecanismo de daño.
- determinar los modos de fallo creíbles
- identificar escenarios de consecuencias creíbles que resultarán de los modos de falla
- determinar la probabilidad de cada escenario de consecuencia, considerando el POF y la probabilidad de que un escenario específico
- determinar el riesgo, incluido un análisis de sensibilidad, y revisar los resultados del análisis de riesgos para determinar su coherencia/razonabilidad

Riesgo en la estabilidad

Los riesgos son reconocidos como eventos negativos, como la perdida de dinero para una empresa o un gran problema para las aseguradoras. Desafortunadamente, para las plataformas todos los riesgos que les rodean empiezan desde su diseño; el mismo océano en el que se encuentran es uno de los mayores. Analizaremos en primera instancia los riesgos ambientales:

- Los datos meteorológicos del Golfo de México indican que en los meses de junio a noviembre es cuando se desarrolla la temporada de huracanes. Donde la mayoría de los huracanes se encuentran por debajo de los 150 km/h y los de mayor escala han llegado hasta los 287 km/h. La probabilidad de que haya un huracán es del 15%, pues estos se presentan con una frecuencia de 1 cada 3 años.
- La corriente oceánica en el Golfo es una corriente superficial que a partir de los 100 m es prácticamente es nula, la misma se desplaza a 1.8 m/s.
- Los datos batimétricos nos arrojan que el Golfo de México puede llegar aproximadamente hasta los 2,000 m de profundidad.
- La salinidad es variable, pero por lo general se encuentra en los 36.5 ups.
- Los datos sísmicos capturados a lo largo de los años demuestran que el Golfo de México no cuenta con las condiciones tectónicas necesarias para que los sismos se desarrollen en el lecho marino.

Otros de los riesgos que se presentan son:

- Fallas estructurales
- Fallas mecánicas
- Error humano

Para tener un análisis completo del riesgo se deben tomar en cuenta datos cualitativos para la tabla de niveles de POF, como se realizan datos con referencia a huracanes e incidentes, se considerarán los cálculos con un análisis de 10 años. En la tabla que se encuentra a continuación se muestran los niveles de POF.

Niveles de POF	
Rango cualitativo	Frecuencia (periodo de 10 años)
Baja	<0.0001
Moderado	0.0001 a 0.01
Alta	>0.01

Tabla 6. Niveles de POF

American Petroleum Institute. (2016). *API RECOMMENDED PRACTICE 580*. Washington, DC: API Publishing Services.

Después de tener los POF, se realiza una tabla con los COF los cuales están basados en los costos dependiendo de la catástrofe que se tenga. La tabla muestra los niveles en consideración de la misma.

Categoría	Descripción	Rango de pérdida económica
I	Catástrofe	>\$1,000,000,000
II	Mayor	>\$100,000,000 <\$1,000,000,000
III	Serio	>\$10,000,000 <\$100,000,000
IV	Significante	>\$1,000,000 <\$10,000,000
V	Menor	>\$100,000 <\$1,000,000
VI	Insignificante	<\$10,000

Tabla 7. Rangos de pérdida económica

American Petroleum Institute. (2016). *API RECOMMENDED PRACTICE 580*. Washington, DC: API Publishing Services.

Las POF y las COF nos ayudan a determinar la frecuencia de la falla y el rango de pérdida económica de las mismas, así logrando establecer cuáles son los factores que afectan en mayor escala la estabilidad de nuestra plataforma. Cabe resaltar, que las COF y las POF no son suficientes para tener el análisis completo del riesgo se debe hacer de igual manera, una relación sobre las consecuencias que se tienen en la seguridad, en el ambiente y la salud.

Primero, se tienen las consecuencias de seguridad que se encuentran asociadas con la gravedad de las lesiones potenciales que pueden resultar de un evento indeseable. Por ejemplo, las consecuencias para la seguridad podrían expresarse en función de la gravedad de una lesión (por ejemplo, muerte, lesiones graves, tratamiento médico, primeros auxilios) o expresado como una categoría vinculada a la gravedad de la lesión.

Ahora, se tienen las consecuencias en el ambiente, son las menos desarrolladas, pues la tecnología actual no dispone de una unidad de medida común para el daño ambiental, lo que dificulta la evaluación de las consecuencias ambientales. Los parámetros típicos utilizados que proporcionan una medida indirecta del grado de daño ambiental son los siguientes:

- acres de tierra afectados por año;
- millas de costa afectadas por año;
- número de recursos biológicos o de uso humano consumidos;
- la descripción del daño ambiental conduce casi invariablemente al uso de costos, en términos de dólares por año, para la pérdida y restauración de los recursos ambientales.

Y, por último, tenemos las consecuencias de la salud que van estrechamente ligadas con las de seguridad, ya que su rango se mide dependiendo de la gravedad en la que afecte al ser humano involucrado en el accidente. A continuación, se muestra el ejemplo de una tabla con los tres niveles para medir las diferentes consecuencias.

Categoría	Consecuencia de seguridad	Consecuencia de la salud	Consecuencia ambiental
-----------	---------------------------	--------------------------	------------------------

Alta	Fatalidad o lesión con discapacidad	Efectos de salud a largo plazo	Respuesta fuera de sitio y esfuerzo de limpieza grande.
Media	Pérdida de tiempo de lesión con recuperación completa	Efectos de salud a corto plazo con recuperación completa esperada	Respuesta fuera de sitio menor, pero mayor respuesta en sitio.
Baja	Lesión de primeros auxilios	Pequeño impacto en la salud	Respuesta menor en sitio.

Tabla 8. Tabla de consecuencias

American Petroleum Institute. (2016). *API RECOMMENDED PRACTICE 580*. Washington, DC: API Publishing Services.

El costo se usa comúnmente como un indicador de posibles consecuencias. La consecuencia puede expresarse en unidades monetarias relativas (por ejemplo, dólares) en la medida de lo posible, entendiendo que las cifras no suelen ser absolutas. Por ejemplo, a las categorías bajas, moderadas y altas se les podrían asignar valores de \$ 100,000; \$ 1, 000, 000; y \$ 10, 000, 000, respectivamente. Esto permitirá agregar las diferentes consecuencias de un solo evento y facilitará las comparaciones de riesgo de una unidad de proceso a otra. Las lesiones y muertes potenciales se pueden considerar por separado, con una probabilidad máxima aceptable de ocurrencia asignada.

