



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de movimiento y
posicionamiento de plataformas
Autoelevables en el Golfo de
México**

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

PRESENTA

Alcaraz Sánchez Miguel

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd.Mx, 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por darme la capacidad y voluntad para lograr este objetivo, así como otorgarme tiempo de vida y una buena salud.

A mis padres Gabriel y Angelica, por su apoyo incondicional en todos sentidos, educarme y formarme con todo su cariño, amor y respeto, ya que sin su apoyo yo no sería la personal que hoy en día soy. Gracias por ser los mejores padres.

A mis 9 hermanos, por formar una parte esencial de mi vida y enseñarme que la hermandad es un lazo inquebrantable. Gracias por todo el apoyo, enseñanzas y diversiones.

A Samantha, por todo su apoyo incondicional y cariño hacia mí, así como cada momento vivido.

A mi director de tesis Daniel, por la paciencia y enseñanzas y por su apoyo para encaminarme hacia la industria petrolera.

A mis amigos del IDB y a los BDT, por su apoyo y por tantos momentos de aprendizaje y diversión.

Al grupo GMSTO, por brindarme su apoyo y recibirme con afecto y amabilidad.

A la UNAM, a la cual estoy orgulloso de pertenecer, por contribuir al desarrollo educativo, formativo y de carácter de mi persona.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
OBJETIVO	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
CAPÍTULO I GENERALIDADES	13
1.1 Generalidades	13
1.1.1 Plataformas Fijas	13
1.1.2 Plataforma Semisumergible	14
1.1.3 Plataformas SPAR.....	14
1.1.4 Barcos de Perforación	15
1.2 Antecedentes, Historia de la primer Plataforma Auto Elevable	16
1.3 Descripción de una Plataforma Auto Elevable, PAE	17
1.4 Componentes de una Plataforma Auto Elevable	18
1.4.1 Unidad de Máquinas.....	19
1.4.2 Unidad de Almacenamiento	20
1.4.3 Unidad de Bombas	20
1.4.5 Cantilever	21
1.4.6 Unidad de Perforación.....	23
1.4.7 Presas de Lodo y Silos	23
1.4.8 Unidad de Líquidos y Sistema de Control de Solidos.....	24
1.4.9 Piernas y Zapatas.....	25
.....	26
1.4.10 Unidad Habitacional.....	26
1.4.11 Grúas de Carga	27
CAPÍTULO II ESTUDIOS PRELIMINARES	29
2.1 Mapeo	29
2.1.1 Mapeo del Lecho Marino con Sonar de Barrido Lateral	29
2.1.2 Levantamiento Batimétrico con Ecosonda Multihaz	30
2.1.3 Mapeo de Lecho Marino con Perfilador Somero	31
2.1.4 Mapeo de Lecho Marino con Barrido Circular “ <i>Mesotech</i> ”	31

2.1.5 Sistema de Posicionamiento.....	32
2.1.6 Girocompás de Precisión.....	32
2.1.7 Compensador de Oleaje	33
2.1.8 Sonda para Medir la Velocidad del Sonido en el Agua.....	33
2.1.9 Equipo de Cómputo y Software de Navegación.....	33
2.2 Estudios Geofísicos.....	34
2.3 Estudios Geotécnicos.....	36
2.4 Estudios De Penetración	38
2.4.1 Curvas de Penetración.....	38
2.4.2 Carga y Precarga Máxima	47
2.4.3 Riesgos en la Penetración.....	50
CAPÍTULO III PLAN DE NAVEGACIÓN	53
3.1 “What IF”	53
3.2 Ruta de Navegación.....	55
3.3 Visita De Obra	57
3.4 Limpieza del Lecho Marino	58
3.5 Boyado de Salida y Entrada	59
3.5.1 Boyado de Salida.....	60
3.5.2 Boyado de Entrada	62
CAPÍTULO IV MOVIMIENTO	65
4.1 “Rack Phase Diferencial” (RPD’S) y “Rack Chock”	65
4.2 Barcos Remolcadores.....	70
4.3 Prueba de Estanqueidad y “Jetteo”.....	72
4.4 Maniobras de Salida, Navegación y Maniobras de Posicionamiento	73
CAPÍTULO V MARCO REGLAMENTARIO	81
5.1 Normas y Regulaciones.....	81
5.2 Medidas Preventivas y de Seguridad.....	83
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES	89
6.1 Conclusiones	89
6.2 Recomendaciones	90
IMÁGENES, FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICOS	92
BIBLIOGRAFÍA.....	96
ANEXOS	98

INTRODUCCIÓN

La demanda de hidrocarburos a través de los años se ha incrementado exponencialmente debido a distintos factores, y la búsqueda por satisfacer esta necesidad nos ha llevado a implementar, crear herramientas y metodologías nuevas e innovadoras, así como explorar nuevos terrenos con potencial de hidrocarburos. Los Ingenieros Petroleros junto con un grupo multidisciplinario (Geólogos, Geofísicos, Químicos, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros Eléctricos, etc) son los que se han encargado de llevar a cabo esta tarea, la cual principalmente es la extracción de hidrocarburos para procesarlos y comercializarlos. A medida que los yacimientos costa afuera y terrestres, con el tiempo, dejaron de aportar el número de barriles de petróleo necesarios para la demanda, se buscaron implementar equipos que logren cumplir con las limitantes que la naturaleza marítima generaba. Se implementaron diferentes tipos de plataformas “*off shore*”, las cuales tienen características particulares para objetivos específicos en cuanto a profundidades de tirante de agua. Un tema muy importante que tenemos que comprender es que las plataformas (a excepción de plataformas terrestres), son equipos de perforación, producción y reparación, y como una herramienta convencional, puede tener distintas localizaciones de trabajo y puntos en donde impartir su servicio, por esto, el traslado de una plataforma móvil de una localización a otra es una operación bastante compleja e importante que necesita estudios previos y preparación con anticipación para un traslado sin incidentes hacia el personal y hacia el equipo.

Existen dos tipos de plataformas móviles, auto transportable y remolcables. Las auto transportables cuentan con equipos de movimiento y posicionamiento que no requieren de un agente externo para poder trasladarse, a diferencia de las plataformas remolcables que sí necesitan un tercero para ser movidas de una localización a otra. Las Plataformas Auto Elevables son uno de los distintos tipos de equipos remolcables que requieren de un traslado y posicionamiento hacia diversos puntos dependiendo de un tercero para lograrlo, ya sea para perforación, exploración y reparación mayor o menor. El movimiento de la misma es distinto al que tienen otras plataformas móviles, ya que las características específicas estructurales son diferentes (Tamaño, Longitud, Peso, Geometría, Alcance de Perforación, etc.).

La mayoría comprende el funcionamiento de una plataforma y los equipos que tiene a bordo, así como el diseño de un pozo o las operaciones de perforación, pero una parte muy importante es conocer cómo es que una plataforma de tal magnitud está posicionada y lista para comenzar con los procedimientos de trabajo y como es que llega a esa localización. Con base en esto, la presente tesis busca documentar y estudiar todo lo referente a la operación de movimiento, para tener una idea básica dividiéndola por capítulos, desde los estudios previos, hasta el punto en donde puede comenzar a trabajar el equipo. La motivación para realizar este trabajo proviene de la pregunta, ¿Cómo es que logran mover equipos de tal magnitud, recorrer grandes distancias y mantener estabilidad a pesar de las condiciones climatológicas en costa afuera? El trabajo está enfocado y dirigido a las Plataformas Auto Elevables.

OBJETIVO

Documentar y analizar las actividades operativas para las maniobras de salida, traslado y posicionamiento, su previa organización y estudios de una Plataformas Auto Elevables para realizar intervenciones de carácter de Perforación, Terminación y Reparación Mayor o Menor. Dándole al lector una idea de referencia del procedimiento, y sirva como guía básica de esta operación.

RESUMEN

En la presente tesis se mencionan los componentes estructurales básicos de una Plataforma Auto Elevable (“Jack Up”, “PAE” por su abreviatura). Posteriormente se analizan los requerimientos previos al traslado de la estructura, como el mapeo de la localización final, toma de registros, estudios de penetración, estudios geofísicos y geotécnicos, entre otros. Se estudia e identifica la ruta de navegación óptima para el cambio de localización, y con base en esto, se realizan los programas de bollado de salida y entrada. Se mencionan los procesos operativos para la maniobra de salida, traslado y maniobras de posicionamiento de la PAE. Dando conclusiones y recomendaciones necesarias para tener un eficiente programa de traslado.

Para poder lograr el objetivo de mover una PAE, es necesario contar con 4 puntos principales: La parte Administrativa, Operativa, Personal y Equipo.

En la parte Administrativa se analizan todos los estudios previos al movimiento, los cuales son: Curvas de penetración (Penetración súbita y rápida), Estudios Geofísicos, Estudios Geotécnicos, Mapeo, Plano Estructural, Dominó de pozos, Limpieza y Simulaciones de salida y entrada de la plataforma. Una vez obtenidos los estudios e información, se manda a empresas aseguradoras como “Garantía Marina”, la cual al cabo de 7 días entrega una “Aprobación de Sitio”, esta representa el seguro de la plataforma contra alguna catástrofe.

Teniendo la Aprobación de Sitio pasamos a la parte Operativa en donde es necesario contar con un mantenimiento del equipo crítico al 100% (El equipo crítico se refiere a la Unidad Koomey, Top Drive, piso de perforación etc.).

Posteriormente se debe de contar con el personal encargado del movimiento. “*Rig Mover*” (Encargado de la operación de reposicionamiento), “*Jacking Master*” (Encargado de manipular la plataforma de forma ascendente y descendente), Representante de Garantía Marina (Supervisión por parte de la aseguradora), Supervisor de Ductos (Supervisor por parte de la empresa dueña de la plataforma), Personal de Compañía (Encargados del manejo del equipo DGPS y MESOTECH), Superintendente, Técnico, Capitán y Personal de Abordo como apoyo.

A la par del personal es necesario contar abordo con el equipo DGPS (Equipo de posicionamiento), Mesotech (Mapeo de lecho marino) y Barcos Remolcadores (Azimutales).

Contando con los 4 puntos anteriores la plataforma podrá dar inicio al traslado, liberando y levantando piernas liderado por el “*Jacking Master*”, posteriormente inicia la navegación, siendo la plataforma remolcada por los barcos, siguiendo la ruta de navegación previamente diseñada, liderada por el “*Rig Mover*”, hasta llegar a la localización objetivo. Se posiciona la plataforma y el “*Jacking Master*” realiza movimiento descendente para que las piernas penetren el lecho marino, siempre dependiendo de las curvas de penetración obtenidas. Se estabiliza la plataforma y se realizan preparativos para iniciar operaciones, finalizando el movimiento.

ABSTRACT

In this thesis, the basic structural components of a Self-Lifting Platform ("Jack Up") are mentioned. Subsequently, the requirements prior to the transfer of the structure are analyzed, such as mapping the final location, taking records, penetration studies, geophysical and geotechnical studies, among others. The optimal navigation route for the change of location is studied and identified, and based on this; the exit and entry buoy programs are carried out. The operational processes for the Lifting, Transfer and Positioning of the Jack Up are mentioned. Giving conclusions and recommendations necessary to have an efficient transfer program.

In order to achieve the objective of moving a Jack Up, it is necessary to have 4 main points: The Administrative, Operational, Personal and Team part.

In the Administrative part, all the studies prior to movement are analysed, which are: Penetration curves (sudden and rapid penetration), Geophysical Studies, Geotechnical Studies, Mapping, Structural Plan, Well Dominoes, Cleaning and Simulations of exit and entry of the platform. Once the studies and information are obtained, it is sent to insurance companies such as "Marine Guarantee", which after 3 days delivers a "Site Approval", this represents the insurance of the platform against any catastrophe and will absorb expenses from the incident.

Having the Site Approval, we move to the Operational part where it is necessary to have 100% maintenance of the critical equipment (The critical equipment refers to the Koomey Unit, Top Drive, drilling floor etc.).

Subsequently, you must have the personnel in charge of the movement. "Rig Mover" (Responsible for the repositioning operation), "Jacking Master" (Responsible for manipulating the platform up and down), Marine Warranty Representative (Supervision by the insurer), Pipeline Supervisor (Supervisor on the part of the company that owns the platform), Company Personnel (In charge of managing the DGPS and MESOTECH equipment), Superintendent, Technician, Captain and On-board Personnel as support.

Along with the staff, it is necessary to have on board the DGPS (Positioning Equipment) team, Mesotech (Seabed Mapping) and Tug Boats (Azimuths).

Counting on the four previous points, the platform will be able to start the transfer, releasing and raising legs, being led by the "Jacking Master", and then the navigation begins, the platform being carried by the tugboats, following the previously designed navigation route. This part led by the "Rig Mover", until reaching the target location. The platform is positioned and the "Jacking Master" performs a downward movement so that the legs penetrate the seabed depending on the penetration curves obtained. The platform is stabilized and preparations are made to start operations, ending the movement.

CAPÍTULO I GENERALIDADES

1.1 Generalidades

Las Plataformas Petroleras son equipos de grandes dimensiones diseñados para perforar y dar mantenimiento a los pozos, con el objetivo de extraer hidrocarburos del subsuelo, mandarlo a tierra mediante redes submarinas de oleoductos y gasoductos diseñados particularmente para que estos recorran grandes distancias y posteriormente lleguen a refinerías en donde se destila según la composición obteniendo un producto más limpio y refinado para su comercialización, exportación o consumo interno del país. Por eso, las plataformas son un equipo fundamental de la industria petrolera para recuperar hidrocarburos y así tener una economía favorable para los intereses de la nación.

Existen distintos tipos de Plataformas Petroleras como, por ejemplo:

1.1.1 Plataformas Fijas

Este tipo de Plataforma es de las más sencilla y convencionales, su estructura (normalmente de 8 pilotes) queda directamente fija sobre el lecho marino. Se utilizan para perforar, reparar, profundizar o terminar pozos. Son plataformas para trabajos de aguas someras (0-400 m de tirante de agua).

Tienen la capacidad de almacenar hidrocarburos en su interior y cuentan con espacio para alojamiento del personal. Son económicamente viables para pozos de poca profundidad. Pueden ser convencionales o modulares, las convencionales trabajan en pozos más profundos y cuentan con un mástil, a diferencia de las modulares que trabajan en pozos poco profundos.



Imagen 1 Plataforma Fija Octápodo (Tomada de Seadrill, 2015)

1.1.2 Plataforma Semisumergible

Las plataformas Semisumergibles son estructuras flotantes y cuando entran en operación se fijan al lecho marino mediante anclas (de seis a doce anclas operadas con computadora), o bien, cuenta con un sistema de posicionamiento interno de la plataforma, controlando problemáticas de mal clima como el oleaje y viento, buscando que estos no sean factores que puedan comprometer la integridad del pozo o de la plataforma. Tienen la capacidad de trabajar en tirantes de aguas profundas (500 – 1,000 m). Pueden ser utilizadas para perforación, reparación y producción en algunos casos si es que es adecuada para esto.



Imagen 2 Plataforma Semisumergible (Tomada de Weatherford, 2017)

1.1.3 Plataformas SPAR

Las plataformas tipo SPAR tienen la capacidad de trabajar en profundidades de más de 1,500 m de tirante de agua.

La metodología que brinda la flotabilidad a este tipo de plataformas es su enorme cilindro que se encuentra por debajo del agua, y contiene un fluido más denso que el agua en su interior, usando el mismo principio de flotabilidad de un iceberg, disminuyendo su centro de gravedad y haciéndola más estable a vientos y a mareas, se fija con anclas para asegurar aún más su estabilidad. Son utilizadas desde los años 90's y son usadas para perforación y reparación.



Imagen 3 Plataforma Petrolera SPAR (Tomada de Seadrill, 2017)

1.1.4 Barcos de Perforación

Los barcos de perforación son básicamente grandes navíos con un sistema completo de perforación instalado y pueden trabajar actualmente con tirantes de aguas de 2,500 m. Principalmente es utilizado para perforación de pozos exploratorios y para mantenimiento. Al momento de entrar en funcionamiento, se fija con anclas al lecho marino para tener estabilidad, tiene la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo producido.



Imagen 4 Barco Perforador Petrolero (Tomada de Seadrill, 2017)

Existen distintos tipos de Plataformas Petroleras, pero las antes mencionadas son las más comunes utilizadas actualmente. Cada una con sus características específicas y sus objetivos particulares, todas teniendo ventajas y desventajas, pero, a fin de cuentas, con un mismo propósito: “la extracción rentable de hidrocarburos para su comercialización.”

1.2 Antecedentes, Historia de la primer Plataforma Auto Elevable

El concepto de una Plataforma Auto Elevable fue desarrollado por R. G. LeTourneau en 1953 cuando tuvo la idea de perforar con seguridad pozos para producir petróleo y gas en alta mar, creando un buque de perforación que podría soportar condiciones climatológicas adversas, además de poder arribar rápidamente al sitio de perforación y estabilizarse para iniciar operaciones.

LeTourneau propuso su idea a George H. W. Bush, quien era jefe de “Zapata Off-Shore Company”. La idea fue aceptada, y la construcción de la primera plataforma comenzó a finales de 1954 en el astillero de LeTourneau a orillas del Río Mississippi en Vicksburg, Estados Unidos. El proyecto completado costó alrededor de \$ 3 millones de USD.

El 20 de marzo de 1956, fue bautizada la primera Plataforma Auto Elevable como “Scorpio”, la cual media 140 pies y fue remolcada a una ubicación en el mar frente a Port Aransas, Texas, donde realizó su primer pozo para la Compañía de Aceites Estándar de Texas. Las plataformas auto elevables se hicieron muy requeridas rápidamente ya que eran las únicas en la costa del Golfo que podían tolerar las condiciones climáticas ventosas y perjudiciales.

En la industria se decidió por un sistema de tres patas como el más eficiente y estable para perforar. A lo largo de los años las modificaciones para las Jack Ups fueron desarrollándose exponencialmente ya que el costo de capital era menor que adquirir una plataforma Semisumergible para mar abierto sobre plataformas de perforación.



Imagen 5 Primer Plataforma Auto Elevable del mundo en el Golfo de México, bautizada "Scorpio" (tomada de Development of the Offshore Industry, by Víctor A. Schmidt, 2008)

1.3 Descripción de una Plataforma Auto Elevable, PAE

Las Plataformas Auto Elevables son un tipo de plataformas móviles que cuenta con un casco flotante equipado con piernas móviles, convencionalmente cuenta con 3 piernas, capaces de elevar el casco sobre la superficie del mar. El casco flotante es el elemento que permite el transporte del equipo y maquinaria. Una vez en la posición requerida, el casco se eleva a la posición programada sobre la superficie del mar apoyándose del lecho marino.

Las piernas del equipo se diseñan para penetrar el lecho marino, a una cierta profundidad previamente estudiada, o bien a una profundidad que los sedimentos superficiales del suelo lo permitan y esto se define mediante curvas de penetración. En general, las PAE no cuentan con equipo de autopropulsión, por lo cual se requiere de barcos tipo remolcadores.

Las PAE son utilizadas para operaciones de Exploración, Perforación y Reparación Menor o Mayor. Trabajan en aguas someras (tirantes de aguas de 0 a 150 m), siendo aún más rentables para las operaciones demandadas en el país. Las PAE pueden ser modificadas con herramientas de perforación innovadoras para el trabajo, llegando a una vida útil de 35 años o más, según sea el mantenimiento.

Los dos tipos de plataformas auto elevables son las *Mat Slot* (MS), y las *Spud Can*. Las plataformas MS son de piernas dependientes unidas por una placa en su base. Una vez posicionada sobre el conductor de la estructura, se bajan las piernas dependientes y se estabiliza la plataforma.

Las *Spud Can* son de piernas independientes entre ellas y se han convertido en los equipos estándar debido a su versatilidad, además de brindar mayor soporte y estabilidad. Cuentan con un Cantiliver capaz de moverse independientemente a la plataforma, 70 pies (22 m) detrás (popa) y 15 ft (4.5 m) izquierda o derecha (estribor o babor), dándole un posicionamiento exacto y preciso, con la posibilidad de dar servicio a estructuras fijas de diversos tamaños.

La elección de una plataforma auto elevable depende del trabajo a realizar, profundidad del tirante de agua, disponibilidad de la plataforma, condiciones del fondo marino, condiciones climatológicas esperadas y condiciones meta oceánicas, al igual que el límite de personal que puede trabajar abordo. Actualmente una PAE de sexta generación puede albergar 120 trabajadores.



Imagen 6 Plataforma Auto Elevable Petrolera "Spud Can" (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)

1.4 Componentes de una Plataforma Auto Elevable

La estructura básica de una Plataforma Auto Elevable consta de 12 principales componentes, los cuales son:

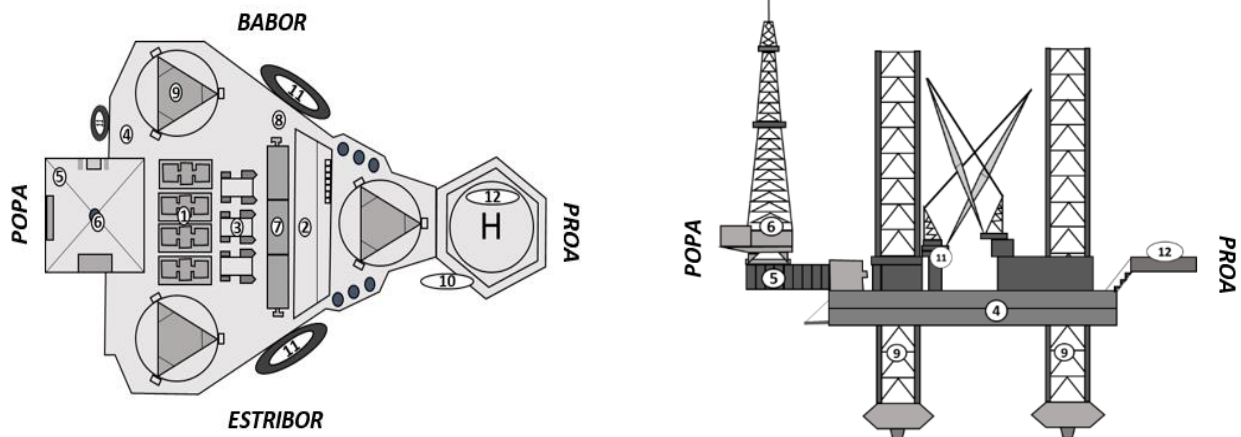


Figura 1 Esquema de Plataforma Auto Elevable (vista de planta y de perfil)

- | | |
|------------------------------|--|
| 1.- Unidad de Máquinas | 7.- Presas de Lodos y Silos |
| 2.- Unidad de almacenamiento | 8.- Unidad de Líquidos y Sistema de Control de Sólidos |
| 3.- Cuarto de Bombas | 9.- Piernas y Zapatas |
| 4.- Casco | 10.- Unidad Habitacional |
| 5.- Cantiliver | 11.- Grúas de Carga |
| 6.- Unidad de Perforación | 12.- Helipuerto |

Los componentes están directamente relacionados con el tipo de PAE, Tamaño del Casco, y peso que puede soportar, pueden dividirse en tres clasificaciones: Equipo de Elevación, Equipo Marino y Equipo de Operación. El equipo marino es considerado como parte del peso ligero de la plataforma, contiene todo aquello que podría esperar encontrar en un vehículo marino, como motor diésel, radar, sonares, tubería de aceite, equipos eléctricos, botes salvavidas y equipos de comunicación. El equipo de elevación cubre todo lo que implique el levantamiento y el descenso del equipo, así como el bloqueo de piernas y casco. Por último, el equipo de operación es todo aquello que se requiere para lograr la perforación y reparación, siendo variable de acuerdo a la intervención y objetivo.

1.4.1 Unidad de Máquinas

Cuentan con 5 máquinas motogeneradoras modelo 3516 – CHD con capacidad de 10,750 HP / 1,500 KW / 1,200 RPM, 2,069 AMP, 5 generadores de corriente alterna modelo S637/WVT con capacidad de 1,875 KVA / 600V / 1,200 RPM / 60HZ / 2,069 AMP, 1 motor de combustión interna de emergencia modelo 3516 – B, 2,150 HP y un generador de corriente alterna de emergencia, encargadas de suministrar la energía demandada, ya sea en operaciones de perforación, reparación, elevación y descenso.



Imagen 7 Unidad de Máquinas de una Plataforma Auto Elevable
(Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)

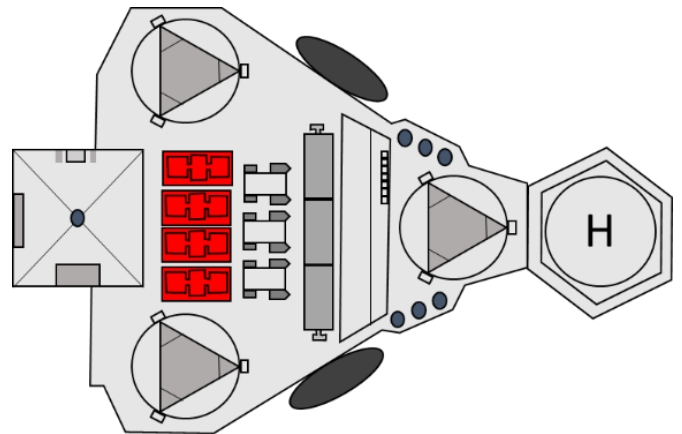


Figura 2 Esquema de Unidad de Máquinas de una Plataforma Auto Elevable

1.4.2 Unidad de Almacenamiento

En la unidad de almacenamiento se resguarda todo el material a utilizar en las próximas operaciones, como maquinaria, tubería, válvulas, bombas, elastómeros, herramientas, etc.



Imagen 8 Unidad de Almacenamiento de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)

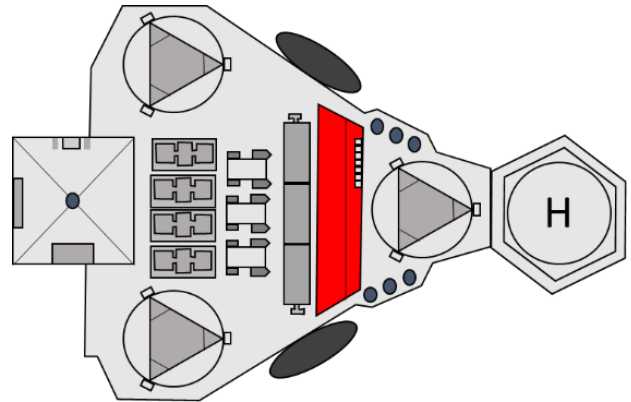


Figura 3 Esquema de Unidad de Almacenamiento de una Plataforma Auto Elevable

1.4.3 Unidad de Bombas

Cuenta con 3 bombas triplex modelo 14 – P220 con capacidad de 2,200 HP / presión máxima de descarga 7,500 PSI. Cada bomba es impulsada por dos motores eléctricos de 1,150 HP. Camisas de 5” a 9” (modificando el diámetro del pistón según la presión de bombeo que se demanda en cada una de las etapas de perforación), con carrera de 14”. Pueden operar simultáneamente según las necesidades que el pozo demande.