Es posible, aunque no siempre creíble, asignar costos a casi cualquier tipo de consecuencia. Las consecuencias típicas que se pueden expresar en "costo" incluyen las siguientes:

- a) pérdida de producción debido a la reducción de la tarifa o el tiempo de inactividad
- b) despliegue de equipo y personal de respuesta a emergencias
- c) producto perdido por una liberación
- d) degradación de la calidad del producto

- e) reemplazo o reparación de equipo dañado
- f) daños a la propiedad fuera del sitio
- g) limpieza de derrames / escapes en el sitio o fuera del sitio
- h) costos de interrupción del negocio
- i) pérdida de participación de mercado
- j) lesiones o muertes
- k) recuperación de tierras
- l) litigio
- m) multas
- n) buena voluntad

Es posible, aunque no siempre práctico, asignar un valor monetario a casi cualquier tipo de consecuencia. El costo asociado con la mayoría de las consecuencias enumeradas anteriormente se puede calcular utilizando métodos estándar. La información como el valor del producto, la capacidad, los costos de los equipos, los costos de reparación, los recursos de personal y el daño ambiental pueden ser difíciles de obtener, y la mano de obra requerida para realizar un análisis completo de las consecuencias basadas en las finanzas puede ser limitada dependiendo de la complejidad de la relación de falla, al costo de oportunidad perdido. Sin embargo, expresar las consecuencias en unidades monetarias tiene la ventaja de permitir una comparación directa de las diversas categorías de consecuencias sobre una base común. Por lo tanto, a menudo es mejor proporcionar aproximaciones o "mejores estimaciones" que utilizar solo descripciones verbales.

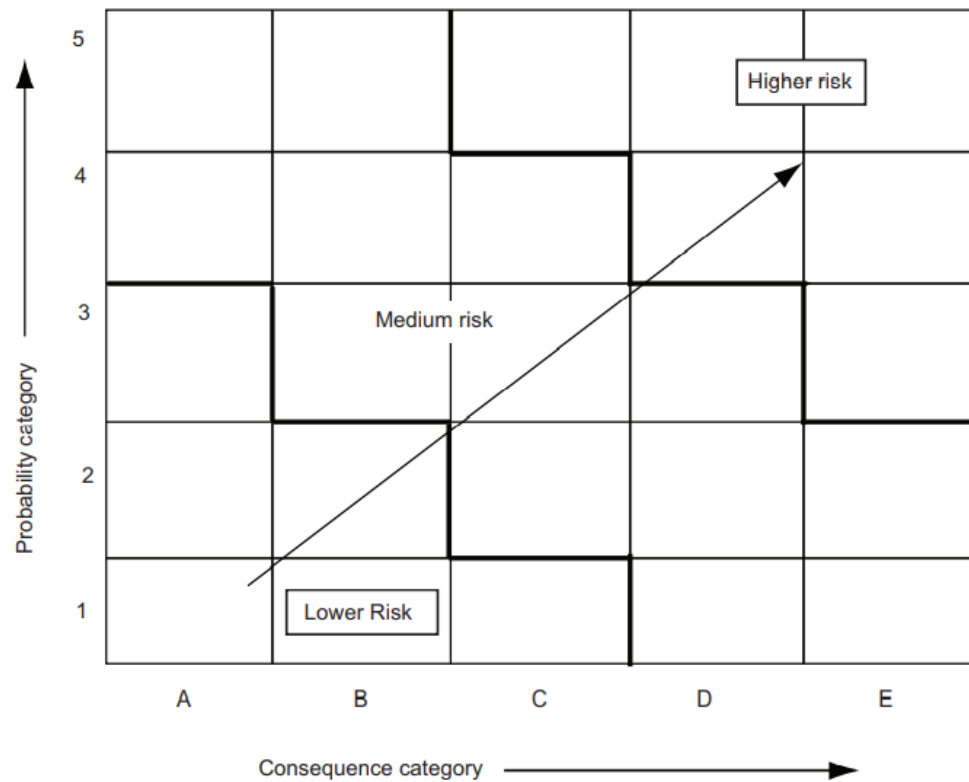


Fig 16. Análisis de riesgo

American Petroleum Institute. (2016). *API RECOMMENDED PRACTICE 580*. Washington, DC: API Publishing Services.

Cálculo del análisis de riesgo en el Golfo de México

Como ya se mencionó dentro de esta sección el análisis de riesgo de estabilidad depende de diversos factores. Dentro de esta sección se verán cuáles fueron las variables y factores que se tomaron a consideración para realizar el análisis de riesgo correcto.

Desarrollo del análisis de riesgo.

De acuerdo a la información de las secciones anteriores, se han tomado las siguientes consideraciones para el análisis de riesgo en la estabilidad de las plataformas:

1. La mayoría de las plataformas que se encuentran en el Golfo de México son del tipo Jack Up.
2. Los incidentes registrados tienen mayor porcentaje en hundimiento, sin embargo, gran parte de los hundimientos se deben tanto a fenómenos climatológicos como a explosiones de las plataformas.

Ahora bien, para el análisis de riesgo de estabilidad en las plataformas, se tomó en consideración para la categoría de consecuencias únicamente las fases que puede presentar una plataforma por pérdida de estabilidad. Estos van por niveles, el primer nivel es la falla en los sistemas de amarre de la plataforma y pérdida de materiales mínima; el segundo nivel, es la pérdida en la estabilidad de la plataforma, cuando la misma pierde su centro de gravedad y no logra permanecer estable; el tercer nivel, es la pérdida de estanqueidad, esto sucede cuando la estructura empieza a tener traspaso de agua dentro de sus instalaciones; y por último, se tiene el hundimiento total de la plataforma.

Ahora, para los valores de la categoría de probabilidad se ocuparon los niveles de huracanes que se tienen en el golfo de México debido a que las pérdidas de estabilidad frecuentemente han sido por estos tipos de desastres naturales o fuertes vientos en la zona o las explosiones dentro del proceso de extracción del petróleo. Se tomó a consideración los huracanes porque es una variable mejor definida e investigada, ya que las explosiones en las plataformas normalmente se atribuyen al error humano y las variables son muy extensas.

Además para medir el riesgo, se eligió un valor monetario estimado, que de acuerdo a (Lesso, 1972) se puede invertir de 250,000 a 10, 000,000 de dólares americanos; se tiene que tomar a consideración que esta es una publicación de hace aproximadamente 50 años, los equipos, la tecnología han cambiado y se han encarecido en este tiempo. Se obtuvo información más reciente de la página (Horizon ship brokers, 2021) en el cual su plataforma más cara por el momento es una plataforma Jack Up de 175, 000,000 de dólares americanos. Por lo tanto, el rango de pérdida de económica de 10,000 a 1,000,000,000 se debe a que se están tomando más factores no solo la parte estructural de la plataforma, se consideró la pérdida de vida humana y la pérdida ambiental derivada del accidente.

Categoría	Descripción	Rango de pérdida económica
I	Catástrofe	>\$1,000,000,000
II	Mayor	>\$100,000,000 <\$1,000,000,000
III	Serio	>\$10,000,000 <\$100,000,000
IV	Significante	>\$1,000,000 <\$10,000,000
V	Menor	>\$100,000 <\$1,000,000
VI	Insignificante	<\$10,000

Tabla 9. Rango del costo según la magnitud de la catástrofe.

Fuente: Tabla propia.

A continuación se muestra la tabla establecida del análisis de riesgo:

Tipo 5	I	I	I	I
Tipo 4	III	II	II	I
Tipo 3	IV	III	II	I
Tipo 2	V	IV	III	I
Tipo 1	VI	V	IV	I
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4

Tabla 10. Análisis de riesgo

Fuente: Tabla propia

Como se puede observar, en el análisis de riesgo las secciones que se encuentran en color verde demuestran pérdidas insignificantes, pues el valor de pérdida económica no es muy alto, así como los niveles de pérdidas de estabilidad y el tipo de huracán que se encuentra impactando.

En color amarillo se tiene las pérdidas que son significativas, en este punto la pérdida económica es bastante considerable, existe el riesgo de perder la estanqueidad de la plataforma y su centro de gravedad, además de tener condiciones climatológicas desfavorables.

Por último se tiene el color rojo, el cual ya se muestran pérdidas colosales económica, estructural, humana y ambientalmente. En este el hundimiento de la plataforma es una opción y la pérdida económica alcanza 1 Billón de dólares americanos.

Determinación de la probabilidad

La POF (Probability of failure ó Probabilidad de falla) se expresa típicamente en términos de frecuencia. La frecuencia se expresa como una serie de eventos que ocurren durante un período de tiempo específico. Para el análisis de probabilidad, el marco de tiempo se expresa típicamente como un intervalo fijo (por ejemplo, un año) y la frecuencia se expresa como eventos por intervalo (por ejemplo, 0,0002 fallas por año). El período de tiempo también puede expresarse como una ocasión (por ejemplo, una duración de ejecución) y la frecuencia sería eventos por ocasión (por ejemplo, 0,03 fallas por ejecución). Para un análisis cualitativo, el POF puede clasificarse (por ejemplo, alto, medio y bajo, o de uno a cinco). Sin embargo, incluso en este caso, es apropiado asociar una frecuencia de evento con cada categoría de probabilidad para proporcionar una guía a los individuos que son responsables de determinar la probabilidad.

Niveles de Probabilidad de Falla		
Rango cualitativo	Frecuencia (periodo de 10 años)	Probabilidad de que ocurra.
Baja	<0.0001	20%
Moderado	0.0001 a 0.01	55%
Alta	>0.01	25%

Tabla 11. Cálculo de probabilidad

Fuente: Tabla propia.

La probabilidad de cada categoría se determina en base a la frecuencia en que ocurre en un periodo de tiempo. Apoyado por la base de datos de las plataformas y en las condiciones en la que el accidente ocurrió.

CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló un análisis completo de los factores que afectan la estabilidad de una plataforma y el riesgo de las mismas. En la primera sección, se desarrollaron los diferentes tipos de plataformas que existen, en el Golfo de México en particular, las plataformas fijas son las que se encuentran en mayor cantidad en las aguas someras, pues las aguas profundas apenas está en los comienzos de su desarrollo en territorio mexicano.

Se muestran los orígenes de los criterios de estabilidad y su porqué, estos criterios nos ayudan a reducir accidentes posibles de las plataformas, están basados cada uno de los criterios en accidentes que ya se han tenido en el pasado. Una lista de accidentes demuestra que aproximadamente 71 plataformas han colapsado en el Golfo, con un análisis de riesgo acertado podría ser un menor número de accidentes una vez que se ha establecido la probabilidad de que ocurra el evento.

El error humano en el diseño, la operación y en el mantenimiento son algunos de los factores de riesgo que puede tener una plataforma, y son bastantes aleatorios para poder ser analizados. Sin embargo, se recopilaron análisis ambientales de la zona del Golfo de México, en las cuales los huracanes son el factor con mayor incidencia dentro de los accidentes de las plataformas, pues se desarrolla 1 cada 3 años.

Para concluir, el análisis de riesgo en la estabilidad de una plataforma depende de varias variables y factores, realizar un cálculo general exacto es un tanto complejo. Esta herramienta ayuda a simplificar en cierto modo, a consideración del analista cual es el rango de riesgo que tiene cierta acción. Basados en este criterio se determinó que el riesgo con mayor factibilidad de desarrollo son los huracanes, debido a que se cuenta con información más completa y detallada del mismo; además, de considerar todas las plataformas fijas y la falla de la estructura lo que provocaría una gran pérdida económica.

Mediante el desarrollo de este trabajo fue demostrado que la probabilidad de falla para plataformas en el golfo de México es elevada y determinada por factores de

geolocalización y el tipo de plataforma. Quedó demostrado que las plataformas que fueron usadas para muestra tenían una alta probabilidad de falla (POF).