Imagen 9 Unidad de Bombas de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2016)

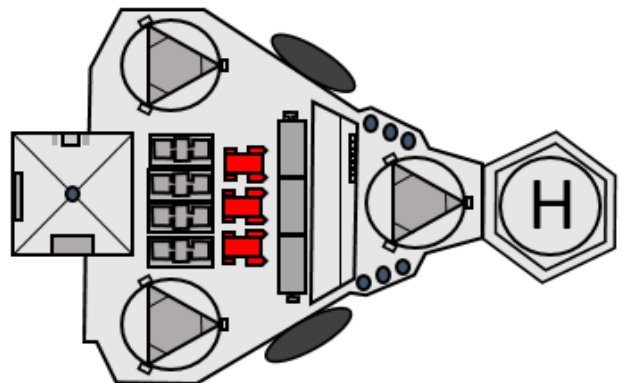


Figura 4 Esquema de Unidad de Bombas de una Plataforma Auto Elevable

1.4.4 Casco

El casco cumple con dos principales funciones las cuales son: brindar soporte a los componentes que están sobre de él, ya sea equipo de perforación, grúas, unidad habitacional, bombas, unidad de lodos, unidad de líquidos y piernas. La segunda es dar flotabilidad a la plataforma al momento de ser trasladada de una localización a otra, cumpliendo con el requisito de hermeticidad.

El tamaño y el peso del casco están diseñados para contrarrestar problemáticas de carácter ambiental, dando seguridad a los equipos al momento de que se presente oleaje, vientos, corrientes, entre otros. Las dimensiones del casco de una plataforma auto elevable de 3 piernas con zapatas independientes son: 232.93 pies (71.00 m) de largo (Eslora), 206.69 pies (63.00 m) de amplitud (Manga) y 25.65 pies (7.82 m) de profundidad (Puntal)

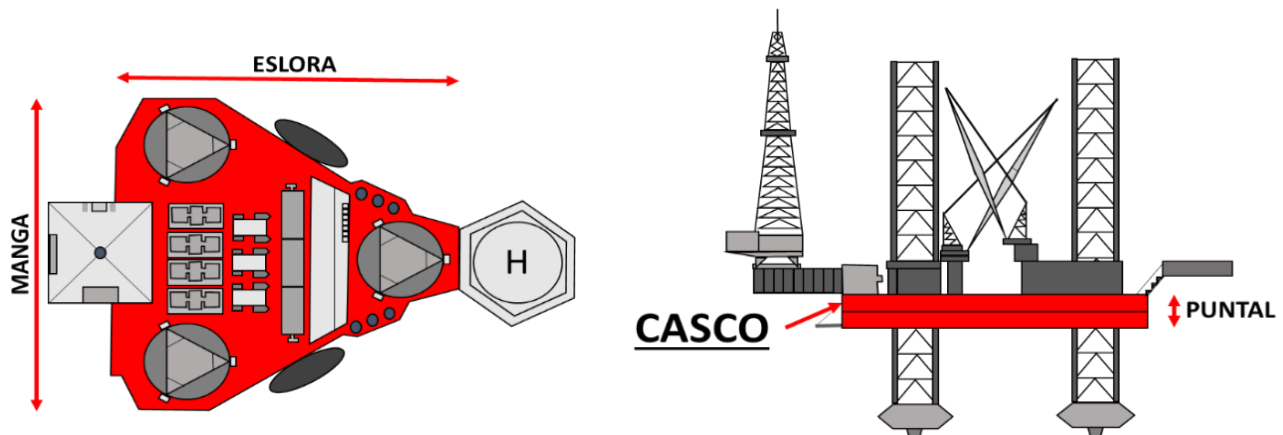


Figura 5 Esquema de Casco de una Plataforma Auto Elevable (Vista de planta y de perfil)

1.4.5 Cantilever

El Cantiliver está ubicado en la popa de la plataforma y es un conjunto de equipos que permite alcanzar las estructuras que serán intervenidas ya sea para perforación o reparación, teniendo un alcance de 70' (22 m) en su máxima extensión popa, 15' (4.57 m) dirección estribor y 15' (4.57 m) dirección babor. Las dimensiones de este equipo para una plataforma de 3 piernas son: 80' (24.4 m) de largo, $\pm 20'$ (± 6.1 m) ancho y tiene una capacidad de carga de 5,500 Kips (2,500 Ton).

La ingeniería de este componente tiene que ser estrictamente eficiente, ya que las cargas sostenidas están en función de la longitud de extensión a la que se encuentre, entre mayor longitud la capacidad de carga disminuye. (Tabla 5, ANEXOS)

Cuenta con una estructura “Hold Down”, la cual es la responsable de mantener horizontal el Cantiliver al momento de su extensión.

En caso de malas condiciones climatológicas que comprometan a la plataforma, deberá ser retraído en su totalidad, ya que el centro de gravedad del peso de la plataforma tiene que estar controlado para una máxima estabilidad.



Imagen 10 Cantiliver de una Plataforma Auto Elevable (Modificada de Petróleos Mexicanos, 2019)

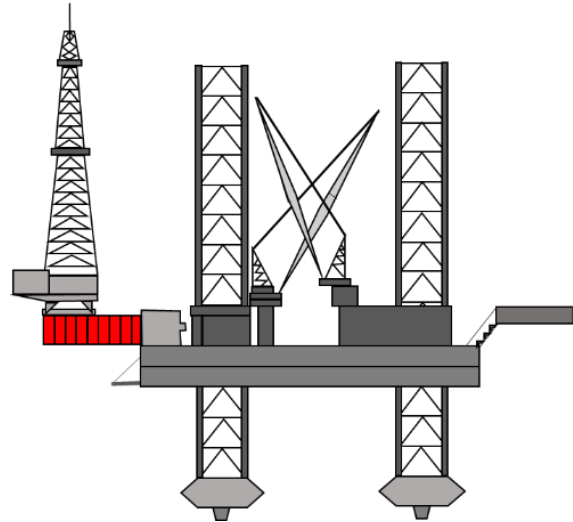


Figura 6 Esquema de Cantiliver de una Plataforma Auto Elevable

1.4.6 Unidad de Perforación

En la Unidad de perforación se encuentran los siguientes elementos: Torre (40' x 40' x 200'), AC Top Drive (2,000 kips – 909 Ton), Bomba de Lodos (4 bombas de 2,200 HP c/u), Standpipe (7,500 psi), mesa rotaria (49.5" – 1.3 m), BOP's 18 3/4" 15M (Depende del tipo de diseño para la intervención programada), Diverter integral 49 1/2", Línea de Estrangular y Matar (15,000 psi), Malacate modelo ADS-10T 3,000 HP, Árbol de Estrangulación 15,000 psi.

Se desplaza a la par que el Cantilever cuando es extendido. Este componente se adecua dependiendo de la intervención que se llevará a cabo, y tiene un alcance de 30,000 pies para perforar (9,144 m).



Imagen 11 Unidad de Perforación de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

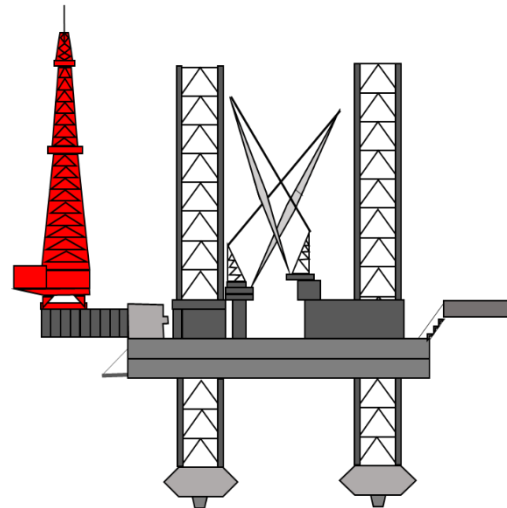


Figura 7 Esquema de Unidad de Perforación de una Plataforma Auto Elevable

1.4.7 Presas de Lodo y Silos

Las presas de lodos tienen como función almacenar el fluido de perforación para su utilización en las intervenciones. Cuentan con una capacidad de almacenamiento total de 4,540 bls (722 m³), repartido en 10 presas de trabajo, 2 bacheras, 1 presa de asentamiento y dos tanques de viaje. Cada una con distintas dimensiones, Presas 1 y 5 (72.46 m³), Presas 2 y 6 (68.74 m³), Presas 3 y 7 (65.96 m³), Presas 4 y 8 (75.24 m³), Presas 9 y 10 (64.25 m³), bacheras de 14.53 m³, presa de asentamiento (43 m³) y tanques de viaje de 30 bls c/u.

Cuentan con 4 silos de barita de 1,700 ft³ (95 ton/1,900 scs), 1 silo de barita de 1,500 ft³ (83 ton/71,677 scs), 3 silos de cemento de 1,500 ft³ (58 ton/1,163scs) y 2 silos de surgencia de Barita de 70 ft³ (3 ton/ 60 scs).



Imagen 13 Unidad de Lodos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)



Imagen 12 Silos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

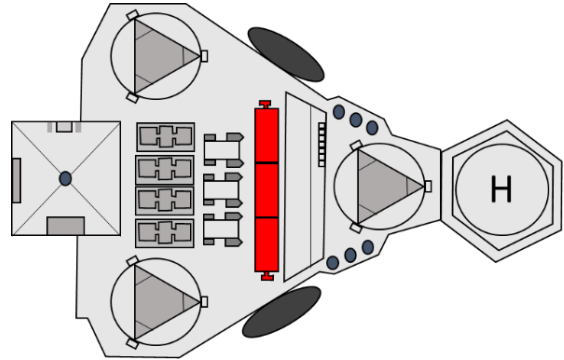


Figura 8 Esquema de Unidad de Lodos y Silos de una Plataforma Auto Elevable

1.4.8 Unidad de Líquidos y Sistema de Control de Sólidos

En la unidad de líquidos se encuentran almacenados distintos fluidos con objetivos específicos. Cuenta con capacidad de almacenamiento de agua de perforación de 3,800 bbl (604 m³) + 16,652 bbls (2,647 m³) en tanques de lastre, agua potable 2,050 bbls (326 m³), Salmuera 1,000 bbls (159 m³), aceite base 1,270 bbls (202 m³) y combustible diésel 2,515 bbls (400 m³).

En el sistema de Control de Sólidos se tienen 5 temblorinas lineales en cascada controladas por VFD's, 1 desarcillador (caudal por cono #24 / 4" / 50-65 gpm / 80 psi), 1 desarenador (#3 conos de 12" / 500-600 gpm por cono / 80 psi), 2 desgasificadores de vacío (1,00 gpm c/u) y 2 centrifugas Alta/Baja (3,000 rpm) controlado por VFD's.



Imagen 15 Temblorinas de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de NOV, 2019)



Imagen 14 Unidad de Líquidos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de NOV, 2019)

1.4.9 Piernas y Zapatas

Las piernas y zapatas de una plataforma auto elevable están hechas de acero y pueden ser de dos tipos de geometrías, piernas cilíndricas y piernas con geometría triangular que consiste en elementos horizontales, diagonales y cuerdas, con un estilo celosía “*trussed leg*” y sirven para sostener el casco mientras la unidad esta elevada y evitar crestas de oleaje por tormenta, cargas por corrientes y vientos. La función de las zapatas es dar apoyo y estabilidad al equipo, dependiendo el grado de penetración a la formación o dependiendo del área de contacto, buscando no rebasar la capacidad de carga del suelo marino.

Las PAE pueden tener más de 3 piernas, ya sean “*trussed leg*” o piernas cilíndricas, todo depende del diseño que se le dé a la misma.

Las zapatas se clasifican en dos diferentes tipos, “*Mat Footings*” y “*Spud Can Footings*”. En la “*Mat Footings*” todas las piernas están situadas en una sola zapata distribuyendo en forma uniforme las cargas que genera la plataforma, reduciendo el riesgo de sobrecarga sobre la formación, debido a que el área de contacto es mayor, a diferencia de la “*Spud Can Footings*” que cada pierna tiene su zapata independiente con estructura cónica.

En conjunto, piernas y zapatas brindan múltiples características que afectan la forma en que la unidad reacciona cuando se encuentra en elevación y a flote, por lo cual, es necesario comprender la importancia que tiene este componente de la plataforma.

Dependiendo de la PAE, es la longitud de sus piernas, en promedio, tienen una medida de más menos 500 ft (150 m). Al ser remolcadas deberán tener las piernas elevadas en su totalidad. Son extendidas o retraídas por un sistema eléctrico o hidráulico, el equipo de izaje y el sistema de elevación.

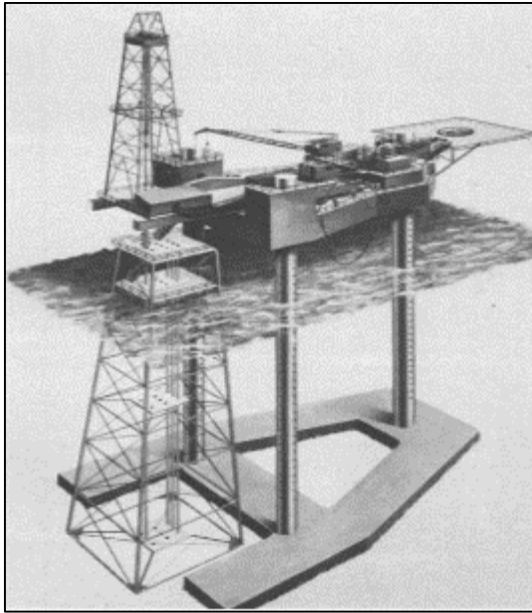


Imagen 16 Plataforma Auto Elevable "Mat Footing" con 3 piernas Cilíndricas (Tomada de Sheap&Offshore, 2014)

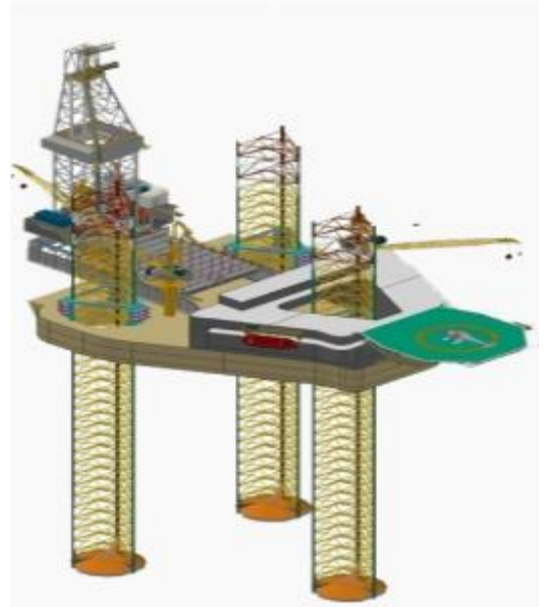


Imagen 17 Plataforma Auto Elevable "Spud Can Footing" con 3 piernas "Trused" (Tomada de Sheap&Offshore, 2014)

1.4.10 Unidad Habitacional

Esta zona de la PAE, tiene por objetivo dar albergue a los trabajadores en turno. Dependiendo de las características del equipo es el número de personal que puede ser alojado, en promedio, una plataforma actual tiene la capacidad de albergar a 120 personas, dividiéndolas por la línea de mando presente en el equipo. La habitacional está distribuida en 5 niveles, cuenta con 1 hospital, 1 cocina y 1 comedor. El cuarto de control y de radios se localiza en el 5to nivel.



Imagen 18 Unidad Habitacional de una Plataforma Auto Elevable (Vista Exterior e Interior, Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)

1.4.11 Grúas de Carga

La PAE cuenta comúnmente con 3 grúas de carga, dos principales con capacidad de carga de 70 ton (1 en estribor y 1 en babor) y una secundaria con capacidad de cargar de 50 ton (proa-babor). Dependiendo de la generación de la plataforma auto elevable es el número de grúas del equipo. Cuenta internamente con dos grúas para levantamiento de preventores con capacidad de carga de 75 ton llamada “Hercu-link”.



Imagen 19 Grúa de Carga con capacidad de 70 ton de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2016)

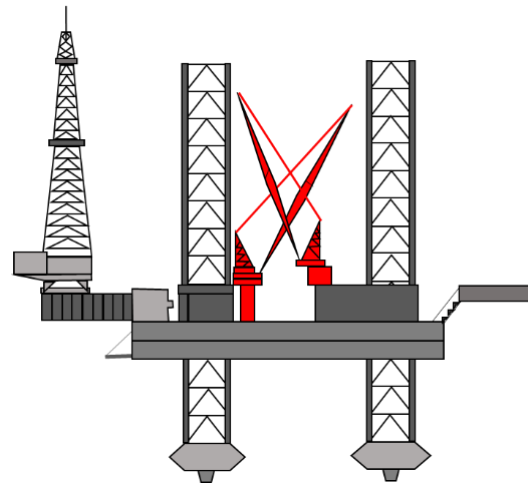


Figura 9 Esquema de Grúas de Carga con capacidad de 70 ton de una Plataforma Auto Elevable

CAPÍTULO II ESTUDIOS PRELIMINARES

2.1 Mapeo

El objetivo principal del mapeo del lecho marino es recolectar información de posibles riesgos existentes sobre el lecho marino, o bien, en la primera capa de sedimentos no consolidados, para garantizar el posicionamiento de manera segura de una PAE en su localización objetivo de trabajo.

Las problemáticas que se buscan evitar con un mapeo en la localización final, son: basura o residuos de equipos en el lecho marino que podría dañar las piernas o las zapatas de la PAE, huellas de equipos que estuvieron previamente en la localización, paso de oleoductos en la ruta de navegación, entre otros.

Durante el mapeo de la zona final y el mapeo de la trayectoria que recorrerá la plataforma auto elevable se utiliza un sistema de posicionamiento con equipo “D.G.P.S.” (Sistema de Posicionamiento Global Diferencial)

Existen distintos tipos de metodologías y equipos para lograr un mapeo satisfactorio de zonas de interés:

2.1.1 Mapeo del Lecho Marino con Sonar de Barrido Lateral

Con el Sistema Geofísico “*Edgetech*”, se realizan los mapeos con Sonar de Barrido Lateral, cuenta con doble frecuencia de 300 y 600 kHz (dependiendo del objetivo puede llegar hasta 1 MHz), obteniendo 2 conjuntos de imágenes de alta y baja frecuencia, utilizando únicamente la que proporcione una mejor calidad y nitidez. El equipo se sujeta desde los buques o en el casco del barco.

Se emiten pulsos mediante transductores, los cuales se propagan a lo largo del lecho marino de manera perpendicular a la trayectoria del sensor, y se registran en una serie de cortes perpendiculares a la trayectoria del sensor, permitiendo obtener una imagen del lecho marino durante el barrido. Este equipo trabaja en aguas someras.

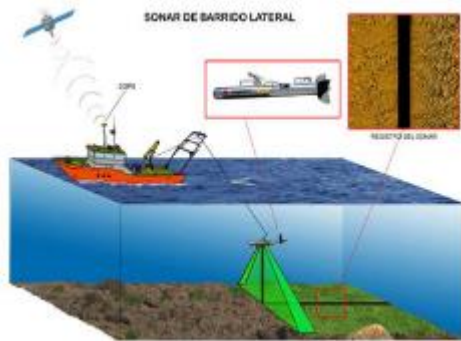


Figura 10 Esquema del Funcionamiento de un Sonar de Barrido Lateral (tomado de *Petróleos Mexicanos*, 2015)



Imagen 20 Sonar de Barrido Lateral (Tomado de *Petróleos Mexicanos*, 2012)

2.1.2 Levantamiento Batimétrico con Ecosonda Multihaz

Para el levantamiento batimétrico se utiliza un instrumento hidroacústico llamado Multibeam (Ecosonda de alta resolución), el cual emite un pulso sónico convirtiendo el tiempo de viaje de la señal en distancia, permitiendo un ángulo de cobertura de hasta 130° y 480 haces por barrido.

Los datos del ecosonda se calibran con el perfil de velocidad del sonido en el agua, obtenida con la Sonda “*Digibar*”. La Ecosonda Multihaz está integrada por tres principales componentes: Consola generadora, Transductor y Software de Procesado.

La obtención de datos Batimétricos es trabajada simultáneamente con los recorridos del Sonar de Barrido Lateral.

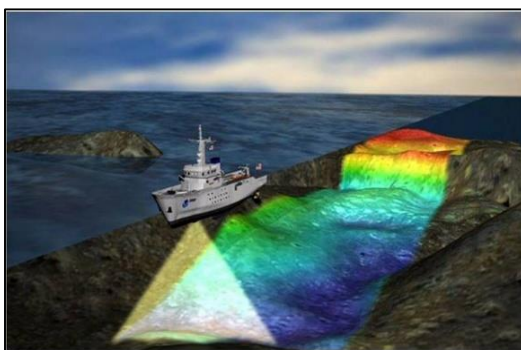


Figura 11 Esquema de un Levantamiento Batimétrico con Ecosonda Multihaz (Tomado de *Geomares*, 2012)

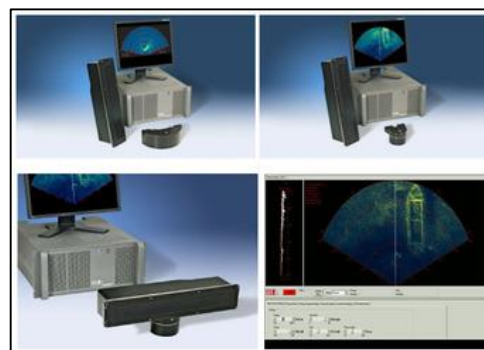


Imagen 21 Equipo Batimétrico con Ecosonda Multihaz (Tomado de *Geomares*, 2012)

2.1.3 Mapeo de Lecho Marino con Perfilador Somero

El objetivo de este estudio es identificar y medir espesores de los sedimentos que están por debajo del lecho marino, tiene la capacidad de recolectar información de hasta 30 m de profundidad, dependiendo de que las características acústicas del sedimento lo permitan.

Este equipo cuenta con una frecuencia “*CHIRP*” (variación temporal de la frecuencia de la luz que se puede inducir dentro de un pulso), la cual emite un barrido de frecuencia en donde la señal es emitida durante un periodo de tiempo y una banda de frecuencia. Posteriormente la señal es recibida por el mismo transductor que generó la energía acústica saliente, determinando la distribución y características de los sedimentos no consolidados, teniendo la capacidad de detectar presencia de emanaciones de gas en los sedimentos.

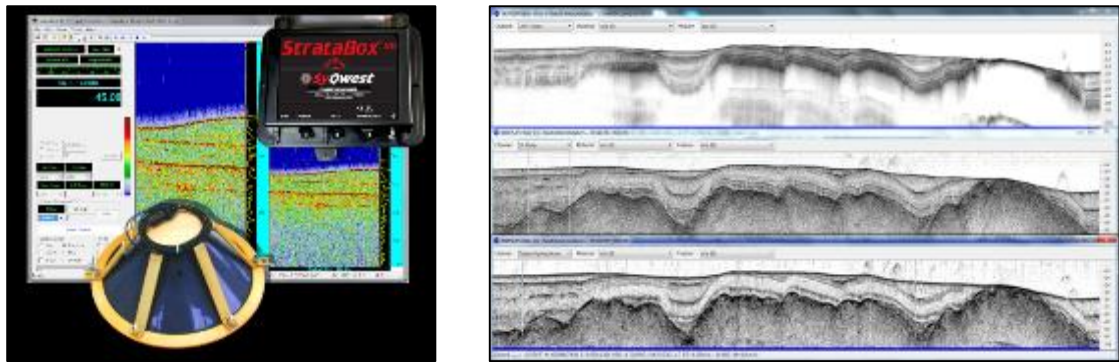


Imagen 22 Equipo de Mapeo de Lecho Marino con Perfilador Somero (Tomado de SyQwest, 2012)

2.1.4 Mapeo de Lecho Marino con Barrido Circular “*Mesotech*”

El mapeo con sensor acústico tipo sonar llamado “*Mesotech*” se realiza para obtener una imagen en alta resolución de los alrededores del área de trabajo.

El objetivo principal de realizar el mapeo con barrido circular es detectar con oportunidad y anticipación, anomalías, características en el lecho marino o cualquier obstáculo (escombros o basura) que pudiera poner en riesgo la integridad de la parte inferior de la plataforma al estar en movimiento, así como la detección de los gasoductos y oleoductos submarinos, marcas en lecho marino de piernas antiguas y de arrastre de las mismas.

El equipo utilizado para el mapeo circular obtiene una imagen en alta resolución en el área de trabajo. Es una herramienta muy utilizada en los traslados durante el posicionamiento y acercamiento al punto de la nueva localización.

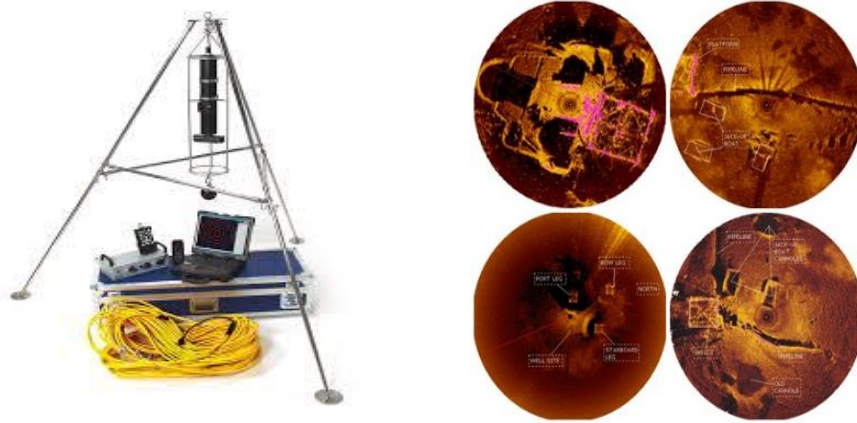


Imagen 23 Equipo de Barrido Mesotech Circular con Mapeo (Tomado de HPSOffshore, 2012)

2.1.5 Sistema de Posicionamiento

El sistema de Posicionamiento utilizado para realizar el mapeo previo al traslado de la plataforma, es el equipo “D.G.P.S.” (Sistema de Posicionamiento Global Diferencial), el cual brinda información satelital, a través de una antena receptora, registrando la navegación y posición de la embarcación durante las operaciones de levantamiento Geofísico.