GLOSARIO

1. Arrufo: Curvatura longitudinal que se da al casco produciendo una elevación de la proa y la popa, a fin de evitar el embarque de agua.
2. Babor: Lado izquierdo del barco, visto de popa a proa.
3. Borda: Prolongación del costado de un buque por encima de la cubierta que sirve de protección contra los golpes del mar.
4. Calado: Profundidad máxima a la que se sumerge la parte inferior del quillote, medida desde la línea de flotación.
5. Calado de diseño: Es el correspondiente al desplazamiento máximo del barco.
6. Carena: Parte sumergida del barco. Similar a obra viva.
7. Casco: Armazón del barco que comprende la estructura, el forro y la cubierta, pero no incluye la arboladura y las jarcias.
8. Centro de gravedad: Es el punto donde actúa la fuerza de gravedad, es decir el peso o desplazamiento del barco. Su posición depende solo de los pesos existentes a bordo y de su distribución.
9. Cubierta: Cierre superior del casco que se contribuye a la estanqueidad del mismo y que permite la existencia de un espacio habitable para la tripulación.
10. Cubierta principal: En los buques suele haber varias cubiertas. Se llama principal a la que cierra el casco dándole estanqueidad y resistencia. También se llama cubierta de intemperie.
11. Colisión: es el impacto estructural entre dos buques o un objeto flotante o fijo.
12. Compartimentado: es la subdivisión en compartimientos estancos al agua por medio de mamparos longitudinalmente y transversalmente.
13. Desplazamiento: Es el peso del volumen de agua que desplaza la parte sumergida del barco. Es igual al peso del barco.
14. Doble Fondo: Los buques disponen de un doble fondo, que tiene la ventaja de separar el interior del buque con el mar en caso de avería en los fondos; se utiliza como un conjunto de tanques, que se llenan de agua del mar, obteniéndose con mucha facilidad el lastrado del buque cuando debe navegar sin carga.

15. Escora: Inclinación del barco con respecto a la vertical.
16. Estanco: Todo espacio, compartimiento o mamparo que no permite el ingreso de líquidos y a veces gases.
17. Estanqueidad: Propiedad de un casco o compartimiento del mismo de no permitir el ingreso de líquidos. Hermeticidad.
18. Estribor: Lado derecho de la embarcación mirando de popa a proa.
19. Francobordo: Distancia medida verticalmente desde la línea de flotación, hasta la cubierta. De su valor dependen la seguridad y la comodidad interior de la embarcación
20. Línea de flotación: Es aquella que coincide con la superficie del agua cuando el barco flota en su calado de diseño separando la obra viva de la obra muerta.
21. Mamparo: Se designa con este nombre a la construcción de madera o plancha en posición vertical, con las cuales se forman los compartimentos de a bordo; llevan puertas y, en general, están provistos de aberturas, en comunicación con el exterior, para la ventilación de los espacios que limitan. Los mamparos pueden ser transversales y longitudinales.
22. Mamparo de Pique: -Compartimento estanco situado en las extremidades de proa y de popa, de poca superficie y generalmente bastante altura.
23. Mamparo estanco: es perpendicular a la línea de crujía del barco, situado cerca de la proa, a fin de retener el agua e impedir que pueda penetrar en los demás compartimentos del buque en caso de colisión.
24. Obra muerta: Es la parte del casco que sobresale de la superficie del agua.
25. Obra viva: Es la parte del casco que queda debajo de la línea de flotación.
Quebranto: Deformación, flexión del casco, que produce un descenso de la proa y de la popa.
26. Eslora Inundable: es la máxima porción de esta eslora que teniendo su centro en dicho punto puede ser simétricamente inundada, teniendo en cuenta la permeabilidad de los espacios afectados, sin sumergir la línea de margen.

ANEXO A: RESUMEN DE LOS ESTÁNDARES DE ESTABILIDAD

Los estándares de estabilidad que se encuentran en este anexo son los siguientes:

- Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS by International Association of Classification Societies **(IACS)**
- International Maritime Organization **(IMO)**
- Rules for building and classing, MOBILE OFFSHORE UNITS PART 3 Hull Construction and Equipment by American Bureau of Shipping **(ABS)**
- OFFSHORE STANDARDS, DNVGL-OS-C301, Stability and watertight integrity by Det Norske Veritas **(DNV)**
- Stability by Health and Safety Executive **(HSE)**

Tabla 1. Condiciones de viento específicas para estándares de estabilidad intacta y dañada

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Velocidad de viento	En condiciones operacionales	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)
	En condiciones de tránsito	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)	70 nudos (36 m/s)
	En condiciones de supervivencia	100 nudos (51.5 m/s)	100 nudos (51.5 m/s)	100 nudos (51.5 m/s)	100 nudos (51.5 m/s)	100 nudos (51.5 m/s)
	Ubicación protegida y condición de daño	50 nudos (25.8 m/s)	50 nudos (25.8 m/s)	50 nudos (25.8 m/s)	50 nudos (25.8 m/s)	50 nudos (25.8 m/s)
Métodos y direcciones	Método para determinar el momento de viento escorante	Procedimiento de cálculo definido. Las pruebas de túnel de viento serán consideradas	Procedimiento de cálculo definido. Las pruebas de túnel de viento serán consideradas	Prueba de túnel de viento o cálculos	Procedimiento de cálculo definido. Las pruebas de túnel de viento serán consideradas	Procedimiento de cálculo definido. Las pruebas de túnel de viento serán consideradas

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Otros requerimientos	Efecto de líneas de amarre o azimutales.	Debe ser ignorado.	Debe ser ignorado.	Las líneas de amarre deben ser ignoradas. Las fuerzas de los azimutales que se aplicarán a nivel de azimutal, y cualquier diferencia entre la fuerza máxima del viento y el empuje en el centro de la resistencia lateral	Debe ser ignorado, aunque los efectos perjudiciales deben ser considerados.	El desplazamiento y el KG deben tomar en cuenta el peso de la línea de amarre. De lo contrario el amarre debe ser ignorado.

	Ángulo mínimo de inundación, estanquidad o la integridad a la intemperie	Las aberturas externas, como las tuberías de aire, los ventiladores, las tomas de ventilación y las salidas, las escotillas no estancas y las puertas estancas, que se utilizan durante el funcionamiento de la unidad mientras están a flote, no se sumergen cuando la unidad está inclinada a la	Cualquier abertura debajo de las líneas de agua tanto intacta como dañada debe ser convertida en estanco. Las aberturas de pañol u otros volúmenes de flotación deben ser considerados como puntos de inundación. Parámetros de estabilidad que se	La integridad estanca debe mantenerse en compartimentos necesarios para cumplir con las normas de estabilidad intactas y dañadas. Cualquier abertura debajo de las líneas de flotación estáticas de escora intacta y dañada debe hacerse estanca. Las aberturas exteriores que queden	Todas las aberturas internas y externas cuyos bordes inferiores estén por debajo de los niveles a los que debe garantizarse la integridad estanca, deben estar equipadas con aparatos para garantizar la integridad estanca.	Se requieren medios de cierre estancos al menos hasta un ángulo de escora igual a la primera intersección en la condición intacta y dañada, lo que sea mayor. Se requieren medios de cierre de intemperie al menos hasta un ángulo de escora igual al ángulo dinámico. Esto también para
--	---	---	---	--	---	---

		primera intersección del momento de la derecha y las curvas del momento de escote del viento en cualquier condición intacta o dañada.	calcularán hasta la menor de la segunda intersección y el ángulo de integridad estanca o inundación.	sumergidas en los requisitos de relación de área de encuentro deberán ser herméticas. Cualquier abertura de menos de 4 m por encima de cualquier línea de agua dañado debe cumplir con el estándar de resistencia a la intemperie.		cualquier abertura dentro de 4m por encima de la línea de agua final.
--	--	---	--	--	--	---

Tabla 3. Estándares de estabilidad intacta

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
--	---------------	------	-----	-----	-----	-----

Estándares de estabilidad intacta	Radio del área debajo de la curva del momento adrizante al área debajo del curva del momento escorante de viento.	≥ 1.3 o 1.4	≥ 1.3	≥ 1.3	≥ 1.3	≥ 1.3
	Ángulo estático de escora debido al viento	No especificado	No especificado	$\leq 15^\circ$	No especificado	No especificado
	Ángulo de escora en la segunda intercepción	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado

	GM mínimo	No especificado	No especificado	$\geq 1.0 \text{ m}$ para condiciones de operación, tránsito y supervivencia. $\geq 1.0 \text{ m}$ Para condición temporal intermedia	El mayor entre 50 cm y el 1° del calado.	$\geq 1.0 \text{ m}$ para condiciones de operación, tránsito y supervivencia. $\geq 0.3 \text{ m}$ Para todas las condiciones temporales
	Momento adrizante mínimo o GZ.	Positivo sobre el rango de vertical a la primera intersección	Positivo sobre el rango de vertical a la segunda intersección	Encima del ángulo de inundación o brazo adrizante máximo, o arriba de 15°, lo que sea menor: $GZ \geq 0.5 GM_0 \sin \theta$, donde GM_0 es	El mayor entre 5 cm y 5%	Positivo sobre el rango de vertical a segunda intersección

				el GM minimo permisible.		
--	--	--	--	-----------------------------	--	--

Tabla 4. Ubicación y extensión del daño periférico asumido

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Ubicación de daño o inundación asumida	Número de compartimentos asumidos para ser inundados	Cualquier compartimento dentro de una zona de daño asumida	Cualquier compartimento dentro de una zona de daño asumida	Cualquier compartimento dentro de una zona de daño asumida	Cualquier compartimento dentro de una zona de daño asumida	Cualquier compartimento dentro de una zona de daño asumida
Extensión del daño asumido	Extensión circunferencial	3 m a lo largo de la periferia	$\frac{1^{th}}{8}$ del perímetro de la columna	3 m a lo largo de la periferia	3 m a lo largo de la periferia	3 m a lo largo de la periferia
	Extensión vertical	3 m dentro, 5 m arriba y 3 m debajo del calado especificado	3 m dentro, 5 m arriba y 3 m debajo del calado especificado	3 m dentro, 5 m arriba y 3 m debajo del calado especificado	3 m dentro, 5 m arriba y 3 m debajo del calado especificado	3 m dentro, 5 m arriba y 3 m debajo del calado especificado
	Penetración horizontal	1.5 m	1.5 m	1.5 m	1.5 m	1.5 m

	Mamparos	No se debe suponer que ningún mamparo vertical está dañado, excepto cuando la separación del mamparo es menor que $\frac{1^{th}}{8}$ del perímetro de la columna; entonces el mamparo debe ser considerado como dañado.	No se debe suponer que ningún mamparo vertical está dañado, excepto cuando la separación del mamparo es menor que $\frac{1^{th}}{8}$ del perímetro de la columna; entonces el mamparo debe ser considerado como dañado.	No especificado	No especificado	No especificado
	Superficies planas estancas	Se supone que está dañado si se encuentra dentro de la	Se supone que está dañado si se encuentra dentro de la	No especificado	Se supone que está dañado si se encuentra dentro de la	Se supone que está dañado si el piso se encuentra

		zona especificada.	zona especificada.		zona especificada.	dentro de la región encima.
--	--	-----------------------	-----------------------	--	-----------------------	--------------------------------

Tabla 5. Estándares de estabilidad para daño periférico

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Estándares de estabilidad dañada	Radio del momento adrizante al momento escorante de viento en algún ángulo dentro del rango de estabilidad positiva.	≥ 2	≥ 2	No especificado	≥ 2	≥ 2
	Zona de integridad de intemperie	$\geq 4\text{ m}$ encima de la ultima línea de agua dañada	$\geq 4\text{ m}$ encima de la ultima línea de agua dañada	$\geq 4\text{ m}$ encima de cualquier línea de agua dañada	$\geq 4\text{ m}$ encima de cualquier línea de agua dañada	$\geq 4\text{ m}$ encima de la ultima línea de agua dañada
	Ángulo estático sin viento	No especificado	No especificado	$\leq 15^\circ$	$\leq 15^\circ$	No especificado
	Ángulo estático con viento	$\leq 17^\circ$	$\leq 17^\circ$	No especificado	$\leq 17^\circ$	$\leq 17^\circ$