Imagen 24 Sistema de Posicionamiento DGPS (Tomado de HPSOffshore, 2012)

2.1.6 Girocompás de Precisión

Equipo utilizado para la obtención de datos de rumbo para apoyar en las tareas de Posicionamiento, proveyendo medición de rumbo altamente estable, haciendo al sistema ideal para su uso en embarcaciones rápidas.

2.1.7 Compensador de Oleaje

Sensor de movimiento que mide los desplazamientos verticales de la embarcación, así como los tres ejes de la embarcación: cabeceo (movimiento con respecto al eje y, estribor babor), alabeo (movimiento con respecto al eje x, proa popa) y guiñado (movimiento con respecto al eje z, arriba abajo), los cuales son registradas por el software de navegación e impactadas en las mediciones de profundidad del ecosonda.

2.1.8 Sonda para Medir la Velocidad del Sonido en el Agua

Existen distintas sondas de medición de velocidad del sonido en el agua, como por ejemplo la Sonda “*Digibar Pro*” o el “*CTD SEACAT*”. El objetivo principal es medir la velocidad de una onda de sonido en distintas profundidades, desde origen hasta su retorno al mismo, para poder calibrar el Sonar de Barrido Lateral y la Ecosonda Multihaz. (Agua salada 1,500 m/s y agua dulce 1,435 m/s).

2.1.9 Equipo de Cómputo y Software de Navegación

Se utilizan equipos de cómputo para registrar toda la información que integra el Software de Navegación proveniente del sistema DGPS, Giroscopio, Ecosonda y compensador de oleaje. Generando un plan de navegación y desplegando en tiempo real toda la información relativa al posicionamiento y navegación de las embarcaciones involucradas.

2.2 Estudios Geofísicos

Los estudios Geofísicos son desarrollados con un objetivo principal el cual es la adquisición, procesamiento, análisis, interpretación y reporte de los datos geofísicos necesarios para identificar cualquier rasgo significativo, de origen natural o humano, en el lecho marino y subsuelos someros que pudieran representar un riesgo o un impacto potencial en instalaciones de infraestructura marina.

Los alcances específicos de un estudio Geofísico son:

- Adquisición de datos geofísicos mediante Posicionamiento y Navegación DGPS, Ecosonda Multi-haz (MBES), Sonar de Barrido Lateral (Side Scan Sonar “SSS”) y Perfilador Somero (SBP) en un área de 1 km por 1 km
- La geometría para la adquisición de datos geofísicos consiste en una serie de líneas primarias longitudinales en dirección norte –sur espaciadas a cada cierta distancia de metros (100 m), y un número de líneas transversales con dirección este-oeste, perpendicular a las líneas primarias, espaciadas a cada cierta distancia de metros (200 m).
- Determinar las condiciones batimétricas incluyendo curvas y un modelo digital del terreno (DTM) a partir de los datos MBES.
- Generación de una imagen del lecho marino (mosaico) mediante los datos SSS.
- Determinar el espesor de la capa de sedimentos superficiales, así como de los rasgos geológicos presentes debajo del lecho marino de acuerdo con la profundidad de penetración acústica del SBP.
- Proveer un perfil estratigráfico a lo largo de una línea de levantamiento más cercana al centro de la zona objetivo.
- Proveer una evaluación de la batimetría del lecho marino, rasgos geológicos, superficiales y someros, así como obstrucciones y riesgos de origen antropogénico.

2.3 Estudios Geotécnicos

Los Estudios Geotécnicos tienen por objetivo obtener información de suelos y condiciones de cimentación para ser utilizadas en el desarrollo de recomendaciones estáticas y dinámicas para el diseño temporal, de las piernas independientes de una plataforma auto elevable.

El alcance de investigación de un estudio geotécnico es:

- Obtener información estratigráfica detallada en la localización de interés
- Obtener muestras de suelos inalteradas de alta calidad y realizar pruebas “*in situ*” para medir los parámetros necesarios de diseño de penetración.
- Desarrollar recomendaciones de criterios para diseño sísmico y datos de interacción dinámica del suelo.

El sondeo se puede hacer con equipos de perforación, muestreo y pruebas “*in situ*”, posicionando una embarcación para realizar dichas operaciones, a través de tubería de perforación en intervalos de interés, utilizando muestreadores (muestreador de suelo “*in situ*”, particularmente de suelos cohesivos y blandos o semiduros) o muestreadores por percusión (martillo).

Los resultados obtenidos por los estudios geotécnicos nos arrojan todo aquello que se requiere para los cálculos de penetración, como son los puntos de cedencia, porosidades, capacidad de carga, esfuerzo de corte, transferencia de corte, rigidez, presión de poro, amortiguamiento de los estratos, entre otros, buscando ser lo más preciso posible para una mejor interpretación y posterior diseño de la maniobra de movimiento y posicionamiento.

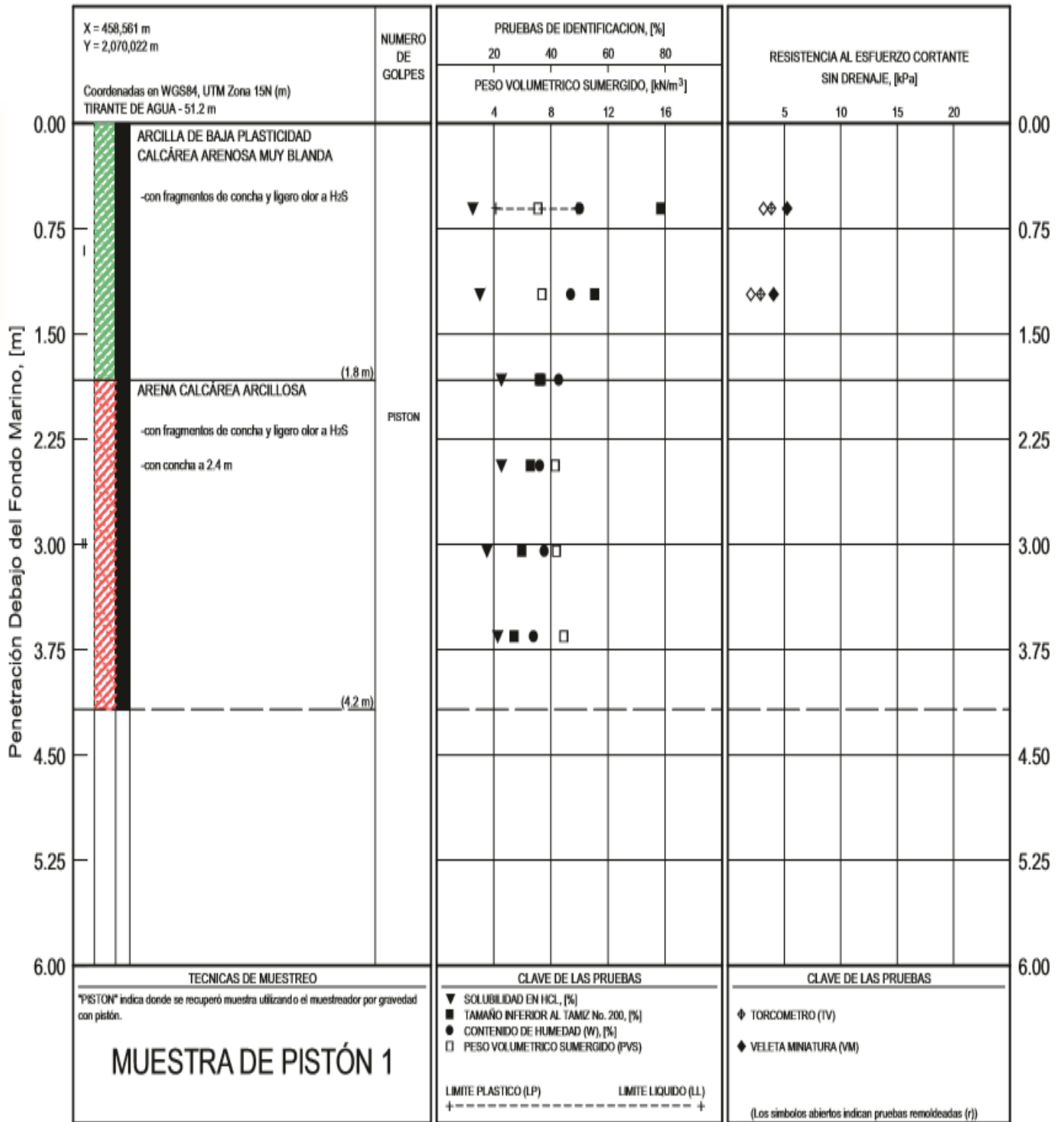


Figura 13 Resultado de un Estudio Geotécnico en el lecho marino del Golfo de México (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2019)

2.4 Estudios De Penetración

La penetración de las piernas de la plataforma dentro del lecho marino, va en función de las propiedades del mismo, como la estratigrafía, dureza de los materiales en el suelo, conformación, profundidad, entre otros. Una penetración se da cuando la presión generada por la pierna está por encima de la capacidad de carga del suelo, y se detiene hasta que la presión de la pierna iguala a la capacidad de carga del lecho marino. Por lo cual, algún incremento en el peso de la plataforma provocará un hundimiento adicional.

Derivado de lo anterior se utilizan métodos de precarga, para evitar asentamientos no controlados (penetración rápida y súbita), los cuales consisten en elevar a su máxima capacidad de carga a la plataforma y con esto, llevar a la mayor penetración posible en el suelo, evitando que se presente hundimiento adicional al momento de realizar operaciones de perforación y reparación.

2.4.1 Curvas de Penetración

Dentro del análisis para el traslado, se cuentan con las “Curvas de Penetración”, las cuales son la principal base indicadora para conocer hasta donde se introducirá la zapata en el lecho marino, derivado de las diferencias de capacidades de carga. La capacidad de carga se define como carga por unidad de área, es decir, es la mayor presión unitaria que el suelo puede resistir sin llegar al estado plástico o fractura.

El objetivo del cálculo de las curvas es diseñar y programar las actividades adecuadas según las características para lograr una cimentación firme y sobre todo segura, para soportar condiciones climatológicas adversas.

Existen distintos métodos para el cálculo de las curvas de penetración, entre ellos destacan el método de Hansen (1970) y el método de Skempton “1951” (Arcilla), o algunos más recientes como Houlsby & Martin “2003” (Arcilla) y Método de Terzaghi “1943” (Arenas), cada uno aplicado a un caso particular, específicamente para los tipos de geologías cercanas al lecho marino en donde se realizará la cimentación.

Para realizar los análisis de penetración de la plataforma es necesario contar con los estudios Geofísicos y Geotécnicos de la zona, realizar un buen mapeo y recabar la mayor información posible, obteniendo una muestra inalterada del lecho marino de la zona de interés y con esta, generar datos de prueba de laboratorio para determinar el tipo de suelo, peso unitario, resistencia al esfuerzo cortante y compactibilidad de los suelos granulares.

De igual forma es necesario conocer todas las especificaciones de la zapata, como el volumen, presiones máximas ejercidas (entre 175 y 300 kPa), diámetro equivalente de la zapata y el área máxima transversal proyectada (entre 100 y 300 m²). Por lo tanto, la geometría de la zapata tiene una gran influencia sobre la eficiencia de la capacidad de carga. Para la mayoría de los cálculos se modela a la zapata suponiendo una forma circular plana, esto con el fin de simular la máxima sección transversal en contacto con el suelo.

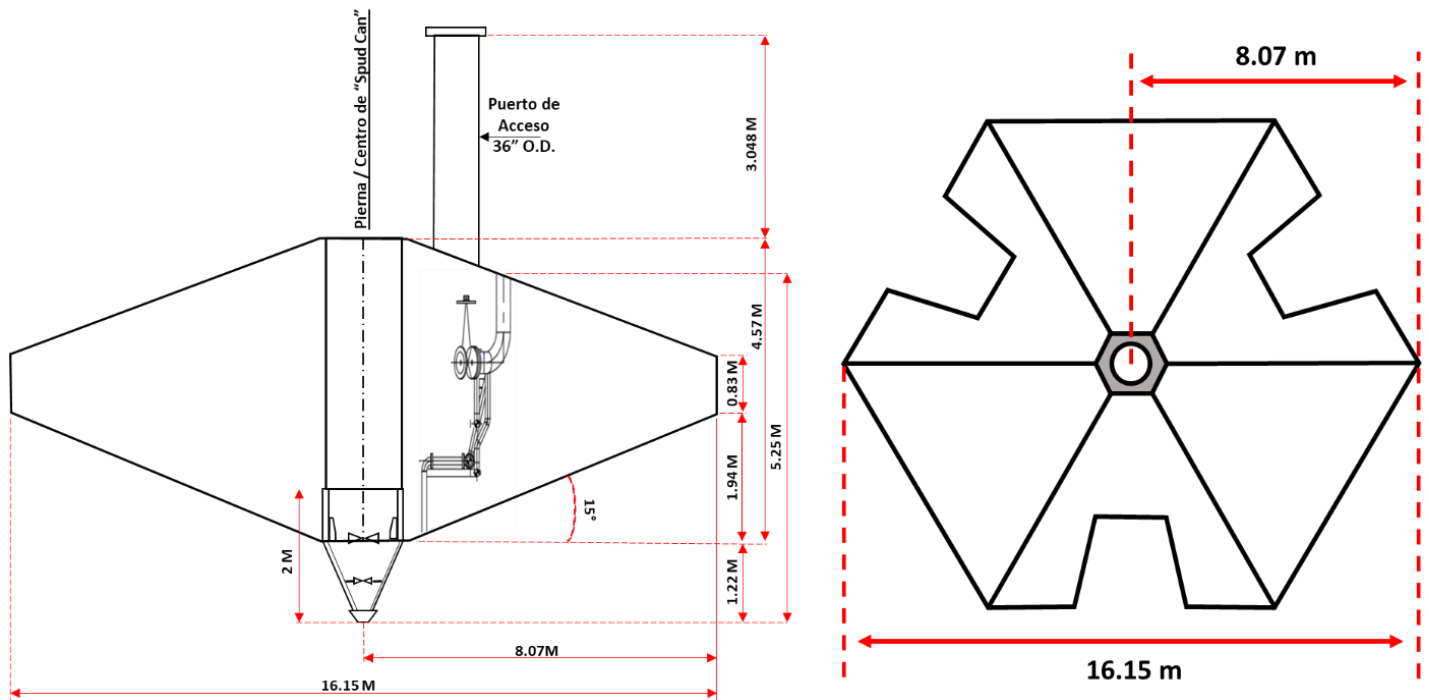


Figura 14 Geometría de una Zapata Convencional de una Plataforma Auto Elevable.

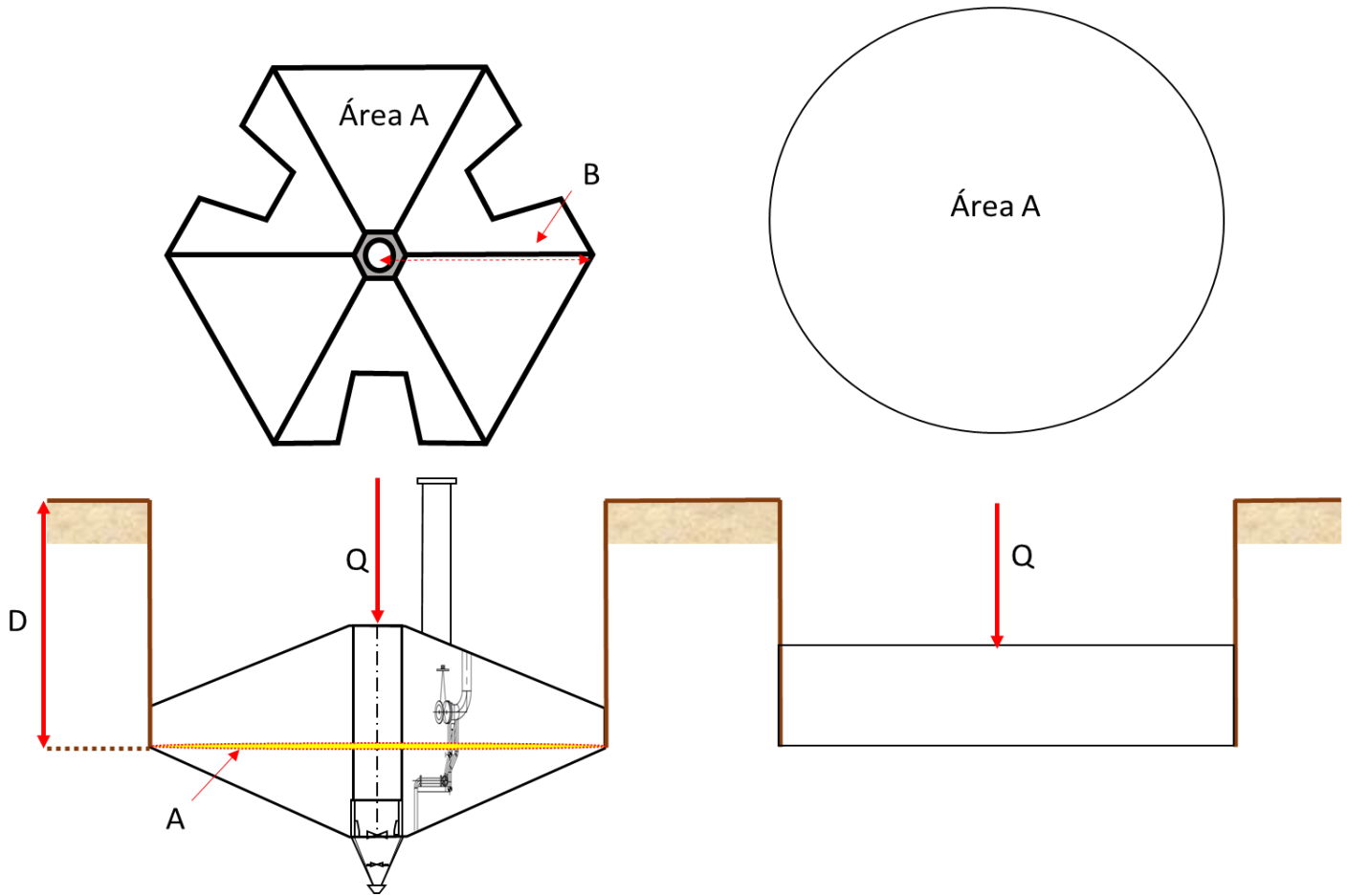


Figura 15 Simulación de una zapata circular para el cálculo de la capacidad de carga, en donde D : profundidad de la máxima sección transversal de la zapata bajo el fondo marino, Q : Carga sobre el lecho marino

2.2.1.1 Métodos

Arcillas:

• **Método de Skempton:**

Esta teoría se diseñó particularmente para suelos cohesivos, es decir, suelos que tienen la propiedad de atracción intermolecular, con capacidad cementante y de crear una masa de suelo, por ejemplo, en suelos con perfiles de arcilla en el que la resistencia al esfuerzo cortante se incrementa gradualmente con la profundidad.

$$Q = \left[6 * \left(1 + 0.2 \frac{D}{B} \right) s_{uavg} \right] A + \gamma' V$$

En donde:

Q: Carga sobre el lecho marino.

D: Profundidad de la máxima sección transversal de la zapata, bajo el fondo marino.

B: Diámetro equivalente de la zapata.

s_{uavg} : Resistencia al esfuerzo cortante promedio bajo la mayor sección transversal de la zapata.

A: Área de la sección transversal mayor de la zapata.

γ' : Peso volumétrico sumergido promedio del suelo desplazado por la zapata

V: Volumen de la zapata

(Se considera la zapata como circular)

La ecuación de Skempton fue adecuada para poder calcular la carga de la zapata de una PAE en una cimentación, ya que tiene otros fines con respecto a capacidades de carga para distintos suelos. Tiene una única restricción de que D/B tiene que ser menor o igual a 2.5, si no la cumple, se requiere de otro método.

- **Método de Hansen**

El método de Hansen es parecido al método de Skempton y es aplicable en Arcillas. Actualmente se utiliza bastante en lechos marinos pertenecientes al Golfo de México en el área de Cantarell. De la misma forma que el método de Skempton, se modela una zapata circular para realizar los cálculos.

$$Q = \left[5.14 * \left(1.2 + 0.4 \tan^{-1} \frac{D}{B} \right) s_{uavg} \right] A + \gamma' V$$

En donde:

Q: Carga sobre el lecho marino.

D: Profundidad de la máxima sección transversal de la zapata, bajo el fondo marino.

B: Diámetro equivalente de la zapata.

s_{uavg} : Resistencia al esfuerzo cortante promedio bajo la mayor sección transversal de la zapata.

A: Área de la sección transversal mayor de la zapata.

γ' : Peso volumétrico sumergido promedio del suelo desplazado por la zapata

V: Volumen de la zapata

Este método no tiene limitaciones de profundidad y requiere que las propiedades del suelo sean investigadas al menos a la profundidad de la punta de la cimentación.

- **Método de SNAME**

El método de SNAME, es uno de los más utilizados en el Golfo de México debido a que combina a los métodos de Skempton y Hansen, desarrollando curvas de penetración más precisa y eficiente. Es aplicable a las Arcillas y en muy pocas ocasiones en Arenas.

$$Q = (c_u * N_c * s_c * d_c + p_o')A + \gamma' V$$

En donde:

c_u : Resistencia al esfuerzo cortante promedio a la distancia de $B/2$ bajo la mayor sección transversal de la zapata

A : Área de la sección transversal mayor de la zapata.

V : Volumen de la zapata

γ' : Peso volumétrico sumergido promedio del suelo desplazado por la zapata

B : Diámetro equivalente de la zapata.

$$N_c = 5.14$$

$$s_c = \left(1 + \left(\frac{N_q}{N_c} \right) \left(\frac{B}{L} \right) \right)$$

$$d_c = 1 + 0.4 \left(\frac{D}{B} \right) \quad \text{Para } \frac{D}{B} \leq 1$$

$$d_c = 1 + 0.4 \arctan \left(\frac{D}{B} \right) \quad \text{Para } \frac{D}{B} > 1$$

$$N_q = e^{\pi \tan \phi} \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right)$$

Arenas:

- **Método de Terzaghi**

Para el cálculo de capacidad de carga de la zapata sobre suelos granulares y someros se recomienda el método de Terzaghi (1943), al igual que los métodos anteriores, se asume la zapata con geometría circular.

$$Q = [\gamma'_1 D(N_q - 1) + 0.3\gamma'_2 BN\gamma]A + \gamma'V$$

En donde:

N_q : Factor de capacidad de carga adimensional (Grafico 1).

$N\gamma$: Factor de capacidad de carga adimensional (Gráfico 1).

γ'_1 : El promedio del peso volumétrico sumergido de suelo arriba del área transversal mayor de la zapata.

D : Es la profundidad de penetración del área transversal mayor de la zapata.

γ'_2 : El promedio del peso volumétrico sumergido del suelo dentro de la profundidad B debajo del área transversal mayor de la zapata.

B : Diámetro del área transversal mayor de la zapata.

A : Área transversal mayor de la zapata.

γ' : Promedio del peso volumétrico sumergido del suelo desplazado por la zapata enterrada

V : Volumen de la zapata.

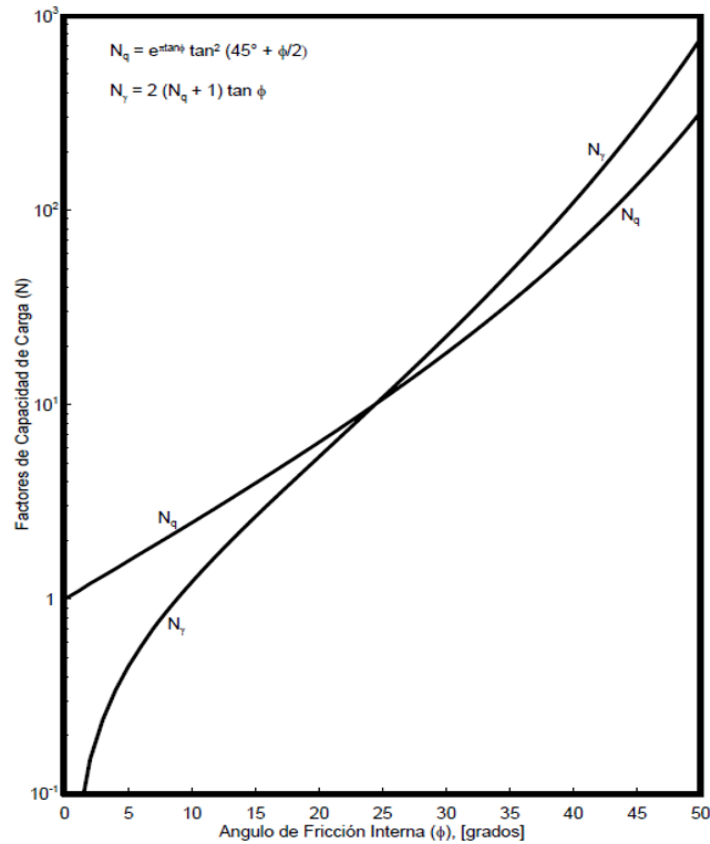


Gráfico 1 Factor de capacidad de carga para la ecuación de Terzaghi (Tomado de "Mecánica de Suelos, Juárez Badillo, 2005")

En el (Gráfico 2) se muestra un ejemplo de una curva de penetración de un suelo real en el Golfo de México, en el cual se utilizaron los métodos de Hansen para las arcillas y el método de SNAME para las arenas. Se utilizó la información geofísica y geotécnica que previamente se había recopilado de otro proyecto de movilización en esa misma zona, lo cual es válido si el periodo de tiempo transcurrido de los estudios es corto.

Existen distintos software's para el cálculo de las curvas de penetración, siguiendo un algoritmo basado en los principios básicos de los métodos previamente descritos, desarrollados por compañías prestadoras de servicios.

En el (Gráfico 2) se visualiza un gráfico de Carga Aplicada (MN, 1 MN = 102 ton fuerza) contra profundidad en (m). Las línea verde y gris nos especifica la relación "carga penetración" mínima y máxima, derivado de la capacidad de carga que puede soportar el estrato dependiendo de su profundidad y consolidación.