	Rango de estabilidad positiva	$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$
	Radio del área debajo de la curva de momento adrizante al área debajo de la curva de momento escorante de viento	No especificado	No especificado	≥ 1.0	No especificado	No especificado
	Requerimientos adicionales para flotación reservada	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado

Tabla 6. Ubicación y estándares para un compartimento dañado

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Ubicación del daño o inundación asumida	Números de compartimentos asumidos para ser inundadas por causas diferentes al daño periférico.	Cualquier compartimento estanco total o parcialmente por debajo de la línea de flotación, que es una sala de bombas, una sala que contiene maquinaria con sistema de refrigeración por agua salada, o un compartimento adyacente al mar.	Cualquier compartimento estanco total o parcialmente por debajo de la línea de flotación, que es una sala de bombas, una sala que contiene maquinaria con sistema de refrigeración por agua salada, o un compartimento adyacente al mar.	Cualquier compartimento estanco	Ningún mamparo vertical debe suponerse dañado, excepto cuando los mamparos estén espaciados a menos de un octavo del perímetro de la columna en el calado considerado, medido en la periferia, en cuyo caso se considerará	Cualquier compartimento estanco total o parcialmente por debajo de la línea de flotación, que es una sala de bombas, una sala que contiene maquinaria con sistema de refrigeración por agua salada, o un compartimento adyacente al mar.

					uno o más mamparos como dañado.	
Estándares para inundación de causas externas al daño periférico	Ángulo estático sin viento	$\leq 25^\circ$	$\leq 25^\circ$	Los mismos requerimientos como para la línea de agua de daño periférica	$\leq 25^\circ$	$\leq 25^\circ$
	Rango de estabilidad positiva en menor medida, la integridad de la intemperie y la segunda intersección	$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$		$\geq 7^\circ$	$\geq 7^\circ$

Tabla 7. Estándares de estabilidad alternativos

	Requerimiento	IACS	IMO	HSE	ABS	DNV
Estándares de estabilidad alternativos	General	Los criterios de estabilidad alternativos pueden considerarse aceptables siempre que los criterios proporcionen un momento adrizante para resistir los efectos de escora de las fuerzas operativas y ambientales y márgenes suficientes para evitar la	Criterios alternativos deben ser considerados, siempre que se mantenga un nivel de seguridad equivalente.	No mencionado	No mencionado	Los criterios de estabilidad alternativos pueden considerarse aceptables siempre que los criterios proporcionen un momento adrizante para resistir los efectos de escora de las fuerzas operativas y ambientales y márgenes suficientes para evitar la

		inundación y la volcadura en condiciones intactas y dañadas.				inundación y la volcadura en condiciones intactas y dañadas.
	Estabilidad intacta	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado
	Estabilidad dañada	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado

ANEXO B: RESUMEN DE INCIDENTES DE PLATAFORMAS

Unidad/Tipo de plataforma/Fecha/Fuente	Tipo de incidente	Condiciones climáticas	Descripción del incidente
Adriatic VII Jack Up Septiembre 2005	Huracán	Viento máx.: 290 km/h	Plataforma perdida en el Huracán Rita, de la empresa Global Santa Fe.
Chevron Typhoon Plataforma TLP Septiembre 2005	Huracán	Viento máx.: 83 mph hacia 266 grados de rumbo	El camino del huracán tenía dirección de sureste a noroeste pasando al sur del Chevron Typhoon TLP, esta ruta colocó a la plataforma a 46 millas del centro del ojo del huracán Rita.

C. P. Baker Buque perforador Junio 1964	Explosión	Vientos calmados	El agua entró en la embarcación y pronto se perdió la energía eléctrica. Se produjo una explosión unos cinco minutos después de que se notó por primera vez. Se describió que la explosión y el incendio abarcaron todo el barco y cubrieron un área de hasta 100 pies alrededor del barco. De los 43 tripulantes a bordo, ocho fueron confirmados muertos con 13 desaparecidos, presuntamente muertos y 22 heridos.
Deepwater II Jack Up 1957	Hundimiento	No especificado	Plataforma hundida después del paso del huracán.
Dixilyn Field 81 Jack Up Agosto 1980	Huracán	Viento máx.: 305 km/h	Plataforma perdida en el huracán Allen.
Dixilyn Julie Ann Jack Up Marzo 1968	Hundimiento	Viento máx.: 19-37 km/h	A las 00:35 horas del 13 de marzo de 1968, la plataforma Dixilyn 8, se volcó y hundió en el Golfo de México mientras era remolcada a un nuevo pozo. De acuerdo al reporte de la U.S COAST GUARD, la causa del incidente se debe al mal tiempo erróneamente pronosticado y a que la plataforma se encontraba flotando. La marea pesada y el rolado de la plataforma causo daño al casco y pérdida en la integridad estanca.

Dresser 2 Jack Up Abril 1968	Hundimiento	No especificado	Volcada debido a una falla en el suelo.
Ensco 51 Jack Up Marzo 2001	Explosión	No especificado	Poco después de la medianoche del jueves 1 de marzo, aproximadamente quince horas después de correr y cementar una tercera cuerda de revestimiento aproximadamente 1650 pies, se detectó un flujo anular. El volumen de la descarga de gas continuó aumentando. Todo el personal fue evacuado de forma segura de la plataforma. Se enviaron buques de suministro en alta mar equipados con cañones de agua y comenzaron a inundar la plataforma.
Ensco 64 Jack Up Septiembre 2004	Huracán	Viento Max:270 km/h	Plataforma hundida por huracán Iván.
Estrellita Jack Up Marzo 1969	Hundimiento	No especificado	Plataforma hundida por mal tiempo extremo.
Five Sisters Semi-sumergible Abril 2011	Hundimiento	No especificado	Plataforma hundida en mal tiempo mientras era remolcada.
Flotel Jupiter Mayo 2001	Explosión	No especificado	El 12 de abril de 2011, la alerta del sistema de flotación de plataforma Flotel Júpiter sonó a las 7:39 horas. De acuerdo