Unidad	Profundidad,(m)		Tipo de Suelo	Resistencia de Corte No drenado, Su(Kpa)	ϕ (°)	γ' (KN/m ³)
	de	a				
I	0.0	2.6	Arena media compacta 		25	12.6
II	2.6	9.0	Arcilla muy firme 	110.0 a 115.0		9.0
III	9.0	22.0	Arena limosa compacta 		25	9.0
IV	22.0	26.5	Arcilla muy firme 	150 a 200		8.8
V	26.5	30.5	Arena limosa compacta 		25	8.2

Tabla 1 Tipo de suelo con profundidad y litología correspondiente (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

En la Tabla 1 se visualiza detalladamente el tipo de suelo correspondiente a la localización objetivo del ejemplo Gráfico 2, describiendo las unidades de estratos, dependiendo de la profundidad, la resistencia de corte basado en suelos No-drenados (medidos en Kpa), porosidad y punto de cedencia. Los suelos No-drenados se refieren a que la presión ejercida sobre un estrato es igual a la suma de esfuerzo efectivo y la presión de poro, a diferencia de los suelos drenados en donde la presión ejercida sobre el estrato es igual a la diferencia entre el esfuerzo total menos la presión de poro.

El esfuerzo total se define como la suma de fuerzas incluyendo la matriz del estrato y la fuerza ejercida por el fluido contenido en los poros. El esfuerzo efectivo es la fuerza generada por la matriz, despreciando la presión de poro.

$$\text{Esfuerzo total} = \text{Esfuerzo de la Matriz} + \text{Presión de Poro} \dots\dots\dots \text{Suelos No-Drenados}$$

$$\text{Esfuerzo efectivo} = \text{Esfuerzo Total} - \text{Presión de poro} \dots\dots\dots \text{Suelos Drenados}$$

Los registros de penetración de plataformas anteriores que han sido posicionadas en cercanías de la localización objetivo, pueden ser utilizados para hacer la calibración de resultados de los cálculos de penetración.

2.4.2 Carga y Precarga Máxima

La práctica de Carga y Precarga Máxima está relacionada directamente con los estudios de curvas de penetración, ya que tienen como finalidad demostrar el comportamiento real de la penetración de la zapata dentro del lecho marino. Esta relación es de suma importancia, ya que el gráfico es la base para conocer los límites de carga que tienen los estratos al ser sometidos por el peso de la plataforma.

Cuando un equipo termina de realizar una intervención e inicia con la planificación para el cambio de localización, es necesario realizar la bajada de materiales no esenciales en un proceso de movimiento (cajas de recortes, tubería, fluidos, herramientas de perforación, etc.). La finalidad, es dejar a la plataforma con su peso original (peso bruto) y así poder estimar los cálculos para su penetración. Con este peso inicial de la plataforma se estimará una penetración hasta cierta profundidad.

El gráfico 2 nos indica que, con el peso bruto de la plataforma, equivalentes a 45.8 MN por zapata, la penetración será a una profundidad inicial estimada de 2.0 a 2.2 m dentro del lecho marino. (Verde)

Para la Precarga Máxima (Máximo peso que soporta una pierna), se utilizan cargas variables obtenidas del llenado de tanques de lastre del casco por etapas (llenado de tanques al 80% por seguridad), dándole a la plataforma mayor peso y, por ende, la penetración se irá incrementando o manteniendo, dependiendo de la curva de penetración. La finalidad de la precarga máxima es simular la mayor penetración eficiente, tomando en cuenta todo el equipo que se utilizará en la siguiente intervención, para que cuando se realicen estos trabajos y se genere el acopio de materiales, la plataforma se encuentre estabilizada y probada con distintos pesos, evitando penetraciones adicionales.

El gráfico 2 nos indica que, con el peso de la precarga máxima, equivalente a 73 MN por zapata, la penetración será a una profundidad final estimada de 2.3 a 3.6 m dentro del lecho marino. (Rojo)

Al llegar a la máxima penetración con la precarga máxima es necesario dejar la plataforma sin ningún tipo de movimiento durante aproximadamente 5 horas para asegurar su estabilidad y una eficiente cimentación. Con esta práctica se pueden identificar riesgos potenciales que pudieran llegar a suceder durante los trabajos de intervención.

El cálculo de la precarga máxima se realiza de la siguiente manera:

$$Pre. Max. = \frac{(Peso Bruto + Peso de Tanque + Peso de Zapata y Pierna)}{\# de piernas} - Footing Reaction$$

En donde:

Peso Bruto: Peso de la Plataforma

Peso de Tanques: Peso que generan los tanques de lastre (presas) al ser llenados con agua de mar al 80% de su capacidad por seguridad, para la precarga máxima.

Peso de Zapata y Pierna: Peso que carga cada una de las zapatas y piernas (Peso Bruto dividido entre número de piernas)

Footing Reaction: Fuerza de reacción generada por la zapata, el valor es constante para cada tipo de PAE. Ejem: Foot Reaction = 197 Ton

Ejemplo de Precarga Máxima para una plataforma auto elevable de 3 piernas Spud Can:

	TON	KIPS	MN
Peso Bruto	10,775	23,705	105.59
Peso Zapata y Pierna (Peso Bruto/3)	3,591.6	7,794.5	34.72
Peso Tanques de Lastre, 80 %	8,655.5	19,042	84.82
Footing Reaction	197	453.25	1.93

Tabla 2 Distribución de Pesos de una Plataforma Auto Elevable

$$Precarga Máxima = \frac{(10,775 + 8,655.5 + 3,591.6)}{3} - 197 = 7,477 Ton$$

$$7,477 Ton \left(\frac{0.0098 MN}{1 Ton} \right) = 73 MN \dots\dots\dots \text{“Por Zapata”}$$

Algunas de las recomendaciones al momento de efectuar la penetración ya sea con carga o precarga, son las siguientes:

- La zapata deberá penetrar mínimo 3 metros, referenciado a la altura de la zapata para alcanzar su área máxima, asegurando la cimentación. De no ser el caso, es necesario realizar técnicas para lograr la introducción mínima necesaria en el lecho marino.
- Las operaciones de precarga se deben hacer dentro de una ventana meteorológica de buen tiempo, de lo contrario, se generaría un riesgo potencial a la hora de que las zapatas toquen el lecho marino.
- Las operaciones de precarga deberán ser supervisadas en todo momento comparando los valores del análisis con los valores reales, en caso de observar diferencias significativas se deberá suspender de inmediato las operaciones y evaluar los riesgos antes de continuar con la operación de precarga.

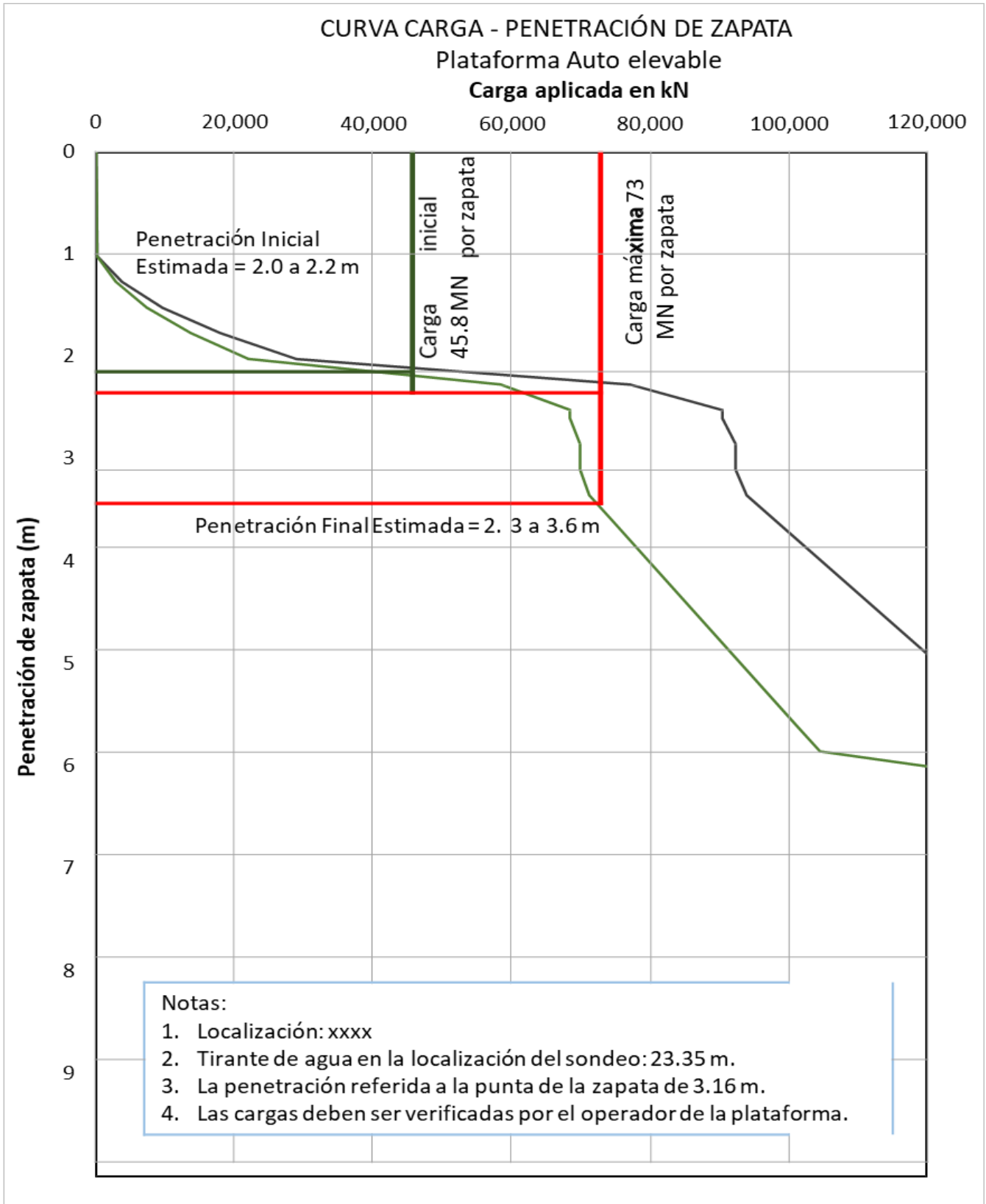


Gráfico 2 Curvas de Penetración en el lecho marino del Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

2.4.3 Riesgos en la Penetración

El riesgo durante la penetración de piernas es potencialmente alto, si llegasen a estar erróneos los estudios preliminares o una mala operación del equipo, podría causar incidentes tanto para la plataforma, como para el personal, teniendo pérdidas millonarias.

Es por ello que el grupo encargado abordo liderado por el “*Rig Mover y Jacking Master*” debe de ser consiente de los riesgos principales y debe saber cómo actuar en caso de que se llegasen a presentar. La penetración súbita, penetración rápida, socavamientos y huellas de plataformas auto elevables que estuvieron en esa misma localidad anteriormente son algunos de los principales casos de riesgo con los que se tiene que lidiar.

2.4.3.1 Penetración Súbita

Se refiere a la penetración de las piernas dentro del lecho marino con una velocidad no programada, un aumento en la velocidad de penetración derivado del cambio de estratigrafía, pasando de un estrato con alta capacidad de carga a un estrato con baja.

Siendo esto una variación de la capacidad de carga del subsuelo con respecto al peso de la plataforma, provocado principalmente por estratos de composición de arenas consolidadas a no consolidadas, teniendo grandes espesores que al momento de sentir mayor presión a su capacidad de carga se quiebran. De igual forma, con alternancia de estratos de arcilla consolidada a no consolidada.

Los escenarios más comunes son: Arcilla altamente consolidada sobre arcilla blanda, arena suelta de gran espesor sobre arcilla, Arena densa sobre arcilla.

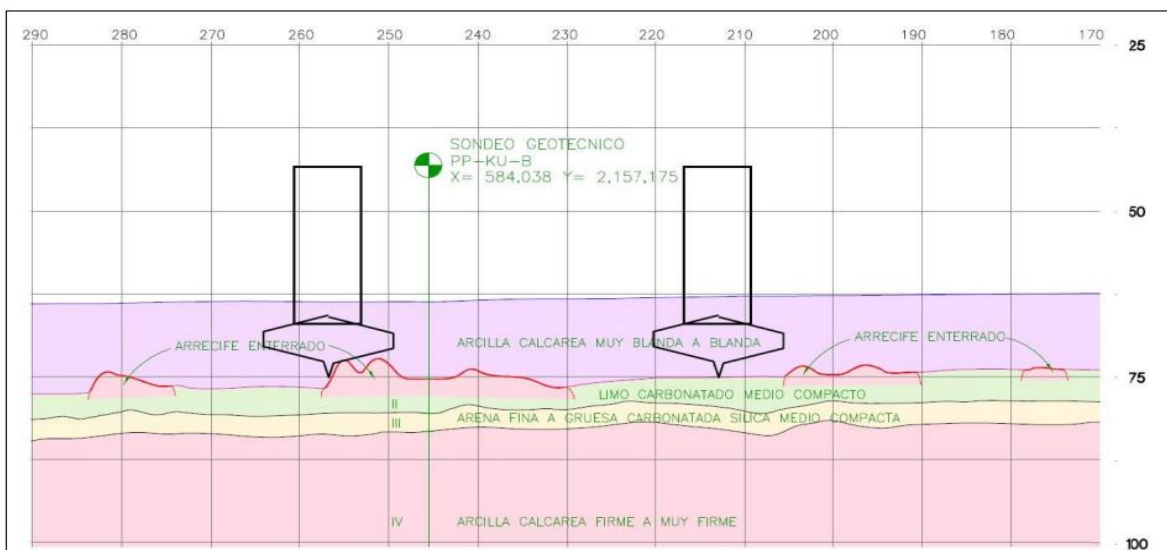


Figura 16 Ejemplo de una penetración con complicaciones por arrecifes, posibles causantes de penetración súbita (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

2.4.3.2 Penetración Rápida

Es referido a un hundimiento adicional provocado por un cambio de velocidad de penetración derivado de la presión ejercida sobre un estrato no consolidado, la penetración se detiene casi de forma inmediata por la profundidad y el estrato próximo, pero es de alto riesgo ya que ese pequeño cambio de velocidad puede llegar a desequilibrar las otras dos piernas y provocar el colapso de la plataforma o una colisión con la estructura.

2.4.3.3 Socavamiento

Esta falla ocurre principalmente cuando la plataforma está posicionada en localizaciones que cuentan con corrientes marinas altas y suelos arenosos, favoreciendo a la interacción entre lecho marino, corrientes y la plataforma, provocando una pérdida de sedimentos en los alrededores de cada pierna “Spud Can”, ocasionando pérdidas en la capacidad de carga del subsuelo y con esto, la plataforma buscará un equilibrio entre peso y resistencia del suelo, haciendo que se hunda poco a poco.

Para esto, en las gráficas de curvas de penetración podemos observar una relación entre capacidad de carga y peso de la plataforma y basándonos en esto, tenemos una ventana de socavamiento que la plataforma podrá tolerar. Si comienza a llegar a los límites de capacidad de carga se tomarán acciones inmediatas con el equipo para acomodar y modificar esta equivalencia.

2.4.3.4 Huellas de Plataformas anteriores

Las huellas de plataformas anteriores son una de las principales problemáticas en los movimientos, ya que como bien sabemos, una PAE trabaja en distintas estructuras, dejando atrás las huellas en donde estuvieron posicionadas. Esto podría generar problemáticas contractuales en la parte de la Aprobación de Sitio, o bien un colapso de la plataforma por una mala penetración.

La problemática principal con esta falla es que en las huellas en donde estuvieron las plataformas anteriores el suelo está muy poco consolidado y esto provocaría una penetración súbita, por lo cual, es necesario contar con un estudio preliminar sobre las geometrías de las zapatas, tener un mapeo exacto en donde se visualicen las coordenadas exactas de la huella, distancia entre huellas y estudios del subsuelo para saber los componentes de los estratos.

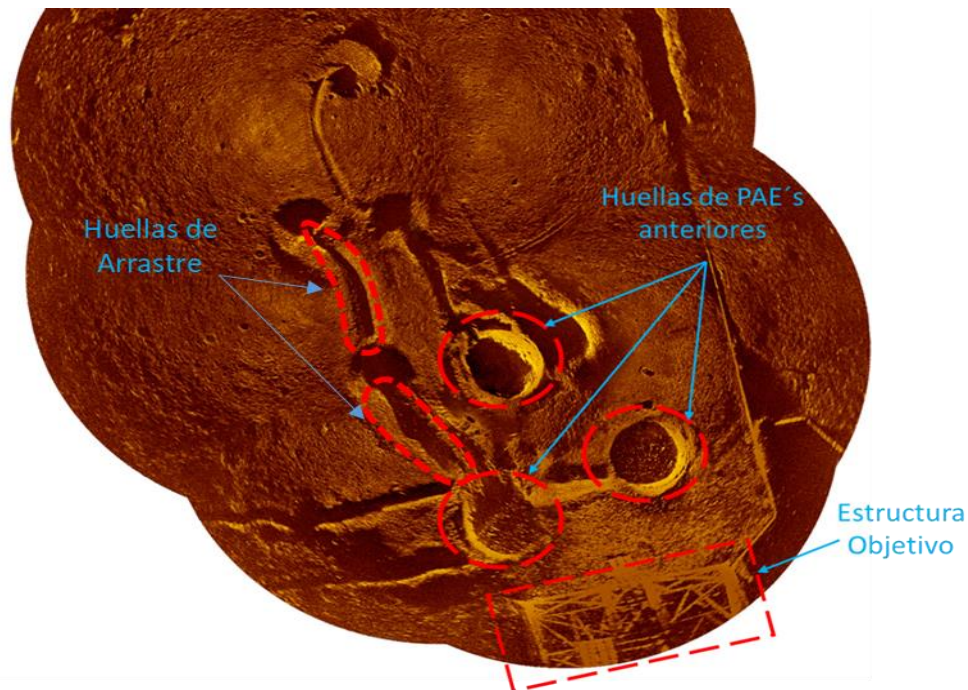


Figura 17 Ejemplo de Huellas de Plataformas Auto Elevables anteriores en el lecho marino próximas a una estructura objetivo, posible riesgo para el posicionamiento, capturada con equipo Mesotech (Modificada de Petróleos Mexicanos, 2019)

CAPÍTULO III PLAN DE NAVEGACIÓN

3.1 “What IF”

El “*What if*” o por su traducción en español “Que pasaría si...”, es un documento en el cual se analizan todos los escenarios posibles de catástrofe hacia la plataforma y personal, planificando el cómo poder evitarlos. Aplica para todas las maniobras de movimiento de la plataforma, desde el ascenso y descenso del casco, la navegación, malas condiciones climatológicas, escenarios de colapso, escenarios de metodologías “*Stumping*”, maniobras de salida y entrada de las estructuras, escenarios para navegar a posición fuera de la localización objetivo, escenarios de penetración de piernas en el lecho marino, etc.

Los encargados de estudiar y redactar dichos documentos son los coordinadores de la plataforma, personal del seguro (Garantía Marina), “*Rig Mover*”, “*Jacking Master*” y Capitán. Es de suma importancia contar con el “*What if*” ya que, si no se cuenta con este, no se podrá realizar ningún tipo de maniobra.

En el cuerpo del documento se encuentra una tabla básica en donde se especifican los siguientes elementos:

Tema									
What If?	Causas	Consecuencias	F	DP	EP	IA	PP	DI	SALVAGUARDA	RECOMENDACIONES
...

Tabla 3 Formato básico para realizar un “*What If*” para cualquier actividad

En donde:

Tema: Se define el tema que se analizara para el “*What If*”

“*What If*”: Se definen los posibles riesgos. Ej. Pérdida de comunicación entre plataforma y remolcadores, Falla de uno de los remolcadores, Interrupción del traslado, Falla en el sistema de elevación de piernas, etc.

Causas: El motivo por el cual sucedió la problemática, Ej. Pérdida de señal en antenas receptoras, Ruptura de arreglo de los remolcadores, Pérdida de hermeticidad de la plataforma, etc.

Consecuencias: El desenlace que sucedería derivado de las problemáticas previamente definidas, Ej. Suspensión de la maniobra, Retraso en el programa, Daño al personal, Daño a la estructura, Daño a la Plataforma, Daño a Instalaciones submarinas, etc.

F- Frecuencia

DP- Daños al Personal

EP- Daños a Población

IA- Daños Ambientales

PP- Producción

DI- Daños a Instalación

Salvaguarda: Se mencionan las normas o documentos relacionados a la prevención de la problemática en cuestión, en donde se encuentran las medidas para contrarrestar el incidente, Ej. Plan de respuesta de emergencias PG-121-0R2-MYS-03, Canal alternativo de comunicación, Instructivo Operativo para el uso Adecuado del Sistema de Elevación de Piernas, etc.

Recomendaciones: Se plantean las medidas preventivas para los problemas analizados, Ej. Verificar que el equipo de comunicación este en óptimas condiciones, verificar la hermeticidad de la plataforma, etc.

Las siglas F, DP, EP, IA, PP, DI, forman parte de la metodología para medir los riesgos a los posibles afectados. Existe una tabla para analizarlos y están basados en la frecuencia. (Tabla 6, ANEXOS).

Una vez analizado y firmado el formato de “*What If*” por los responsables de la aseguradora y los coordinadores de la plataforma, es posible comenzar con las operaciones de movimiento.

3.2 Ruta de Navegación

La ruta de navegación es diseñada con base a las estructuras que se encuentran en la superficie y las que se están sumergidas. Esto quiere decir que se requerirá rodear cualquier tipo de elemento que pudiera poner en riesgo la navegación de la plataforma.

Se realiza una simulación de la Ruta de Navegación en donde se incluyen los puntos WP (*WayPoint* o *Phantom Station*), los cuales son puntos de paso planificados cuyo objetivo es identificar una posición geográfica específica. Están unidos mediante una línea recta, la cual nos indica la distancia entre cada uno. Los WP son indicadores para que la plataforma cambie de dirección hacia el siguiente *waypoint*.

También son señalizadores para la logística del combustible de los barcos remolcadores, y poder realizar una planificación de navegación adecuada y así mismo calcular el tiempo que tomara llegar de un WP a otro y el tiempo total entre ambas localizaciones.

En la Imagen 25 se visualiza una navegación de 147.51 km (80.20 Millas Náuticas) a una velocidad de 3 nudos (5.4 km/hr), repartida en 4 *Way Points*: WP1-WP2= 40.15 km (21.68 MN) con rumbo 245°, WP2-WP3= 85.12 km (46 MN) con rumbo 237° y WP3-WP4= 22.8 km (12.30MN) con rumbo 180°. El tiempo de navegación aproximado será de 27 horas, iniciando desde que la plataforma está en posición de navegación y concluyendo cuando se encuentra posicionada en la localización objetivo. Las líneas de diversos colores presentadas en la Imagen 25 señalizan oleoductos submarinos que presentan riesgo para el traslado de la plataforma, así mismo las circunferencias en color rojo nos indican plataformas posicionadas en el área.

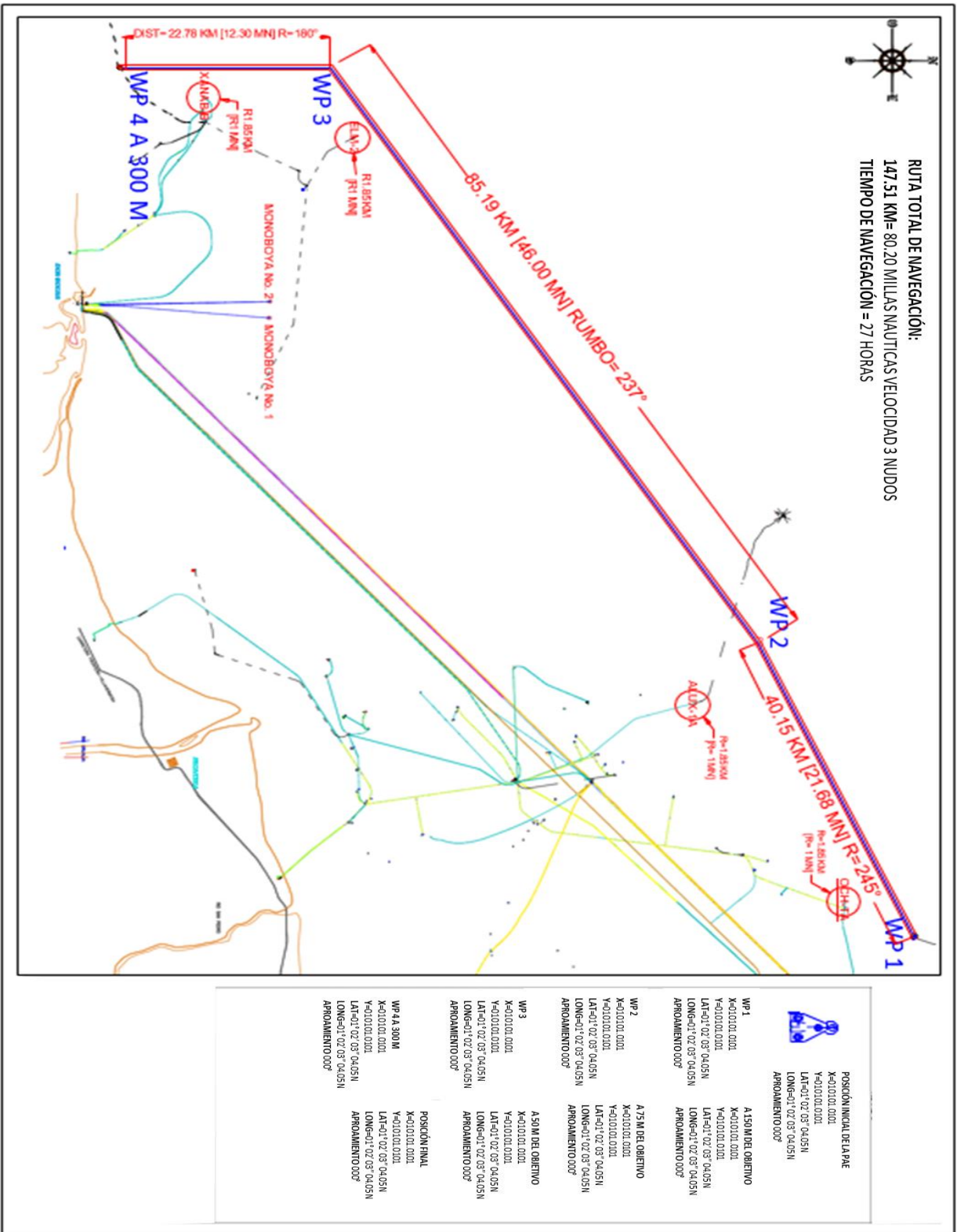


Imagen 25 Ejemplo Real de una Ruta de Navegación de 147.51 km en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

3.3 Visita De Obra

La Visita de Obra consiste en realizar un recorrido de reconocimiento en la localización objetivo, con el fin de recabar información sobre la geometría de la estructura en la que se posicionará la plataforma, tomando evidencia fotográfica y mediciones exactas para un correcto análisis y así poder realizar acciones de contingencia en caso de existir las.

Este apartado aplica principalmente cuando la plataforma es primeriza en la estructura en la que se posicionará. Si ya se han realizado intervenciones previas con dicha plataforma, entonces no será obligatorio realizar la visita, siempre y cuando no hayan existido modificaciones en la estructura en el periodo transcurrido.

Los puntos principales al recabar información son las geometrías de distintas áreas de la estructura, verificar que no exista un elemento que sobresalga y pueda complicar el posicionamiento, verificar medidas (ancho de la mesa de trabajo, distancia entre pozos, medidas longitudinales, distancia de la mesa de trabajo al piso de producción, distancia del piso de producción al espejo de agua), entre otras. Esta labor tarda aproximadamente 24 horas y es liderada por el Superintendente o el Técnico de la PAE, a lado de un trabajador de plataforma. Una vez obtenida la información, se realiza una simulación en papel para poder seguir analizando y planificando el traslado, y de igual forma, realizar un “*What if*” para la entrada a la localización.



Imagen 26 Ejemplo de Visita de Obra de un Octápodo en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2018)

3.4 Limpieza del Lecho Marino

Dentro de la planeación para la navegación, una parte importante es la limpieza del lecho marino, esto se refiere a la eliminación de elementos ajenos a una plataforma o instalación correspondientes al área de estudio y que puedan interferir con la movilización de una PAE.

A estos elementos se les conoce como “chatarra”, y no son más que herramientas o equipos que se cayeron accidentalmente al mar, provenientes de embarcaciones o plataformas que estuvieron por el área.

La localización exacta de la “chatarra” se visualiza mediante el mapeo realizado previamente con equipo de “Mesotech” o equipo de barrido lateral, se analiza el número de estos y se catalogan como elementos de riesgo y como elementos sin riesgo.

Existen compañías especializadas para la limpieza del lecho marino, y mediante buzos, embarcaciones y equipo de carga es que se localizan, aseguran y sacan los elementos de riesgo. Todo este proceso es bastante común para los movimientos de una PAE y en la mayoría de las ocasiones se aplica, pero existen casos en el que no es necesario realizarlo.

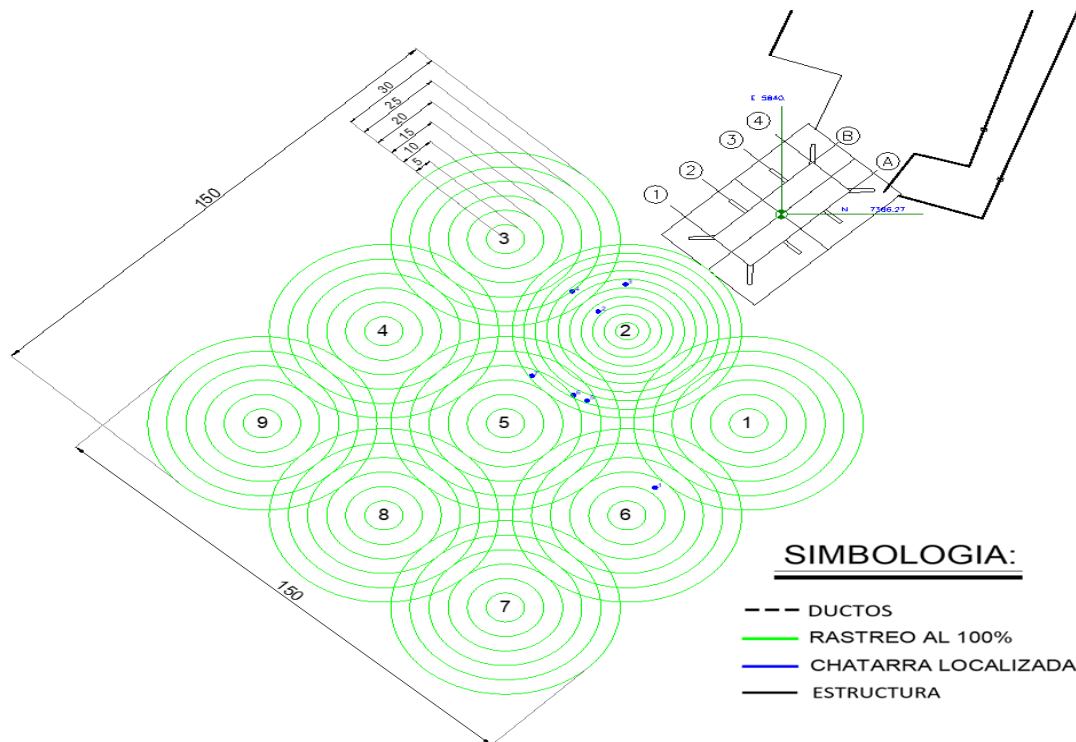


Figura 18 Mapeo de localización objetivo, 9 áreas de estudio para efectuar limpieza del lecho marino por presencia de chatarra (Marcas azules) (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

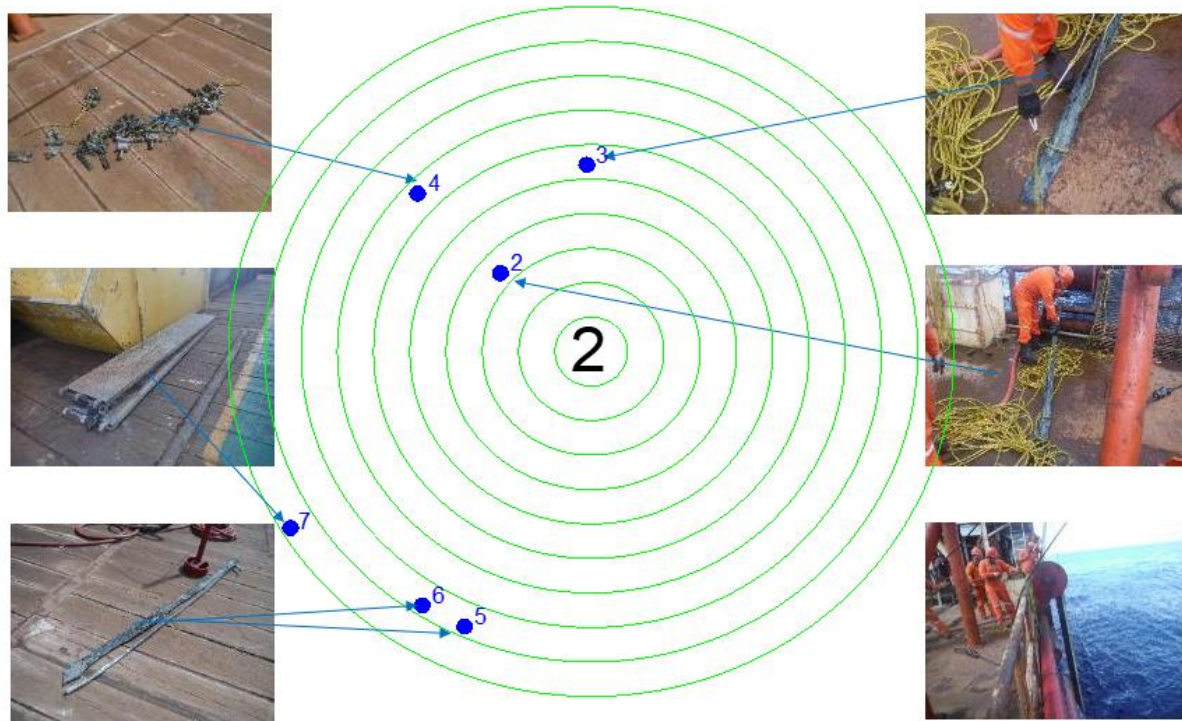


Imagen 27 Evidencia de chatarra obtenida después de limpieza del lecho marino de la zona objetivo (Figura 18) (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

3.5 Boyado de Salida y Entrada

Derivado de la necesidad de crear un protocolo de seguridad y apoyo para identificar elementos submarinos que sean probables riesgos en el movimiento de una plataforma auto elevable, se implementó el “boyado” de la zona de interés en las maniobras de salida y entrada de las estructuras y en la navegación. El objetivo principal es señalar riesgos provocados por elementos submarinos, ya sean oleoductos, cables, rocas, desechos marinos, etc.

La decisión del número de boyas y de la posición exacta es responsabilidad de los coordinadores de la plataforma, “*Rig Mover*” y la empresa encargada del mapeo de la zona de interés.

Las boyas son artefactos flotantes sencillos como botes, garrafas etc...., amarrados con un cable desde la superficie, hasta el objeto a identificar en el lecho marino. Cada boya es marcada debidamente y enumerada, ya que en el “Programa de Traslado” (Documento base en donde se informa todo el proceso de cambio de localización), se colocarán las coordenadas exactas de cada una de las boyas, utilizando equipos de localización como el DGPS, y con esto realizar simulaciones para visualizar y tener en cuenta en la metodología del movimiento.

El número de boyas es equivalente al número de elementos de posible riesgo en el suelo, esto quiere decir que, de no existir riesgo alguno, no es necesario colocar boyado.



Imagen 28 Boyas utilizadas para marcar posibles riesgos submarinos (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

3.5.1 Boyado de Salida

Se efectúan simulaciones de boyado de salida si es que se llegasen a requerir, derivado de algún elemento submarino que interfiera con la operación de levantamiento de piernas y movimiento de la plataforma. El boyado de salida no aplica en todas las operaciones de movimiento ya que en su momento se pudieron haber retirado los posibles riesgos, previo a su entrada. Si el elemento es permanente, es necesario colocarlas.

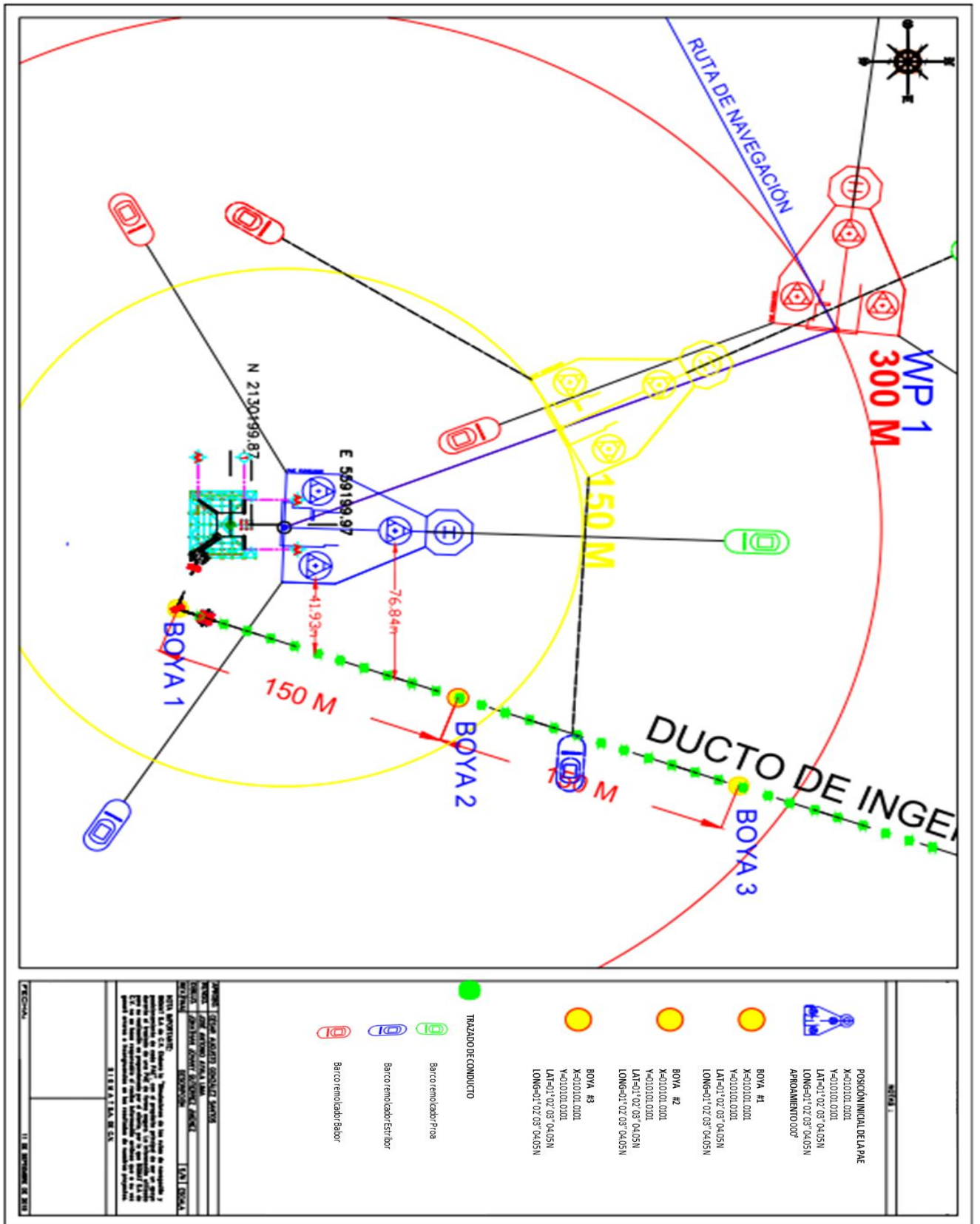


Imagen 29 Ejemplo de Boyado de Salida de una Estructura, se utilizaron 3 Bojas (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2019)

3.5.2 Boyado de Entrada

El boyado de entrada es aún más crítico que el boyado de salida, derivado de que la probabilidad de golpear a la estructura aumenta. De igual manera, de no existir riesgos no es necesario la simulación de bollado de entrada

En la Imagen 31 se visualiza una simulación de entrada a una estructura, en donde se requirieron 6 boyas para identificar un oleoducto en cercanías, el cual podría representar un elemento de riesgo. En la imagen 30 se observa el resultado de la colocación del boyado.

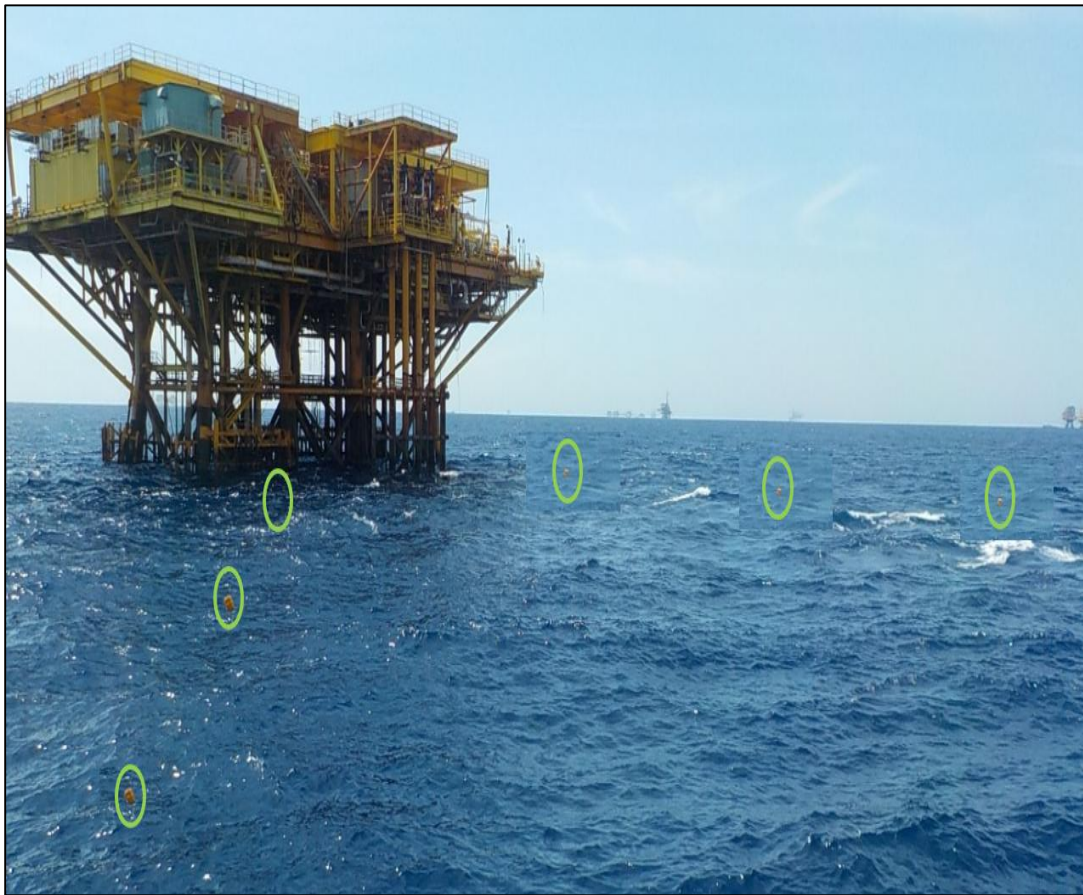


Imagen 30 Ejemplo de Boyado de Entrada a una Estructura en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

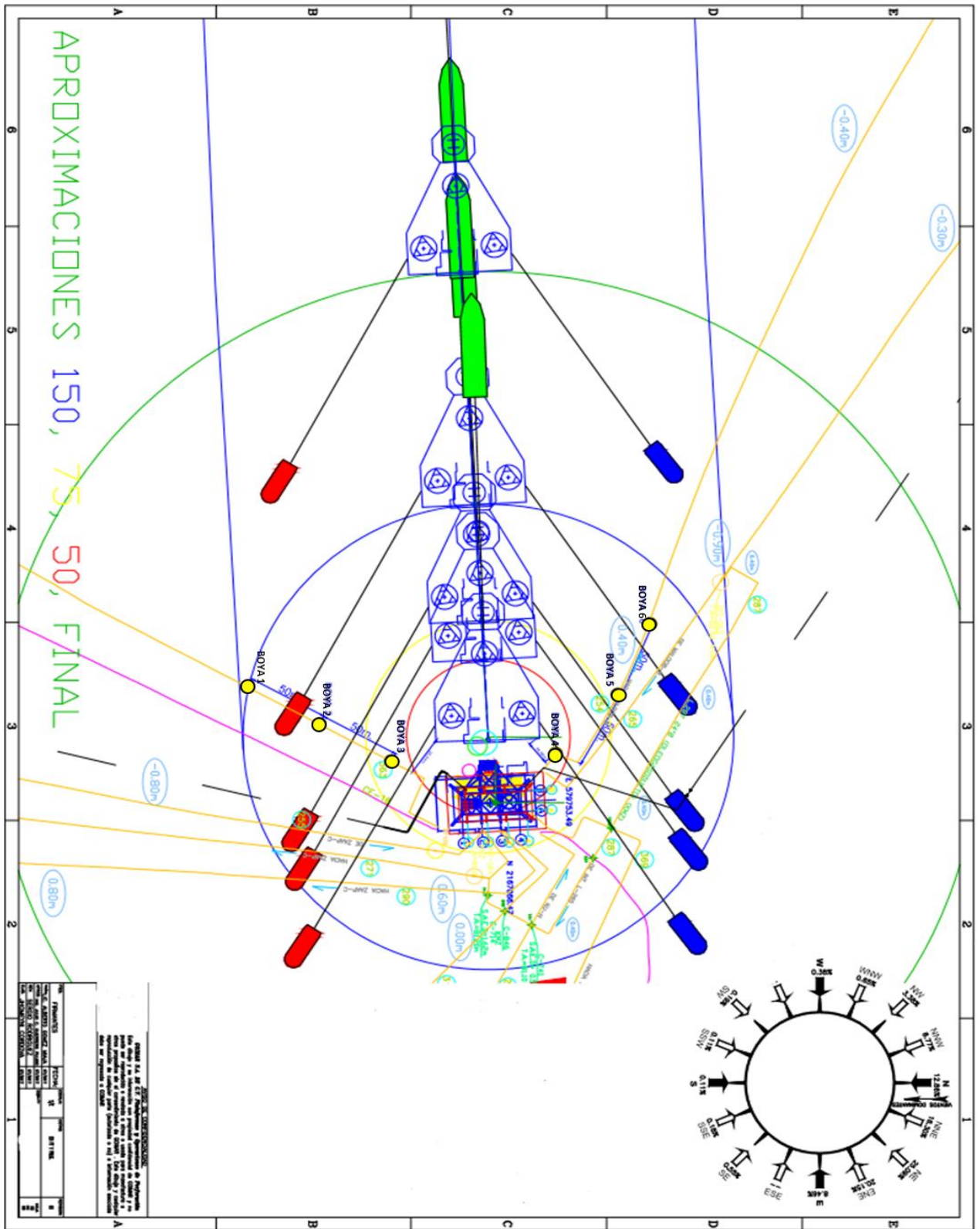


Imagen 31 Simulación de Boyado de Entrada a Octópodo (Imagen 30) en el Golfo de México (Tomada de Petroleos Mexicanos, 2019)

CAPÍTULO IV MOVIMIENTO

4.1 “Rack Phase Diferencial” (RPD’S) y “Rack Chock”

Para comprender correctamente las maniobras de ascenso y descenso del casco, es necesario conocer los RPD’s (Rack Phase Diferencial), los cuales son las diferencias de alturas entre los vértices de la pierna.

Cada pierna cuenta con tres vértices identificados como A, B y C, ubicados de la siguiente manera:

Vértice A: Proa (viendo siempre al Helipuerto)

Vértice B: Estribor, (En el sentido de las manecillas del reloj)

Vértice C: Babor, (En el sentido de las manecillas del reloj)

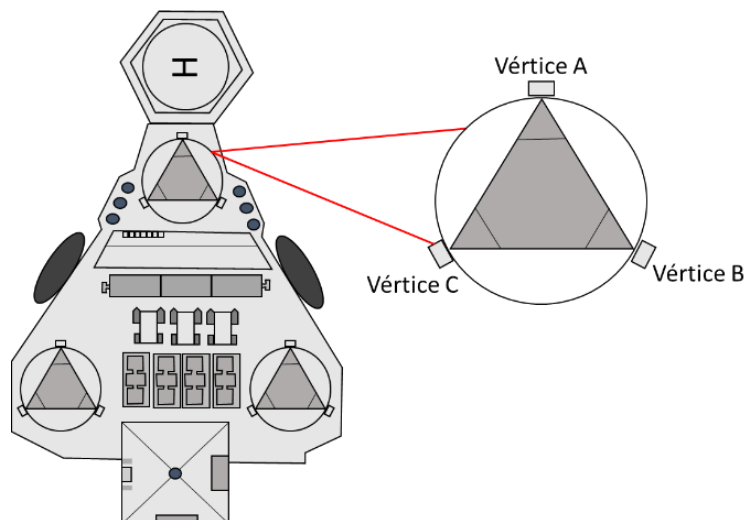


Figura 19 Esquema de Vértices de las Piernas de una Plataforma Auto Elevable

Cada vértice cuenta con 4 motores encargados de elevar y de bajar el casco de la plataforma, a esto se le conoce como “*Hull Up*” (elevar el casco) y “*Hull Down*” (bajar el casco). Cada motor es capaz de levantar 3,370 kips, equivalente a 1,532 ton, esto significa que la capacidad de carga vertical (vértice por lado) es de 6,740 kips (3,064 ton), y cada vértice tiene la capacidad de carga (Carga vertical por cuerda) de 13,480 kips (6,127 ton).

En resumen, cada pierna logra soportar 40,440 kips (18,381 ton). En caso de perder un motor, es posible que un vértice logre trabajar con 3 de ellos durante un periodo de tiempo no muy largo, en lo que se posiciona correctamente la plataforma.

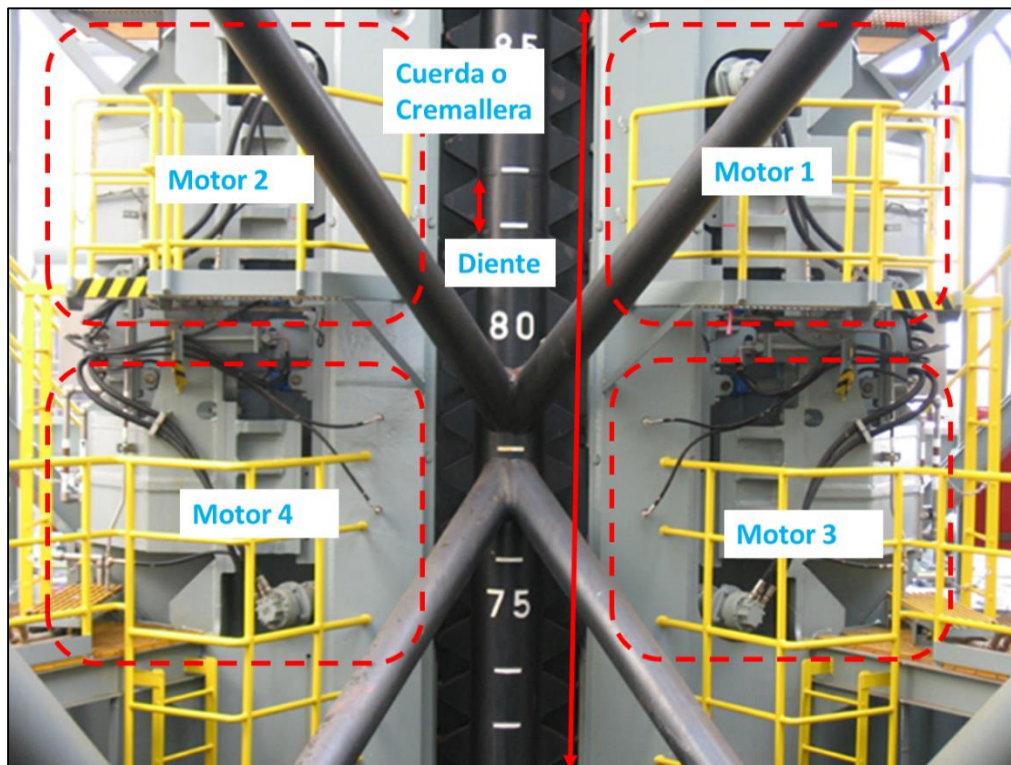


Imagen 32 Motores del Sistema de Elevación de Piernas de una Plataforma Auto Elevable (Modificada de Petroleos Mexicanos, 2018)

Cuando la plataforma se encuentra en el proceso de elevación o descenso es importante medir los RPD's y tenerlos dentro del margen de seguridad, no más de 2 pulgadas entre cada diente de la cremallera o cuerda. Se miden utilizando una regleta y un punto de referencia fijo en el vértice de la pierna para contar el número de dientes a partir del cual se pondrá la regleta y se tomará lectura en centímetros o pulgadas. La posición de la regleta para la toma de lecturas se posicionará del lado derecho del vértice, viéndolo de frente para todas las piernas.