			a las declaraciones de Suárez Coppel, en su tiempo director general de PEMEX, confirmó que a las 7:39 horas ocurrió un incidente mecánico presuntamente en una válvula de control del pontón de babor de la plataforma semi-sumergible Júpiter.
Glomar Baltic I 1980	Hundimiento	No especificado	No especificado
Jack Up Mr. Bice Octubre 2002	Hundimiento	No especificado	Después de una falla estructural, la plataforma empezó a inundarse.
Jack Up Nabors Dolphin 105 Febrero 1980	Hundimiento	No especificado	El M / V Sea Bulk Georgia chocó con Shell Offshore Inc. Eugene Island Block 95, pozo satélite No. 17 y luego chocó con la parte inferior de la plataforma de perforación Dolphin 105 de Nabors Drilling Company. El M / V Sea Bulk Georgia sufrió daños importantes en el incidente y su timonera fue cortada después de tocar el casco de la plataforma de perforación. El primer oficial de la embarcación estaba pilotando el M / V Sea Bulk Georgia en el momento del incidente. Sufrió heridas graves con ambas piernas amputadas a la altura de las rodillas.

Jack Up NFX Platform A Abril 1976	Hundimiento	No especificado	El descontrol del yacimiento en el golfo de México, en el sur de Lousiana, el 9 de septiembre del 1999 ocurrió el incidente de esta plataforma. El 20 de septiembre fue cuando la plataforma se desmanteló debido a la explosión del BOP
Jack Up Ocean Express Agosto 2002	Explosión	No especificado	El 15 de abril de 1976, la unidad auto elevable OCEAN EXPRESS, se volcó y hundió mientras estaba siendo remolcada por tres remolcadores de uno de los pozos a otro en el Golfo de México. Ese día el mal tiempo se hizo cada vez peor, causando que los espacios interiores de la plataforma se inundaran. En la tarde, uno de los remolcadores presento una falla mecánica, haciendo que este perdiera su estabilidad y perdiendo su posición. El desbalance ocasionó que la plataforma quedara a la deriva en mar.
Jack Up Ocean King Agosto 2005	Huracán	Viento Max: 75 mph hacia 277 grados de rumbo	Desde noviembre de 1981, el Ocean Ranger había estado trabajando en el campo petrolífero de Hibernia, en los Grandes Bancos de Terranova, 267 km al este de St. John's,

			Terranova, Canadá, junto con otras dos plataformas semisumergibles cercanas, el Sedco 706 y Zapata. Uglund. El 14 de febrero de 1982, el proveedor de predicciones meteorológicas NORDCO informó a las plataformas del deterioro de las condiciones meteorológicas como resultado de un gran ciclón en el Atlántico. La plataforma había manejado varias tormentas en sus últimos 6 años, por lo que se esperaba que también pudiera manejar esto.
Jack Up Ocean Warwick Septiembre 2003	Colapso	No especificado	La superestructura destrozada del Ocean Warwick se elevaba sobre el horizonte. Normalmente albergaba hasta 96 trabajadores, su casco medía 208 pies por 178 pies por 23 pies con un helipuerto en voladizo de 62 pies cuadrados que sobresalía de su costado. Su altura empañaba los edificios cercanos.
Jack Up Parker 14-J Septiembre 1965	Hundimiento		El mal funcionamiento provocó que un lado de la plataforma se sumergiera en el agua, lo que provocó la pérdida del equipo de perforación por la borda. No hay razón para creer que cualquier combustible o aceite a bordo represente una amenaza de contaminación para la costa.

Jack Up Penrod 52 / Petrel Penrod 52 Julio 1983	Explosión		La perforación alcanzó los 2880 'en la mañana del día 20, y se realizó un disparo de limpiaparabrisas de 20 puestos como precaución para verificar las condiciones del pozo. El disparo del limpiaparabrisas se realizó sin problemas. Exxon estaba usando un flotador en la sarta de perforación. Pérdida de retorno de lodo. La perforación procedió a 3748 'por Geograph (registrador de lodo de 3765') cuando el perforador notó pérdida de retorno de lodo en el flo-sho (monitor de retorno de lodo de perforación) a las 19.10 horas. (El esquema del pozo se muestra en el Adjunto No. 6.) Las bombas se apagaron inmediatamente y se recogió el Kelly. Se notificó a los supervisores de Exxon y se procedió al piso de perforación.
Pride 1001E Abril 1997	Explosión		Aproximadamente a las 12:15 am, el 1 de abril de 1997, se produjo una explosión grave y un incendio posterior en la Plataforma A en East Cameron Block 328. Después de cementar la carcasa de 9 pulgadas, se observó un flujo anular entre la carcasa de 9 pulgadas y la de 13 pulgadas

			carcasa mientras se bajaba la pila del dispositivo de prevención de reventones (BOP).
Jack Up Ranger 1 Mayo 1979	Colapso		El 10 de mayo de 1979, alrededor de las 22:30 CST, el guardabosques 1 se derrumbó y se hundió en el golfo de México mientras estaba levantado en el bloque 189L, millas de la costa de Galveston, Texas. El colapso y el hundimiento causaron daños estructurales importantes en la parte superior del casco, la estera de soporte y las tres patas de soporte.
Jack Up Rowan Fort Worth Septiembre 2005	Huracán	Viento máx.: 88 mph hacia 270 grados de rumbo	“El Rowan Ft. Las patas de la plataforma auto elevadora de Worth colapsaron y el casco flotó fuera de su ubicación durante el huracán Rita. Antes de la tormenta, Rowan Ft. Worth estaba ubicado en la plataforma fija de tres pilotes 146B de South Marsh Island. El casco nunca fue localizado a pesar de que se registraron más de 1,200 millas cuadradas en julio de 2006. En el momento del huracán, había aproximadamente 1,494 bbl de aceite diesel a bordo en embarcaciones aseguradas.