Una forma más sencilla de definirlo es como la distancia que se tienen entre un diente de la cremallera de la pierna y un punto fijo de referencia de la plataforma. Esto nos indicaría que vértice está más elevado o más bajo, y con esto poder maniobrar el casco para que queden todos los vértices de forma horizontal perfectamente alineados.

En el siguiente ejemplo se visualiza la toma de RPD's para los 3 vértices de una pierna. En el cual se tomó un punto de referencia en la estructura de la cremallera, y en el séptimo diente se realizaron las medidas con respecto a un punto de referencia fijo en la plataforma. Se coloca la regleta y se mide la distancia entre diente y punto de referencia, obteniendo un valor en centímetros o pulgadas.

A esta distancia se le conoce como el Valor de Fase de la Cremallera (RPV). Como se visualiza en el ejemplo, el RPV Vértice A= 1 pg, RPV Vértice B= 1 pg y RPV Vértice C= 1.2 pg.

El valor de RPD para los tres vértices corresponde a la diferencia que existen entre el valor más alto de los 3 (RPV máx.) menos el valor de cada vértice.

$$RPD(vertice) = RPV(max) - RPV(vertice)$$

$$RPV \text{ Vértice A} = 1 \text{ pg}$$

$$RPV \text{ Vértice B} = 1 \text{ pg}$$

$$RPV \text{ Vértice C} = 1.2 \text{ pg}$$

Por lo tanto:

$$RPD \text{ Vértice A} = 1.2 - 1 = 0.2 \text{ pg}$$

$$RPD \text{ Vértice B} = 1.2 - 1 = 0.2 \text{ pg}$$

$$RPD \text{ Vértice C} = 1.2 - 1.2 = 0 \text{ pg}$$

Esto nos indica que el casco está más elevado en el Vértice C, provocando que el Vértice A y B estén cargando mayor peso y sobre trabajen sus motores.

El cálculo es un indicativo para que el “*Jacking Master*” maniobre los controles para colocar todos los vértices alineados y no existan dificultades de sobre trabajar un motor o hasta posible ruptura de un diente o cremallera.

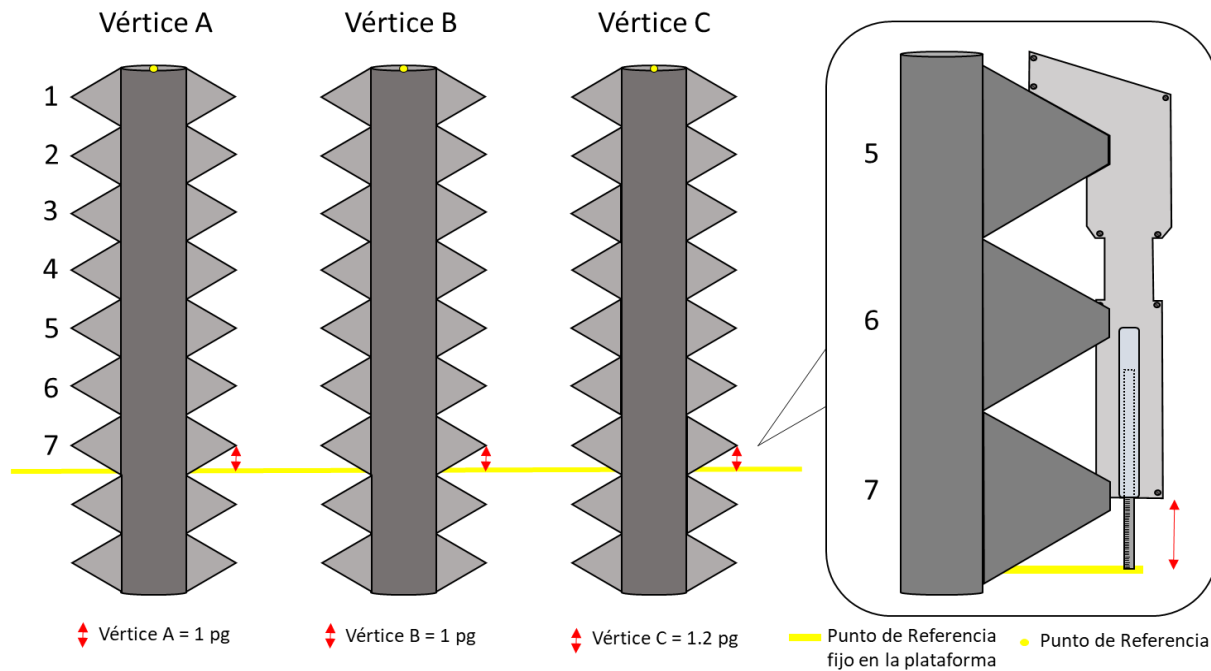


Figura 20 Medición de RPD's utilizando Regleta

Una vez que la plataforma haya colocado las piernas en la posición deseada, ya sea penetradas en el lecho marino o en posición de navegación, se deberá transferir la carga de los motores hacia el sistema de fijación “*Rack Chock*”, esto quiere decir que todo el peso del casco ya no será soportado por los 36 motores de la plataforma, si no que será soportado por los “*Rack Chock*”.

Este sistema de Fijación es un freno con activación hidráulica, con una presión de trabajo de 3,000 psi. Cada vértice cuenta con este sistema y la capacidad de carga es igual a la capacidad de los motores, 6,750 kips (3,064 ton) vértice por lado y 13,480 kips (6,127 ton) por vértice.

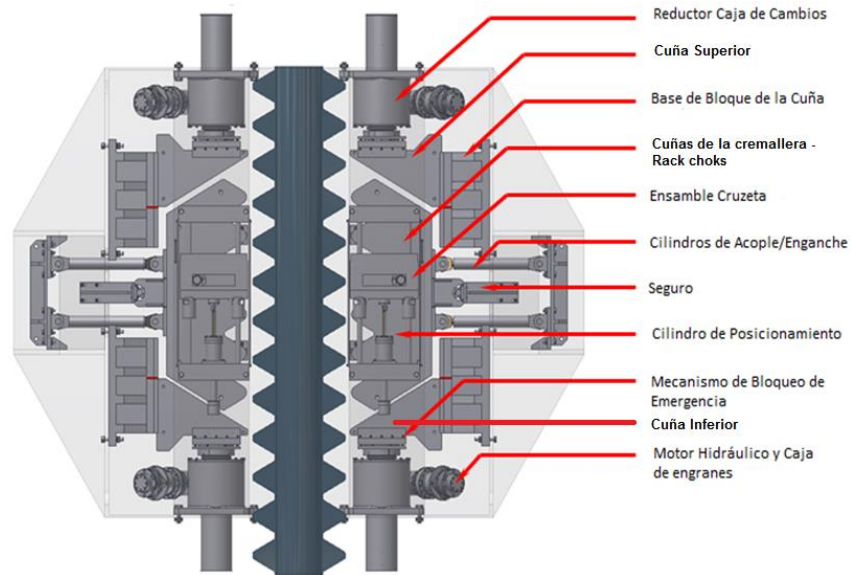


Figura 21 Esquema del Sistema "Rack Choks" con componentes (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2018)

Como medida de seguridad y prevención, se recomienda realizar la transferencia de carga de los motores a los "Rack Choks" vértice por vértice, ya que de ser liberados los 3 simultáneamente, podría suceder un incidente debido a la cantidad de peso liberado sobre los frenos. Se tiene que verificar que el acoplamiento este alineado con la cremallera y los dientes correspondientes a la altura del casco con respecto a las piernas. Esta problemática ocurre cuando una de las tres piernas está sufriendo de un esfuerzo de inclinación adicional.

Durante todo el periodo de trabajo y de traslado de la PAE, se deberá tener la carga sobre el sistema de Fijación "Rack Chock" ya que los motores solo soportan la carga por un periodo de tiempo no muy largo.

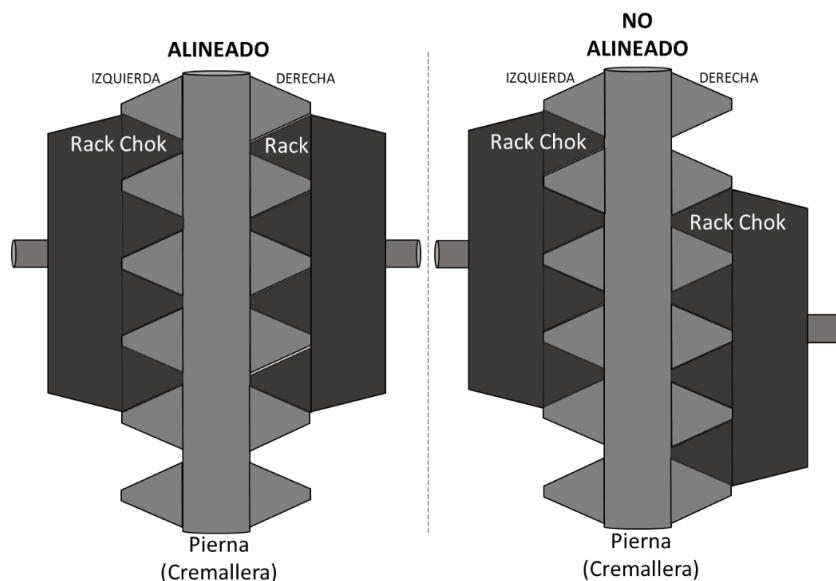


Figura 22 Problema con el Sistema Rack Chok derivado de una inclinación anormal en un vértice de la pierna de una Plataforma Auto Elevable

4.2 Barcos Remolcadores

Los barcos remolcadores tienen como función dar soporte a la plataforma al momento de realizar maniobras de salida, entrada, navegación y posicionamiento. Gracias a estos buques, la plataforma puede trasladarse de una localización a otra. Usualmente se utilizan 3 barcos remolcadores anclados a la plataforma en lado babor, estribor y proa, sujetos a través de un cable de remolque. El cable cuenta con una estacha encargada de amortiguar el golpe al momento de tensarlo, además de contar con una media caña en la punta de la estacha, la cual es el medio para la conexión entre el cable y la plataforma. El área en donde se amarra el cable de cada barco se conoce como “*Smith Brackets*” y se encuentran dos en proa, uno en estribor y uno en babor. Para lograr la conexión se requiere de varios trabajadores para tirar del cable desde el barco remolcador hasta el “*Smith Bracket*”.

El número de barcos puede variar dependiendo de la dificultad de la maniobra, en ocasiones es suficiente con 2 barcos y en otras ocasiones la maniobra demanda hasta 4 remolcadores. Existen dos principales tipos de barcos remolcadores: azimutales y AHTS. Ambos cumplen con la especificación de barcos de trabajo offshore remolcador. Los AHTS además de fungir como remolcador, pueden ser utilizados como barco de carga y transporte, ya que el área de trabajo es mayor que la de un azimutal.

Algunas desventajas del AHTS, es que tienden a tener más complicaciones a la hora de engancharse con la plataforma en cuestión de tiempos y requiere que esta se encuentre completamente inmóvil para lograrlo, así mismo, el tiempo de navegación es menor debido a su baja potencia, además de ser menos precisa en la maniobra de posicionar la PAE.

Los barcos azimutales, a diferencia de los AHTS, tienen mayor precisión al momento de maniobrar la plataforma y su tiempo de conexión es menor, pueden realizarlo aunque la plataforma este en movimiento, son más rápidos a la hora de la navegación.

La selección del tipo y la cantidad de barcos está definida por la dificultad de la maniobra, el peso, tipo de la plataforma auto elevable, dificultad para la conexión y desconexión de los remolcadores, la posición de los “*Smith Brackets*” y condiciones hidrometeorológicas.

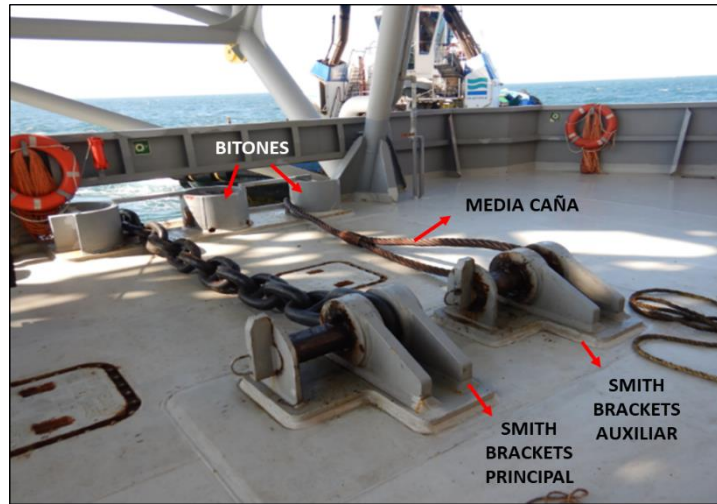


Imagen 33 Smith Brackets, Medio de Conexión entre Barcos Remolcadores y Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)



Imagen 34 Barco Remolcador Azimutal (Tomado de SAAM Towage, 2018)

4.3 Prueba de Estanqueidad y “Jetteo”

La prueba de estanqueidad está definida como una actividad en donde se verifica que exista hermeticidad en el casco de la plataforma, esto quiere decir que no se tendrá un ingreso de agua no programado que pueda causar un hundimiento adicional.

La prueba consiste en descender el casco de un colchón de aire a un calado específico y verificar que exista hermeticidad, puede ser analizado visualmente o por medio de una consola en donde nos especifica la cantidad de volumen que tienen los tanques de lastre, si llegase a existir un incremento en su volumen, sería un indicador de que no existe hermeticidad.

El calado está definido como la longitud que tiene el casco dentro del agua y puede ser manipulado por el operador de las piernas, ya que en actividades específicas es necesario tener un calado mayor para que la flotabilidad de la plataforma se utilice como una fuerza ascendente adicional. El colchón de aire es la distancia que existe entre la parte inferior del casco y el espejo de agua o nivel del mar.

En la Figura 23 se visualiza el descenso del casco de un colchón de aire de 50 ft a un calado de 6ft para efectuar la prueba de estanqueidad.

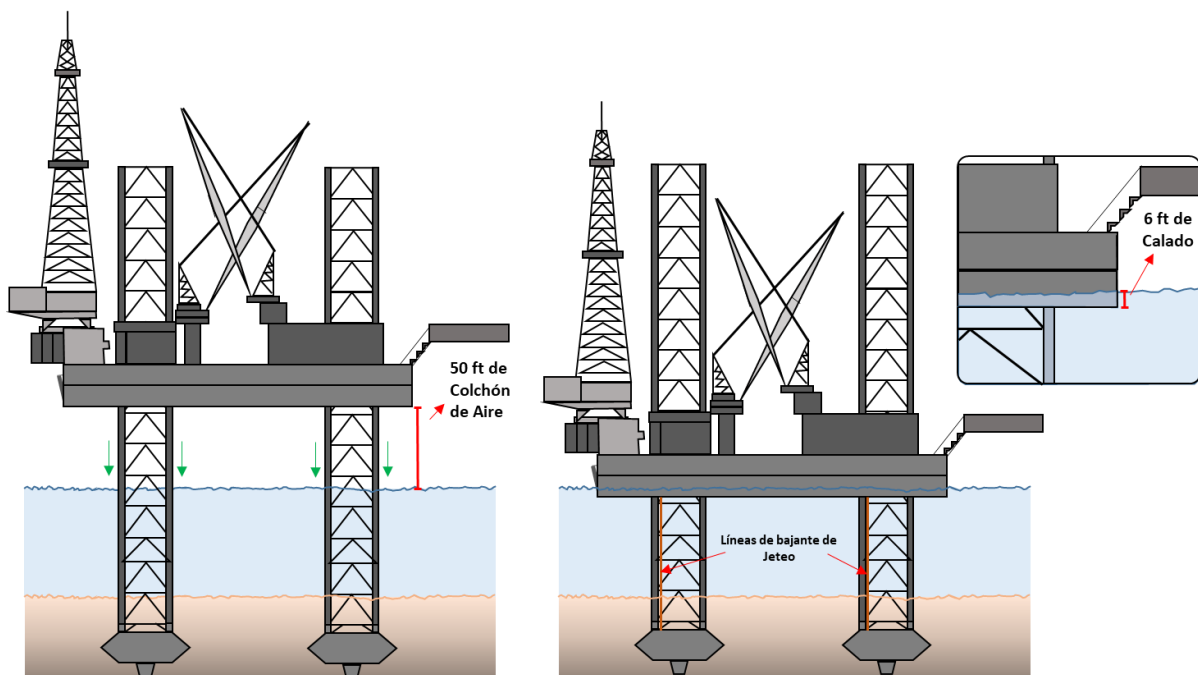


Figura 23 Esquema del descenso de casco desde un colchón de aire de 50 ft a un calado de 6 ft de una Plataforma Auto Elevable

En la operación de extracción de piernas del lecho marino, una actividad esencial es el “*Jetteo*” el cual está referido a utilizar bombas para arrojar agua a una presión estimada durante el tiempo que demande la severidad de la situación, penetración y consolidación de la zapata dentro del suelo. Todo esto para lograr lavar los sedimentos que se encuentran alojados en la zapata y que son los que provocan que esté bien cimentada.

El jetteo en combinación con una serie de actividades como la fuerza ascendente de flotabilidad y el ascenso de piernas con el sistema de elevación, son las responsables de lograr el deshincado del lecho marino. El tiempo para efectuar el jetteo y lograr una estable liberación de piernas es de aproximadamente 24 horas, aunque el tiempo varía en cada caso derivado de la profundidad de penetración y sedimentos.

El Jetteo está dividido en 2, sistema de baja presión y sistema de alta presión. El de baja presión se utiliza cuando la penetración es somera y los sedimentos están poco consolidados, se utilizan bombas de pozo profundo las cuales cuentan con dos tomas para alinear una de las mangueras a la línea de las toberas inferior y otra a la línea superior según se requiera.

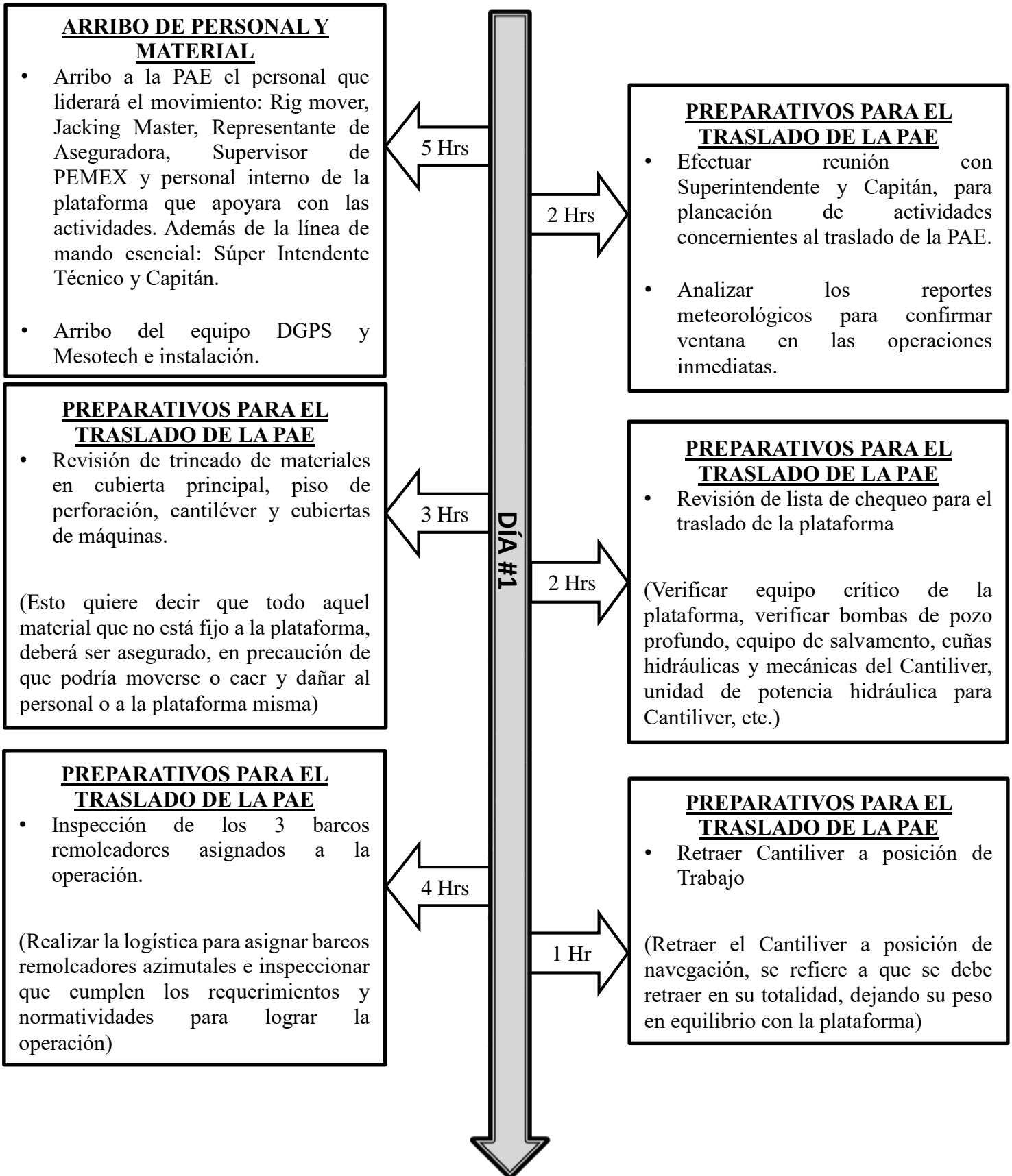
El sistema de Jetteo de alta presión se utiliza cuando la penetración es profunda y los sedimentos están consolidados, se utilizan bombas de lodos que al igual que las bombas de pozo profundo cuentan con dos tomas para toberas superiores e inferiores.

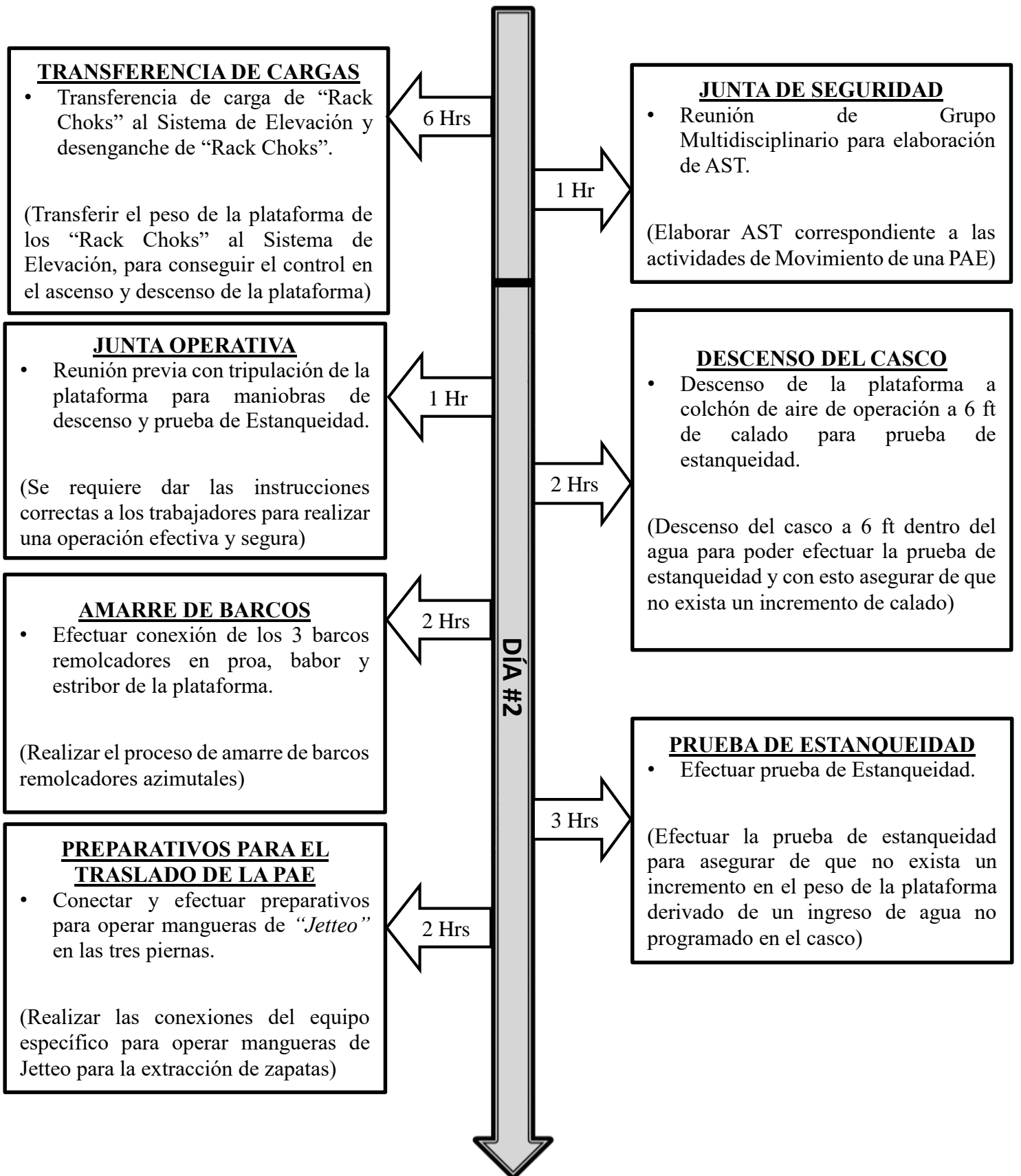
Las toberas se encuentran en las líneas de bajante de Jetteo, ubicadas en cada pierna (proa, estribor y babor), tienen una tobera superior y una inferior en donde se realiza la conexión de las mangueras desde las bombas al momento de efectuar la operación.

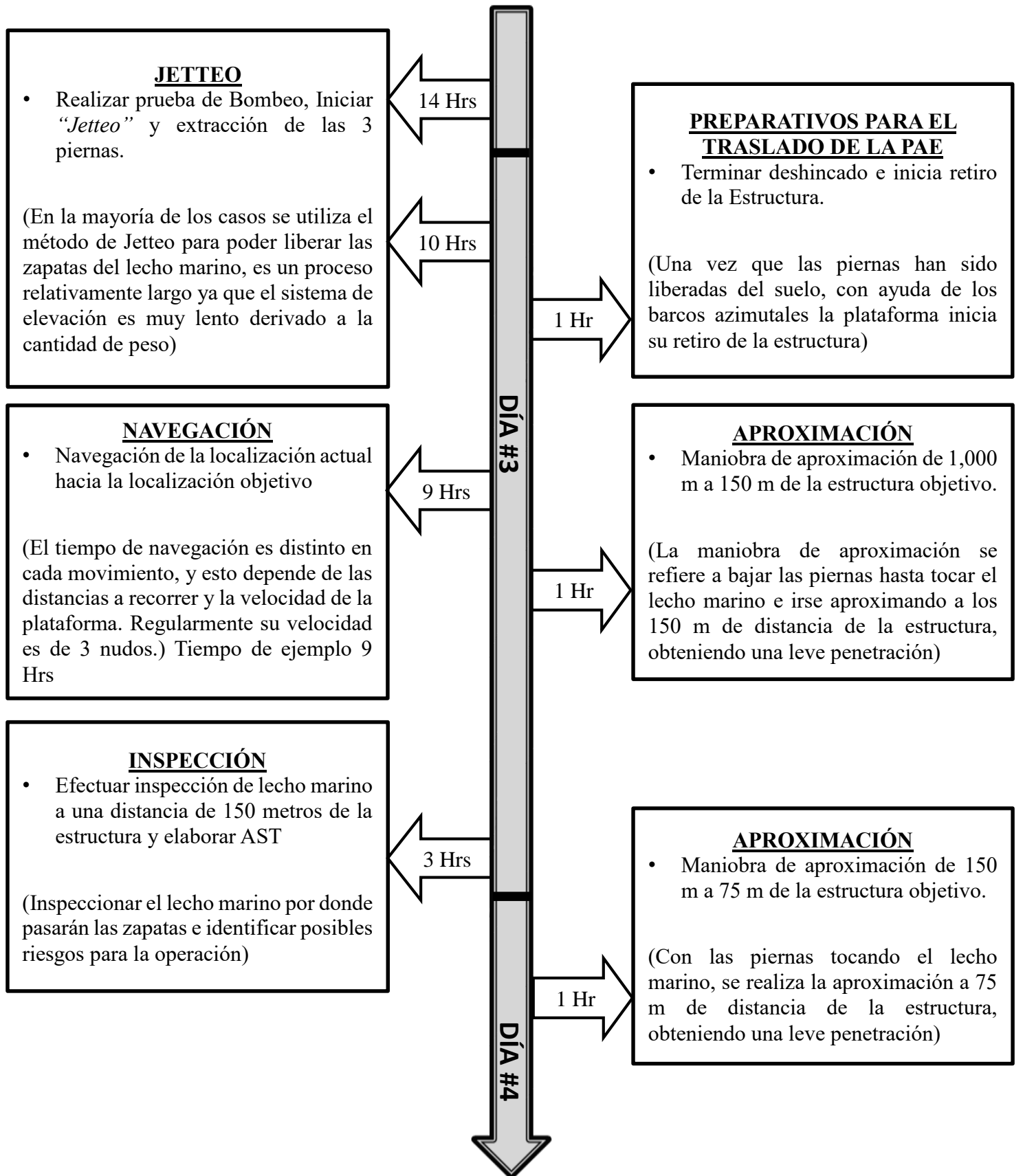
4.4 Maniobras de Salida, Navegación y Maniobras de Posicionamiento

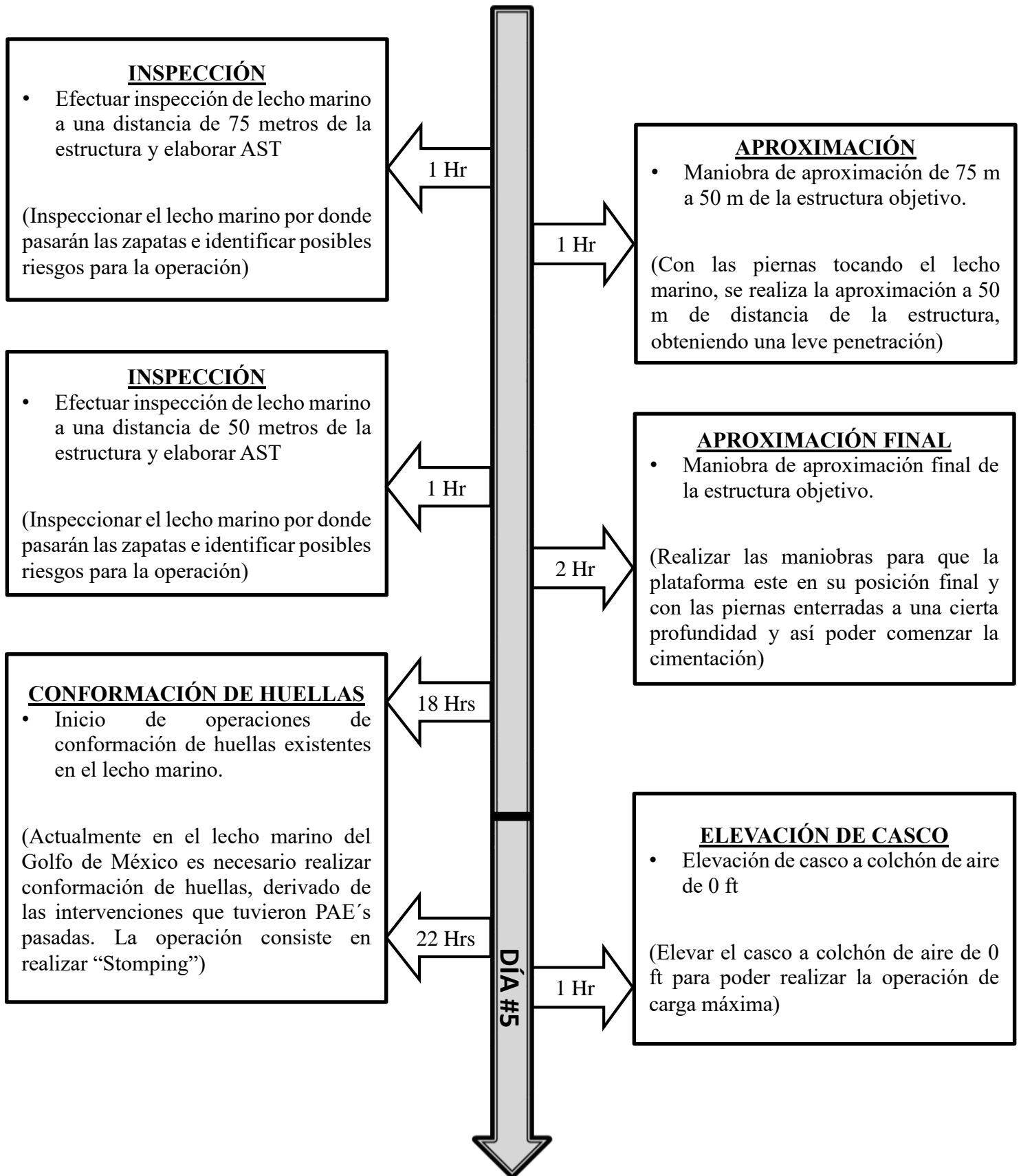
Una vez contando con los estudios, el equipo abordo y el personal necesario para realizar la operación de movimiento, podemos comenzar con el levantamiento, deshincado de piernas, navegación y posicionamiento de la plataforma en la posición final de trabajo.

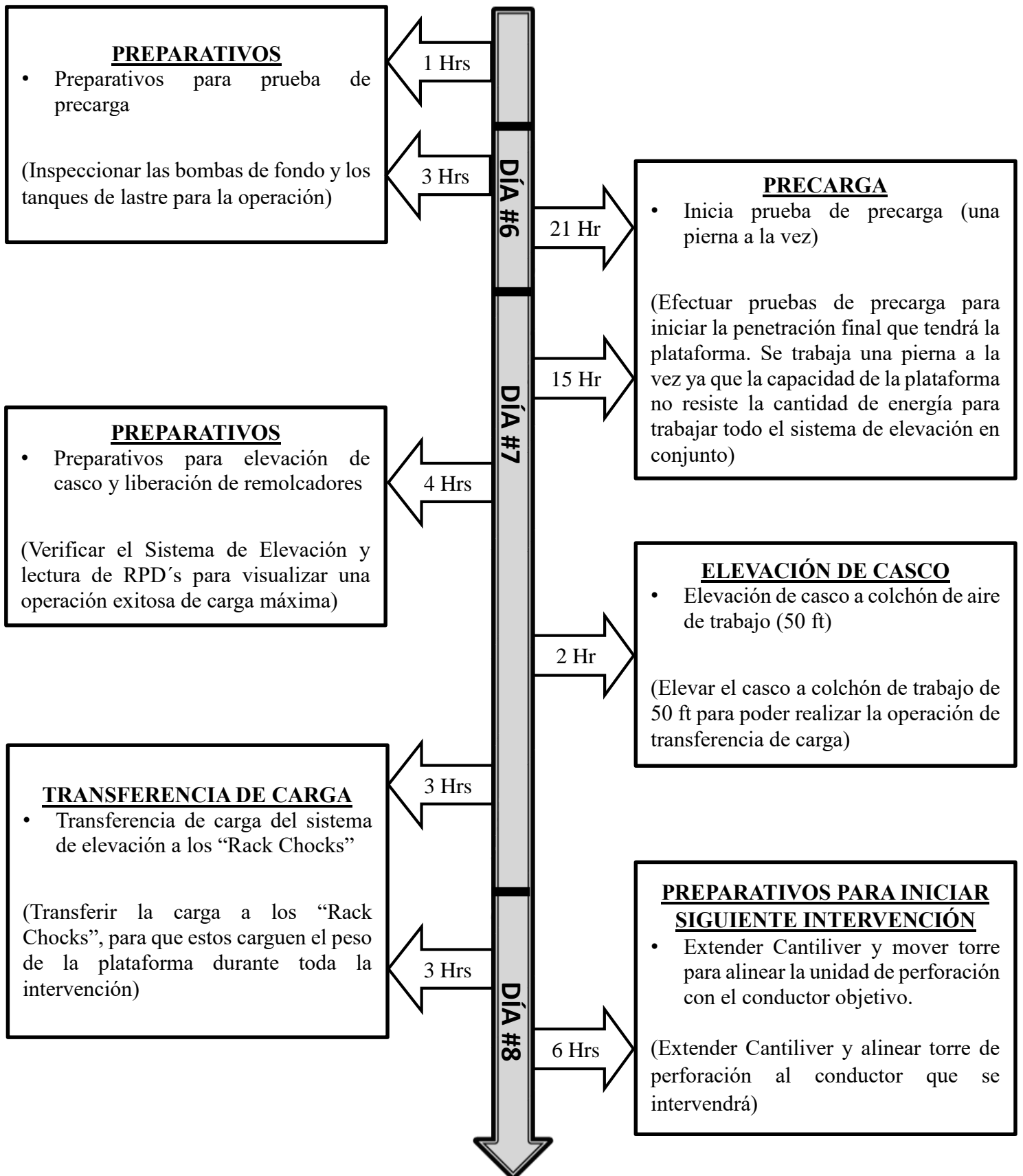
Como se ha mencionado anteriormente, cada movimiento es distinto en cuestión de tiempos, requerimientos, costos, personal y sobre todo la dificultad para efectuarlo, sin embargo, aun con todas estas variantes el proceso base en general es relativamente el mismo.

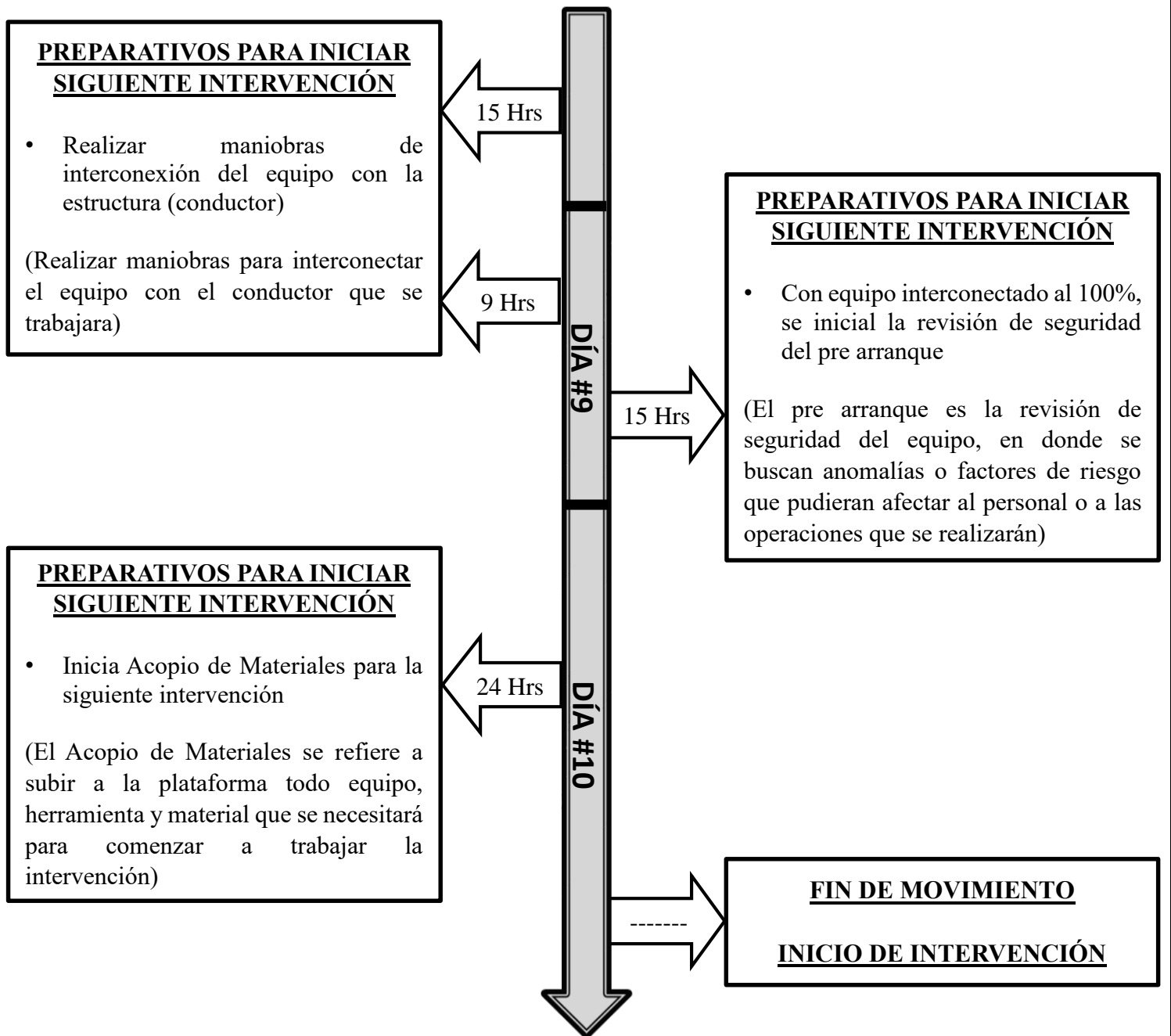












Línea del Tiempo 1 Línea del Tiempo de las operaciones para efectuar el traslado de una Plataforma Auto Elevable.

CAPÍTULO V MARCO REGLAMENTARIO

5.1 Normas y Regulaciones

Para las compañías petroleras las normas y regulaciones son un punto crucial que se debe cumplir para poder operar de una forma legal, segura y eficiente. Existen diversos puntos a cumplir para cada una de las actividades que se llevan a cabo y así lograr un fin común que es la extracción de hidrocarburos del subsuelo en costa fuera.

El marco normativo que se requiere cumplir para poder efectuar la operación de movimiento está basado en los siguientes reguladores:

- **Normas ISO “*International Organization for Standardization*”**

Para el movimiento de una plataforma auto elevable se aplica la Norma ISO–19905 la cual nos menciona los requisitos y la orientación para la evaluación específica del sitio (lecho marino) en la localización objetivo, en donde se colocarán las piernas independientes.

Esto quiere decir que se debe de tener un estudio de penetración autorizado por un tercero, perteneciente a una sociedad de clasificación reconocida (*RCS “Recognized Classification Society”* organismo miembro de la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS)) para poder realizar la cimentación, demostrando que proporciona un nivel de confiabilidad estructural para una correcta operación. De no tenerlo, la operación no podrá realizarse.

- **Convenio Internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (“*SOLAS*” *Safety of life at Sea*)**

El Convenio SOLAS solicita a todas las embarcaciones y artefactos navales (Una PAE es identificada como artefacto naval) cumplir con los requisitos de inspección y certificación del Convenio Internacional Para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar.

Los certificados se asignarán después de una inspección al artefacto naval en donde se revisarán los siguientes puntos:

- Contar con plan de contingencia en caso de un siniestro hacia la plataforma que requiera la evacuación total del personal.
- Contar con la cantidad suficiente de botes de salvamento, chalecos salvavidas y equipo de respiración autónoma para salvaguardar la vida de todos los trabajadores abordo.
- Comprobar que los trabajadores cuentan con las capacitaciones de seguridad.

- Se inspeccionará la eficiencia del equipo, referida a la calidad de la misma y el estado en el que se encuentra. De no ser aceptada se requerirá presentar un plan de mantenimiento para rectificar anomalías.
- Tener resguardado y bien almacenado (en caso de ser necesario) el material que pudiera llegar a representar un riesgo para la plataforma.
- **Convenio Internacional para prevenir la contaminación al mar ocasionado por los buque o artefactos navales (“*Maritime Pollution*”)**

Se solicita a los buques y artefactos navales contar con un certificado autorizado en donde comprueben que se cuenta con plan de prevención y contingencia hacia cualquier tipo de contaminación hacia el mar derivado de las operaciones normales para el movimiento, o bien, por el derrame de algún material químico sobre el mar perteneciente de la plataforma.

- En dicho convenio se encuentran especificadas las reglas para:
 - Prevenir la contaminación por sustancias nocivas líquidas transportadas a granel.
 - Prevenir la contaminación por sustancias perjudiciales transportadas por mar en bultos.
 - Prevenir la contaminación por basura y aguas sucias provenientes de las operaciones del movimiento de la PAE.
- **IMO Comunicación Marítima Estandar (“*International Maritime Organization*” “*Estándar Marine Communication Phrases*”)**

La Organización Marítima Internacional establece que el vocabulario naval sea único para todos los trabajadores de embarcaciones y artefactos navales. Con esto se evitará los malentendidos entre embarcaciones, reduciendo considerablemente los riesgos en las maniobras de movimiento.

- **Código Unidades Móviles de Perforación en Costa Afuera (MODU “*Mobile Offshore Drilling Units*”)**

El código MODU establece como generalidad que la PAE se encuentre en un estado pertinente para realizar las maniobras de movimiento. Efectúa una inspección exhaustiva en donde califica construcción, resistencia, estabilidad, estado de las instalaciones eléctricas en áreas potencialmente peligrosas, eficiencia de los equipos de contingencia contra incendios, radiocomunicaciones y navegación, dispositivos de izaje y transbordo de personal, entre otros. Lo anterior con el fin de asegurar que el equipo podrá trabajar eficientemente y seguro. El certificado deberá ser solicitado cada mes.

- **Estatutos y Reglamentos de Petróleos Mexicanos PEMEX**

La empresa productiva del estado, Petróleos Mexicanos (PEMEX) también cuenta con reglamentos y regulaciones que se deben de cumplir si es que se llega a colaborar con esta. Los principales Estatutos son:

- Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2012, clave RE. SN. 01.
- Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2015
- Análisis de riesgos, clave NRF-018-PEMEX-2014.
- Guía Operativa para elaborar y actualizar documentos operativos en Pemex Exploración y Producción, clave GO-NO-TC-0001-2017
- Procedimiento operativo crítico para equipo de protección personal en la Dirección General de Pemex Exploración y Producción.

De no contar con alguno de los certificados anteriores, la plataforma no podrá realizar ninguna operación de movimiento en aguas del Golfo.

5.2 Medidas Preventivas y de Seguridad

En la industria petrolera existen métodos de evaluación de riesgo, con la finalidad de minimizar los accidentes hacia la plataforma y el personal. Se obtienen porcentajes de riesgo mediante la comparativa de actividades entre equipos, registrando todo tipo de accidente ocurrido y analizando el porqué de los mismos, para utilizarlo como enseñanza y tomar acciones que podrán prevenirlo en un futuro a corto plazo en otros equipos. Derivado de lo anterior, se han realizado planes de contingencia para los incidentes más comunes que se han tenido hacia las herramientas, equipos y personal.

Un factor muy importante en esta área es la difusión de información, ya que, si llegase a ocurrir un problema en una plataforma y no se realizó la difusión correspondiente hacia los trabajadores, podría ocurrir de nuevo y de la misma manera en otro equipo. Antes de iniciar cualquier actividad de alto riesgo, se realiza una Junta de Seguridad en donde participa el líder de la operación y los trabajadores que la llevarán a cabo.

Las Auditorías Efectivas están presentes en estas actividades y son efectuadas por un Órgano Interno de Control, los cuales reúnen información para verificar si se realizaron los lineamientos de seguridad estándares para todas las actividades. Los auditores pueden ser personal de la misma compañía petrolera, o bien, ser auditores externos, ambos con el fin de mejorar la calidad y seguridad de las operaciones.

Las Auditorías Efectivas cuentan con una metodología base para analizar los factores de riesgo de cada operación y se basan en el formato de la Tabla 5.

Por otro lado, existen los Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) los cuales están diseñados para identificar, clasificar, responsabilizar y controlar a los posibles riesgos potenciales en cualquier secuencia operativa abordado. Para el caso específico de AST's enfocados al movimiento de plataformas, el llenado es responsabilidad del personal de abordado, siendo analizados y autorizados por la mayor autoridad abordado en ese momento. El proceso de llenado se deriva en los siguientes pasos:

1. Reunir al personal que participará en la elaboración del AST, el cual debe estar conformado por el responsable de supervisar los trabajos y los ejecutores de las actividades.
2. Analizar de manera conjunta con el personal que realizará las actividades del programa de trabajo y anotar en el formato de AST las actividades secuenciales en las que se dividirá. De ser necesario se puede utilizar más de un formato.
3. Identificar los peligros o riesgos potenciales de cada actividad, asegurando que se tiene conocimiento de los mismos.
4. Establecer y registrar los controles para administrar los riesgos.
5. Verificar y registrar que los equipos y herramientas requeridos para el desarrollo de las actividades se encuentren en buenas condiciones.
6. Registrar al personal involucrado en la planeación, programación y ejecución de los trabajos.
7. Verificar en sitio que los controles de los riesgos se han efectuado.
8. Validar la ejecución del trabajo.
9. Ejecutar las actividades de acuerdo a lo planteado en el AST.

(En caso de presentarse algún cambio que afecte a las actividades planeadas a causa de condiciones climatológicas, equipos, variables de proceso, herramientas, entre otros, se deberá analizar de nuevo el proceso desde la Actividad 3)

10. Al concluir los trabajos, revisar que este todo en orden y limpio.

Si por alguna circunstancia llegase a ocurrir un accidente durante la operación analizada en el AST, el documento será utilizado como evidencia para asignar responsabilidades y revisar qué es lo que no se realizó de forma planificada.

En la Tabla 4 se observa el formato básico de un AST en donde:

Operación a Realizar: Se coloca el título de la operación a la que se le realizará el AST.

Actividad: Se enumera la secuencia de actividades que conforman a la operación general analizada.

Responsable: Se asigna el nombre del encargado de verificar que se cumpla con el programa establecido en el AST, o bien, será el responsable del fallo de la actividad.

¿Requiere PPTR? (Si o No): El “Permiso Para Trabajos de Riesgo” (PPTR), es el documento solicitado por personal de abordaje para efectuar actividades de alto riesgo en condiciones adversas específicas. De no ser requeridas se continuará con el AST de forma normal.

Riesgos Potenciales: Se colocan los posibles riesgos potenciales que las actividades previamente enumeradas pudieran ocasionar. Pueden ser más de un riesgo para una sola actividad.

Controles de Riesgo: Se especifican las actividades que deberán mitigar el riesgo, de igual forma son las indicaciones o la forma correcta en desarrollar la operación.

Operación a Realizar: Retiro y Navegación de una Plataforma Auto Elevable hacia una Estructura Octápodo				
Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST)				
Actividad	Responsable	¿Requiere PPTR? (Si o No)	Riesgos Potenciales	Controles de Riesgos
1.- Asegurar equipos y materiales sobre cubiertas y bajo cubierta de la plataforma	NO	* Lesiones al personal o daños a la estructura de la plataforma	* Verificar que todos los materiales y equipos sueltos se estiben, y se trinquen apropiadamente, para evitar deslizamientos durante la navegación
2.-Asegurarse que las condiciones climatológicas y de navegación prevaecientes se encuentren dentro de las condiciones máximas permisibles para llevar a cabo la movilización de la plataforma.	NO	* Golpes con la estructura de producción * Deslizamiento o hundimiento de la plataforma, lesiones al personal.	* Obtener información actualizada sobre las condiciones meteorológicas prevaecientes en el área de navegación y pronóstico extendido mínimo para 72 horas. * Comunicación con coordinadores de tierra vía “truncing” durante la navegación. * Contar con directorio de número de ID de personal de tierra involucrado en las operaciones y abordaje de la PAE. * Comunicación en tiempo real con los remolcadores de apoyo durante la navegación.
3.- Inspeccionar remolcadores y sus equipos de remolque	NO	*Condiciones inadecuadas para la navegación; falta de potencia o fuerza de las máquinas para remolcar la plataforma. *Falla en el arreglo de remolque o equipos de remolque.	* Embarcaciones con potencia apropiada (HP/BOLLARD PULL) * Contar con la certificación de los remolcadores y sus equipos * Inspección visual y operativa de los remolcadores y sus equipos de remolque.
4.-Instalar el sistema de posicionamiento DGPS a bordo de la PAE y telemetría en los 3 remolcadores.	NO	*Posición o rumbo incorrecto de la PAE *Posición y aproamiento incorrectos de los remolcadores.	* El sistema de posicionamiento debe contar con la última actualización de la base de datos de ductos y estructuras. *Verificar que los remolcadores tengan instalados los equipos de posicionamiento, telemetría y se esté recibiendo apropiadamente su información abordaje de la PAE. * Que cuente con la señal diferencial.
5.-Conexión de los barcos remolcadores al “Smith Bracket” de la plataforma	NO	* Daños al personales durante el amarre * Daños al casco por colisión entre el remolcador y la PAE * Ruptura de algún elemento para el amarre del equipo de remolque.	* Equipo de protección personal completo * Herramientas y elementos de apoyo para el amarre disponibles en el sitio de trabajo * Comunicación adecuada entre la PAE y los remolcadores * Verificar que los barcos remolcadores y equipos cuenten con sus certificados e inspecciones vigentes.