Jack Up Rowan Halifax Septiembre 2005	Huracán	Viento máx.: 89 mph hacia 267 grados de rumbo	Condiciones que desafiaron su resistencia final y, además, las condiciones del suelo eran tales que era posible un asentamiento adicional significativo si se excedía la reacción vertical de precarga. Su falla probablemente fue iniciada por la falla de la estructura de las patas o del sistema de elevación con asentamiento adicional de las patas". En las condiciones ambientales que vio el Rowan Halifax, se clasificaría como una falla esperada. Se calculó que la sobrecarga era aproximadamente 3 veces mayor que la capacidad de diseño.
Jack Up Rowan Houston Octubre 2002	Hundimiento		Después de afirmar la semana pasada que el huracán Lili había hundido una de sus plataformas en el Golfo de México, Rowan Companies Inc. dijo la semana pasada que una mirada más cercana reveló que Rowan-Houston estuvo involucrado en una "colisión" que provocó el hundimiento de la plataforma. La compañía dijo que la investigación está en curso. Originalmente, Rowan, con sede en Houston, dijo que un reconocimiento aéreo de sus 22 plataformas en el Golfo encontró que su plataforma Rowan-Houston aparentemente

			se había hundido durante Lili en aproximadamente 105 pies de agua en Ship Shoal Block 207, costa afuera de Louisiana.
Jack Up Rowan Louisiana Septiembre 2005	Huracán	Viento máx.: 84 mph hacia 268 grados de rumbo	El Rowan Louisiana se encontró a 103 millas al NO de su ubicación original cerca de Cameron Louisiana. En base a la comparación de los valores de diseño de la plataforma con lo que vio en la tormenta, se sobrecargó a aproximadamente 3.2 veces su "capacidad de diseño" como se informa en la Tabla 10.1 y, por lo tanto, es una falla esperada. También es probable que el casco haya sido golpeado por la tormenta ya que, según los cálculos, el jack-up habría tenido un espacio de aire negativo.
Jack Up Rowan New Orleans Agosto 2005	Huracán	Viento máx.: 85 mph hacia 269 grados de rumbo	. El daño a las otras plataformas de Rowan como resultado del huracán Katrina parece ser mínimo. Todo el personal en alta mar había sido evacuado de forma segura del Rowan-New Orleans antes de la tormenta.
Jack Up Troll Solution 1959	Hundimiento		El accidente ocurrió durante el posicionamiento de las plataformas para realizar los trabajos de mantenimiento relacionados con la plataforma de producción Caan Alf operada por Pemex en el campo Caan, parte del complejo

		Abkatun-Pol-Chuc. Pemex dice que la producción del campo Caan no se ha visto afectada. En su actualización, Pemex también reveló que la plataforma afectada seguía inclinándose. Una foto de la plataforma afectada se compartió en Twitter, aparentemente derramando petróleo en el mar. Según Reuters, Pemex ha dicho que la fuga no está relacionada con la plataforma de producción, pero probablemente proviene del diésel almacenado en la plataforma auto elevadora Troll.
Jack Up Usumacinta Mayo 2015		El accidente en la Plataforma Marina Usumacinta del 23 de octubre del 2007 ocasionado por un frente frío tuvo como consecuencia el deceso de 22 personas e impacto al medio ambiente por la ocurrencia de un derrame de petróleo. El vertido se estimó en 422 barriles derramados diarios durante aproximadamente un mes. En este estudio se analiza la trayectoria y destino del petróleo derramado en este accidente. Con un modelo lagrangiano se simula la advección del petróleo por las corrientes existentes en el medio y la dispersión o difusión turbulenta.

Bibliografía

- American Petroleum Institute. (2016). *API RECOMMENDED PRACTICE 580*. Washington, DC: API Publishing Services.
- brokers, H. s. (2021). *Horizon ship brokers*. Retrieved from <https://horizonship.com/ship-category/offshore-supply-vessels-for-sale/offshore-drilling-rigs-for-sale/>
- Buyon Guo, X. L. (2017). *Petroleum Production Engineering*. Elsevier.
- Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2012). *Gobierno de México*. Retrieved from <https://www.gob.mx/cenapred/articulos/que-es-un-sismo-y-por-que-suceden?idiom=es>
- Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2019). *Ciclones tropicales*.
- Dierk Raabe's site. (n.d.). Retrieved from <http://www.dierk-raabe.com/dramatic-material-failure/oil-drilling-platforms/>
- Executive, H. a. (n.d.). *Stability*.
- Guard, U. S. (n.d.). *Marine Casualty Reports of Investigation, Reports of Marine Boards, and Other Marine Safety Reports and Studies*. Retrieved from <https://www.dco.uscg.mil/Our-Organization/Assistant-Commandant-for-Prevention-Policy-CG-5P/Inspections-Compliance-CG-5PC-/Office-of-Investigations-Casualty-Analysis/Marine-Casualty-Reports/>
- Lesso, M. D. (1972). Models for the minimum cost development offshore oil fields. *MANAGEMENT SCIENCE*.
- Mather, A. (2000). *Offshore Engineering an introduction*. Whiterby.
- Mather, A. (2000). *Offshore Engineering, an introduction*. Whiterby.
- Mexicanos, P. (2021). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos*.
- NOAA. (2014). *National Centers for Environmental Information*. Retrieved from <https://www.ncei.noaa.gov/maps/gulf-data-atlas/atlas.htm?plate=Salinity-Zones>
- Risk-based structural integrity management for offshore jacket platforms. (2019). In *Marine Structures*.
- SEMARNAT. (n.d.). Características físicas. *Costas y mares de México*.
- Shipping, A. B. (2021). • *Rules for building and classing, MOBILE OFFSHORE UNITS PART 3 Hull Construction and Equipment*.
- Smart, M. (n.d.). Retrieved from LONGSTREATH: https://www.longstreath.com/community/incidents/?sortby=col_4&page=3

SOCIETIES, I. A. (2012). *Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS*.

Societies, I. A. (n.d.). *IACS*. Retrieved from <https://www.iacs.org.uk/>

Veritas, D. N. (2015). *OFFSHORE STANDARDS, DNVGL-OS-C301, Stability and watertight integrity*.