Capítulo V Marco Reglamentario

Operación a Realizar: Retiro y Navegación de una Plataforma Auto Elevable hacia una Estructura Octápodo

Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST)

Actividad	Responsable	¿Requiere PPTR? (Sí o No)	Riesgos Potenciales	Controles de Riesgos
6.- Bajar el casco ha calado de flotación y trabajar piernas para liberarlas en preparación para la salida	NO	<ul style="list-style-type: none"> *Vías de agua a través de las válvulas de descarga o el casco *Estabilidad inadecuada. *Golpe a la estructura de producción *Daños al sistema de elevación *Daños personales y materiales durante la conexión de mangueras de jetteo 	<ul style="list-style-type: none"> * Verificar que todas las válvulas de descarga abran y cierren adecuadamente * En caso de detectar vías de agua a través de las válvulas, elevar casco y reparar y/o colocar bridas ciegas en las válvulas * Mantener cerradas las puertas estancas, compuertas de ventilación, claraboyas y entradas a todos los tanques en la cubierta principal * Verificar la conexión de los remolcadores estableciendo un canal de comunicación VHF * Mantener la comunicación con personal responsable de cierre de los pozos en la estructura de producción. * Trabajar piernas de acuerdo a los parámetros establecidos dentro del manual de operaciones. * Se deberá asegurar que la conexión de las mangueras de jetteo puedan pasar libremente durante las operaciones de extracción de piernas * Cuidados personales durante toda la operación con su EPP adecuado * El retiro de la PAE de la instalación se hará con luz diurna.
7.- Informar a control marino el inicio de maniobras de retiro de plataforma de la localización, vía radio	NO	*Interferencia en el canal de trabajo con alguna otra embarcación	* Comunicarse con anticipación a Control Marino del inicio de maniobra de la plataforma, apoyarse con los radios VHF de los remolcadores
8.- Levantar piernas y maniobras de retiro de la actual localización	NO	<ul style="list-style-type: none"> *Falla en el sistema de posicionamiento (DGPS) *Falla de los elementos de remolque *Contacto-colisión de la PAE con el Octápodo *Lesión o fatalidades al personal o desastres ecológicos 	<ul style="list-style-type: none"> * Cierre de pozos, previo a la maniobra de levantamiento de piernas (últimos 25 pies) para proceder con el retiro del área de pozos, de acuerdo a procedimiento establecido * Contar con los certificados de hermeticidad de MAV, válvula de tormenta, válvulas de corte (SDV) y consolas de control de pozos actualizados. * Verificar que el personal que se encuentre en cubierta sea únicamente el involucrado en la actividad. * Verificar el apropiado funcionamiento del sistema de posicionamiento y se cuente con señal diferencial durante toda la maniobra * El "Rig Mover" y los 3 remolcadores estarán en la misma radiofrecuencia durante el retiro y navegación de la plataforma * Verificar la disponibilidad de los equipos de salvamento. * La plataforma sacará las piernas de los agujeros de las zapatas y se moverá para salir de la localización apegándose en todo lo posible a la simulación de salida de la PAE para evitar algún daño.

Capítulo V Marco Reglamentario

Operación a Realizar: Retiro y Navegación de una Plataforma Auto Elevable hacia una Estructura Octápodo

Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST)

Actividad	Responsable	¿Requiere PPTR? (Si o No)	Riesgos Potenciales	Controles de Riesgos
9.-Transito de la PAE siguiendo la ruta de navegación autorizada	NO	<ul style="list-style-type: none"> *Contacto con ductos submarinos y/o subestructuras. *Colisión con otras embarcaciones, objetos flotantes y/o estructuras fijas *Falla de remolcadores y pérdida de potencia durante la navegación <ul style="list-style-type: none"> *Pérdida de comunicaciones *Ruptura de los elementos de remolque 	<ul style="list-style-type: none"> *El sistema DGPS contará con última actualización de la base de datos *Vigilancia con sistema de radar por parte de control marino *Comunicación inmediata de las embarcaciones para informar cualquier problema que se les presente al "Rig Mover" y tomar las medidas pertinentes para minimizar cualquier riesgo durante la movilización de la plataforma. *La inspección del equipo de remolque será aprobada por "Rig Mover", IGM, y el supervisor de posicionamiento. *Acusar de recibidas y repetir las instrucciones emitidas por el "Rig Mover" durante toda la maniobra de salida y navegación; los remolcadores no deben tomar decisiones independientes, sin consultarlo con el "Rig Mover" *Establecer un canal de radiocomunicación libre y uno alterno para trabajo independiente del utilizado a bordo para los trabajos de extracción de piernas *Contar con una ruta aprobada de navegación, que incluya los puntos necesarios de cambio de rumbo. *En caso de contingencia, se activará plan de contingencia en la PAE, se tendrá comunicación frecuente con personal de guardia operativo en tierra por vía radio "truncking".

Tabla 4 Ejemplo Real de un Análisis de Seguridad en el Trabajo para Retiro y Navegación de una Plataforma Auto Elevable (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2020)

Auditorías Efectivas

FOLIO:

Tipo de Auditoría: Línea de mando Gerencial Referencia Cruzada CLMSH Externa

Subdirección auditada: _____

Gerencia: _____

Depto. auditado: _____

Fecha: _____ Hora: _____

Tipo de instalación: _____

Nombre de la instalación: _____

Compañía: _____

Parte de la instalación: _____

REGISTRO DE ACTOS INSEGUROS

	COMPAÑIA PROPIETARIA			COMPAÑIA EXTERNA		
	1/3	1	3	1/3	1	3
ACCIONES Y REACCIONES DE LAS PERSONAS						
Ajustan o colocan su equipo de protección personal						
Cambian de posición						
Reacomodan su trabajo						
Dejan de trabajar						
Aterrizan su equipo						
Colocan bloqueos						
Colocan guardas						
Dejan de transitar, debido que usan dispositivos móviles						
EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL						
Cabeza						
Ojos y Cara						
Oídos						
Aparato Respiratorio						
Brazos y Manos						
Tronco						
Piernas y pies						
POSICIONES DE LAS PERSONAS						
Golpear contra objetos o ser golpeado por objetos						
Quedar atrapado dentro, entre ó sobre objetos o equipos						
Caidas						
Contacto con temperaturas extremas						
Contacto con corriente eléctrica						
Inhalación, absorción, ingestión de una sustancia peligrosa						
Sobreesfuerzos						
Movimientos repetitivos						
Posiciones incómodas y posturas estáticas						
Caidas al estar transitando debido uso dispositivos móviles						
HERRAMIENTA Y EQUIPO						
Uso de equipo y herramientas incorrectas para el trabajo						
Uso de equipo y herramientas empleados en forma incorrecta						
Uso de equipo y herramientas en condiciones inseguras						
No cuentan con herramienta y/o equipo adecuado						
PROCEDIMIENTO, ORDEN Y LIMPIEZA						
PROCEDIMIENTOS						
Procedimientos no disponibles						
Procedimientos no comunicados ni						
Procedimientos no aplicados en campo						
ORDEN Y LIMPIEZA						
Orden y Limpieza inadecuada para trabajo						
Falta de acomodo de equipos y materiales						
Orden y Limpieza realizándose en condiciones inseguras						
Manejo inadecuado de desechos						
CASOS TOTALES	0	0	0	0	0	0

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO EN SEGURIDAD

Casos	Actos Inseguros (AI)	Factor de Severidad (FS)	AI * FS
Potencial a lesión bajo	0	1/3	0.00
Potencial a lesión Medio	0	1	0.00
Potencial a lesión Alto	0	3	0.00
Totales	0		0.00

No. de personas observadas:

Compañía Propietaria : x

Compañía: x

Total: x

No. de personas contactadas

Compañía Propietaria : x

Compañía: x

Total: x

Índice de Actos Inseguros (IAI):

Índice de Actos Seguros:

Desempeño en seguridad:

Seguro mayor a 98%
Preventivo mayor a 95% hasta 98%
Inaceptable menor o igual a 95%

Factor de Severidad:

0.33= Actos inseguros bajo potencial a lesión
1.0= Actos inseguros medio potencial a lesión
3.0= Actos inseguros alto potencial a lesión

Observaciones:

Personal Infractor de Compañía Propietaria

Nombre:

Personal Infractor de Compañía

Nombre:
Empresa:

Tabla 5 Formato Base de un Sistema de Auditoria Efectiva (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2015)

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones

- En México la industria petrolera es uno de los principales impulsores de la economía nacional y derivado de que cuenta con un gran potencial natural para la explotación de gas y aceite, es completamente necesario y urgente implementar equipos capaces de lograr este objetivo tanto como para campos terrestres y campos marinos. Las limitantes que genera la misma naturaleza, hoy en día se tienen que confrontar con nuevas actualizaciones en los equipos, capacitación del personal y desarrollo tecnológico.
- Las operaciones de movimientos de equipos generan un sinnúmero de retos y áreas de oportunidad para un diverso grupo multidisciplinario en donde todo el personal deberá aportar algo crucial para cumplir con el objetivo, y así, operación tras operación exista una mejora continua para la optimización de costos, obteniendo mayor calidad, eficiencia y beneficio, siempre y cuando se trabaje a la par con la seguridad humana.
- Una de las claves principales para lograr un movimiento exitoso se basa en la calidad de información de los estudios previos: los análisis geofísicos, geotécnicos, mapeo y análisis de penetración. Todo esto conlleva a que las compañías prestadoras de servicios cuenten con personal capacitado y con una larga experiencia en la operación. Un error en los análisis o en cálculos puede llegar a desencadenar una serie de problemáticas que ocasionen la pérdida de la plataforma o de vidas humanas.
- De igual forma, la planificación para la navegación está basada en la toma de decisiones por parte de un grupo multidisciplinario conjuntado por “Rig Mover”, “Jacking Master”, Personal de Garantía Marina, personal supervisor de la compañía que solicita, Coordinador de la plataforma, Superintendente, Capitán de plataforma, Capitán de barcos remolcadores y personal de apoyo, el cual deberá contar con la suficiente capacitación y experiencia para poder llevar a cabo sus labores de una forma segura y exitosa. Es necesario contar con simulaciones de boyado, ruta de navegación, entrada y salida lo más precisas y de calidad para lograr visualizar posibles riesgos en las maniobras que se van a realizar.
- La seguridad es un factor crucial para el traslado de una plataforma auto elevable, los análisis de riesgo y estudios para encontrar posibles afectaciones son necesarios para obtener los permisos demandados por las compañías reguladoras y con estos lograr el movimiento de una forma exitosa en temas de seguridad humana y de equipo.

6.2 Recomendaciones

Las recomendaciones presentadas a continuación son para mejorar la calidad de cada una de las actividades que se llevarán a cabo para el movimiento:

- Contar con documentación confiable y de calidad por parte de las compañías prestadoras de servicio en cuestión del mapeo, así como tener un respaldo de información de correlación con movimientos pasados dentro de la misma zona objetivo. De ser zona no interactuada históricamente, validar la información con más de una compañía.
- El mapeo de la zona de salida y entrada deberá ser preciso ya que de este dependerán las maniobras posteriores.
- Contar con las simulaciones de boyado de entrada y salida, Navegación, Posicionamiento a 150, 75 y 50 m, Posicionamiento Final.
- Contar con un plan de contingencia y simulaciones para posicionar la plataforma en zona segura si es que las condiciones climatológicas impidan concluir con el traslado.
- Es muy importante contar con los cálculos de curvas de penetración exactos ya que de estos depende la carga adicional que se le dará a la plataforma para lograr una cimentación exitosa, además de conocer la profundidad que penetrarán las piernas dentro del lecho marino.
- Efectuar la logística para contar con el “Rig Mover” y “Jacking Master” con mayor número de movimientos y experiencia para asegurar un traslado efectivo.
- Efectuar la logística para tener el equipo DGPS y “Mesotech” abordo en buenas condiciones y trabajando al 100%.
- Realizar el “What if” de la mayoría de las actividades de riesgo (Salida y Entrada de Estructura, Navegación, Posicionamiento) para poder identificar posibles riesgos potenciales.
- Realizar juntas de seguridad previas a todas las actividades de riesgo que se ejecutarán.
- Realizar el AST para todas las actividades de riesgo.
- Verificar que se cuente con la documentación legal por parte de la aseguradora en caso de que se llegase a presentar un siniestro.

- Analizar ruta de navegación para cumplir con el menor tiempo y el menor riesgo posible.
- Realizar la Visita de Obra con tiempo para adecuar las simulaciones de posicionamiento final, y si llegase a existir un elemento de la estructura que pueda ser un riesgo, modificarlo.
- Efectuar limpieza de lecho marino, aunque el riesgo sea mínimo
- Realizar el boyado de entrada, salida y navegación para saber de los elementos submarinos con potencial de riesgo.
- Verificar que el Sistema de Elevación de Piernas, Sistema de “Rack Choks”, Sistema de energización estén funcionando al 100%, además de contar con un plan de respuesta si alguno llegase a fallar.
- Capacitar al personal de la plataforma para tomar lectura de RPD’s y apoyar al “Jacking Master” a la hora de subir o descender el casco.
- De ser posible contar con barcos azimutales (independiente mente de la dificultad) para efectuar las maniobras de salida, navegación y posicionamiento.
- Capacitar al personal para efectuar las maniobras de amarre de barcos remolcadores a la plataforma.
- Las operaciones de precarga se deben de realizar dentro de una ventana meteorológica de buen tiempo.
- Durante la operación de la precarga se debe de ir verificando la penetración con la curva de penetración de la zapata, de tal manera que los valores se encuentren dentro del intervalo, en caso contrario se deben de interrumpir los trabajos de precarga y analizar las razones causantes.
- Al momento de finalizar con el posicionamiento final y precarga, dejar a la plataforma sin movimiento por lo menos 2 horas para verificar que no exista una penetración adicional.

IMÁGENES, FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICOS

IMÁGENES

Imagen 1 Plataforma Fija Octápodo (Tomada de Seadrill, 2015).....	13
Imagen 2 Plataforma Semisumergible (Tomada de Weatherford, 2017).....	14
Imagen 3 Plataforma Petrolera SPAR (Tomada de Seadrill, 2017)	15
Imagen 4 Barco Perforador Petrolero (Tomada de Seadrill, 2017).....	15
Imagen 5 Primer Plataforma Auto Elevable del mundo en el Golfo de México, bautizada "Scorpio" (tomada de Development of the Offshore Industry, by Víctor A. Schmidt, 2008).....	16
Imagen 6 Plataforma Auto Elevable Petrolera "Spud Can" (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015).....	18
Imagen 7 Unidad de Máquinas de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015).....	19
Imagen 8 Unidad de Almacenamiento de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015).....	20
Imagen 9 Unidad de Bombas de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2016).....	20
Imagen 10 Cantiliver de una Plataforma Auto Elevable (Modificada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	22
Imagen 11 Unidad de Perforación de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	23
Imagen 12 Silos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)	24
Imagen 13 Unidad de Lodos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	24
Imagen 14 Unidad de Líquidos de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de NOV, 2019)	24
Imagen 15 Temblorinas de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de NOV, 2019).....	24
Imagen 16 Plataforma Auto Elevable "Mat Footing" con 3 piernas Cilíndricas (Tomada de Sheap&Offshore, 2014)	26
Imagen 17 Plataforma Auto Elevable "Spud Can Footing" con 3 piernas "Trused" (Tomada de Sheap&Offshore, 2014).....	26
Imagen 18 Unidad Habitacional de una Plataforma Auto Elevable (Vista Exterior e Interior, Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)	26
Imagen 19 Grúa de Carga con capacidad de 70 ton de una Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2016).....	27
Imagen 20 Sonar de Barrido Lateral (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2012)	30
Imagen 21 Equipo Batimétrico con Ecosonda Multihaz (Tomado de Geomares, 2012).....	30

Imagen 22 Equipo de Mapeo de Lecho Marino con Perfilador Somero (Tomado de SyQwest, 2012)	31
Imagen 23 Equipo de Barrido Mesotech Circular con Mapeo (Tomado de HPSOffshore, 2012).....	32
Imagen 24 Sistema de Posicionamiento DGPS (Tomado de HPSOffshore, 2012).....	32
Imagen 25 Ejemplo Real de una Ruta de Navegación de 147.51 km en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	56
Imagen 26 Ejemplo de Visita de Obra de un Octápodo en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2018)	57
Imagen 27 Evidencia de chatarra obtenida después de limpieza del lecho marino de la zona objetivo (Figura 18) (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	59
Imagen 28 Boyas utilizadas para marcar posibles riesgos submarinos (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	60
Imagen 29 Ejemplo de Boyado de Salida de una Estructura, se utilizaron 3 Boyas (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2019)	61
Imagen 30 Ejemplo de Boyado de Entrada a una Estructura en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	62
Imagen 31 Simulación de Boyado de Entrada a Octápodo (Imagen 30) en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	63
Imagen 32 Motores del Sistema de Elevación de Piernas de una Plataforma Auto Elevable (Modificada de Petróleos Mexicanos, 2018).....	66
Imagen 33 Smith Brackets, Medio de Conexión entre Barcos Remolcadores y Plataforma Auto Elevable (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	71
Imagen 34 Barco Remolcador Azimutal (Tomado de SAAM Towage, 2018).....	71
Imagen 35 Ejemplo de Curva de Penetración con Alto Riesgo de Penetración Súbita (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	99
Imagen 36 Ejemplo de Curva de Penetración con muy bajo riesgo y una buena profundidad de penetración (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2017)	99

FIGURAS

Figura 1 Esquema de Plataforma Auto Elevable (vista de planta y de perfil).....	18
Figura 2 Esquema de Unidad de Máquinas de una Plataforma Auto Elevable	19
Figura 3 Esquema de Unidad de Almacenamiento de una Plataforma Auto Elevable	20
Figura 4 Esquema de Unidad de Bombas de una Plataforma Auto Elevable.....	20
Figura 5 Esquema de Casco de una Plataforma Auto Elevable (Vista de planta y de perfil)	21
Figura 6 Esquema de Cantiliver de una Plataforma Auto Elevable	22
Figura 7 Esquema de Unidad de Perforación de una Plataforma Auto Elevable	23
Figura 8 Esquema de Unidad de Lodos y Silos de una Plataforma Auto Elevable.....	24

Figura 9 Esquema de Grúas de Carga con capacidad de 70 ton de una Plataforma Auto Elevable.....	27
Figura 10 Esquema del Funcionamiento de un Sonar de Barrido Lateral (tomado de Petróleos Mexicanos, 2015)	30
Figura 11 Esquema de un Levantamiento Batimétrico con Ecosonda Multihaz (Tomado de Geomares, 2012)	30
Figura 12 Estudio Geofísico de una localización objetivo en el Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)	35
Figura 13 Resultado de un Estudio Geotécnico en el lecho marino del Golfo de México (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2019).....	37
Figura 14 Geometría de una Zapata Convencional de una Plataforma Auto Elevable.	39
Figura 15 Simulación de una zapata circular para el cálculo de la capacidad de carga, en donde D: profundidad de la máxima sección transversal de la zapata bajo el fondo marino, Q: Carga sobre el lecho marino	40
Figura 16 Ejemplo de una penetración con complicaciones por arrecifes, posibles causantes de penetración súbita (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	50
Figura 17 Ejemplo de Huellas de Plataformas Auto Elevables anteriores en el lecho marino próximas a una estructura objetivo, posible riesgo para el posicionamiento, capturada con equipo Mesotech (Modificada de Petróleos Mexicanos, 2019)	52
Figura 18 Mapeo de localización objetivo, 9 áreas de estudio para efectuar limpieza del lecho marino por presencia de chatarra (Marcas azules) (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	58
Figura 19 Esquema de Vértices de las Piernas de una Plataforma Auto Elevable	65
Figura 20 Medición de RPD's utilizando Regleta	68
Figura 21 Esquema del Sistema "Rack Choks" con componentes (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2018).....	69
Figura 22 Problema con el Sistema Rack Chok derivado de una inclinación anormal en un vértice de la pierna de una Plataforma Auto Elevable	69
Figura 23 Esquema del descenso de casco desde un colchón de aire de 50 ft a un calado de 6 ft de una Plataforma Auto Elevable	72

TABLAS

Tabla 1 Tipo de suelo con profundidad y litología correspondiente (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019).....	46
Tabla 2 Distribución de Pesos de una Plataforma Auto Elevable	48
Tabla 3 Formato básico para realizar un "What If" para cualquier actividad	53
Tabla 4 Ejemplo Real de un Análisis de Seguridad en el Trabajo para Retiro y Navegación de una Plataforma Auto Elevable (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2020)	87
Tabla 5 Formato Base de un Sistema de Auditoria Efectiva (Tomado de Petróleos Mexicanos, 2015).....	88
Tabla 6 Relación Distancia/Capacidad de Carga al Momento de la Extensión y Retracción de Cantiliver (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)	98

Tabla 7 Matriz para Evaluar el Riesgo de las Condiciones Inseguras (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2014) 99

Tabla 8 Ejemplo Real de un What If para el caso de “La PAE golpea a la estructura durante la maniobra de entrada” (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)..... 100

GRÁFICOS

Gráfico 1 Factor de capacidad de carga para la ecuación de Terzaghi (Tomado de “Mecánica de Suelos, Juárez Badillo, 2005”) 45

Gráfico 2 Curvas de Penetración en el lecho marino del Golfo de México (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019) 49

BIBLIOGRAFÍA

- Historical Development of the Offshore Industry, Victor A. Schmidt, Bruce Crager, and George Rodenbusch, Endeavor Management, Houston, TX, USA
- Juárez Badillo & Rico Rodríguez. (2005). "Mecánica de Fluidos. Tomo 1. Fundamentos de la Mecánica de Suelos". México: Limusa.
- Huang, Z., Siwabessy, J., Cheng, H., & Nichol, S. (2016). Using Multibeam Acoustiv Remotely Sensed Data To Investigate Seabed.
- Benjamin Charlton. (2014). An Introduction to Offshore Drilling and Jack-Up Rigs. 2020, de Medium Sitio web: <https://blog.templato.com/offshore-drilling-and-jack-up-rigs-for-dummies-3b9876bbe1d>
- DrillingFormulas. (Agosto 18, 2018). Information About Jack Up Rig Legs. 2018, de DrillingFormulas Sitio web: <http://www.drillingformulas.com/basic-information-about-jack-up-rig-legs/>
- Oil & Gas Industry. (2013). Buddy Cantilever System For Jack Up Rigs For use Whith Self Elevating Drilling Rigs. 2013, de Oil & Gas Industry Sitio web: <https://patents.google.com/patent/WO2014120085A1/en>
- PEP. (2019). Lectura de RPD's. PEMEX Exploración y Producción.
- AUS SEABED. (2018). Seabed Mapping. 2018, de AUS SEABED Sitio web: <http://www.ausseabed.gov.au/about/mapping>
- ISO. (2016-1). ISO19905-1:2016, Petroleum and Natural Gas Industries. 2016, de International Organization for Standardization Sitio Web <https://www.iso.org/standard/68135.html>
- Fang, H., & Duan, M. (2014). Offshore Operation Facilities: Equipment and Procedures. Beijing: Gulf Professional Publishing.
- Hernández Martínez, D. (2017). La Producción Petrolera Mexicana: análisis histórico y escenario a futuro (Tesis de Maestría). México: UNAM
- PEP. (2020). Programa de Traslado PAE Yunuen y Kukulkán. PEMEX Exploración y Producción.

- Michaud, F., Ratzov, G., Sallares, V., Collot, J. y., & Pazmiño, N. (2009). Métodos e Instrumentación acústica para la exploración en Geofísica Marina.
- Young, A., Remmes, B., & Meyer, B. (1984). Foundation Performance of Offshore Jack-up Drilling Rigs. *Journal of Geotechnical Engineering*, 841-859.
- Leslie Barajas. (2019). Tesis. Cimentación de Plataformas Marinas Autoelevables. Ciudad de México: UNAM.
- SNAME. (2008). Technical & Research Bulletin 5-5A: Guidelines for Site Specific Assessment of Mobile Jackup Units. EUA: The Society of Naval Architects and Marine Engineers.
- PEP. (2019). Jacking System & Fixation System. PEMEX Exploración y Producción.
- Efrain A. Gonzalez. (Septiembre, 2015). Instructivo Operativo para Cambio de Localización de una Plataforma Auto Elevable. Ciudad de México: PEMEX, Exploración y Producción.
- Efraín A. Gonzalez. (Julio del 2016). Instructivo Operativo para Realizar Actividades Preliminares antes de la Entrega, Traslado y Después de la Recepción de una Plataforma Auto Elevable de Arrendamiento. Ciudad de México: PEMEX, Exploración y Producción.
- Diego Cruz, Mauro Martínez & Francisco A. Flores. (2012). Desarrollo de un Algoritmo para los Análisis de Penetración de Cimentaciones de Plataformas Auto Elevables. Cancún, Quintana Roo: Sociedad Mexicana de Ingeniería Geotécnica, A.C.
- Deiby A. Camargo. (febrero 5 de 2016). Análisis de Distintos Procedimiento para el Cálculo de la Carga de Hundimiento de Pilotes. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.
- Pablo D. Echave. (Octubre 2014). Estudio Técnico de un Sistema de Propulsión Azimutal. España: Universidad de Cantabria.
- Julio.C Ramírez. (2010). Detección de Riesgos Potenciales Mediante Estudios Geofísicos previos a la Construcción de Plataformas Marinas. Ciudad de México: UNAM.
- Subrata K. Chakrabarti. (2005). Handbook of Offshore Engineering. Amsterdam: Elsevier.
- Chris Streatfeild, Mike Hoyle, David Edwards & Bill Hodges. (2013). Guidelines for the Selection and Operation of Jack-ups in the Marine Renewable Energy Industry. Londres, United Kingdom: RenewableUK.

ANEXOS

		Estribor									Babor	
ft	ft	15.0	12.0	9.0	6.0	3.0	0.0	-3.0	-6.0	-9.0	-12.0	-15.0
	70.0	800	989	1207	1462	1763	2000	1763	1462	1207	989	800
	65.0	1015	1219	1455	1731	2056	2447	2056	1731	1455	1219	1015
	60.0	1200	1473	1728	2026	2379	2500	2379	2026	1728	1473	1200
	55.0	1512	1752	2029	2352	2500	2500	2500	2352	2029	1752	1512
	50.0	1750	2062	2363	2500	2500	2500	2500	2500	2363	2062	1750
	45.0	2123	2407	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2407	2123
	40.0	2485	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2485
	35.0	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
	30.0	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500

Tabla 6 Relación Distancia/Capacidad de Carga al Momento de la Extensión y Retracción de Cantiliver
(Tomada de Petróleos Mexicanos, 2015)

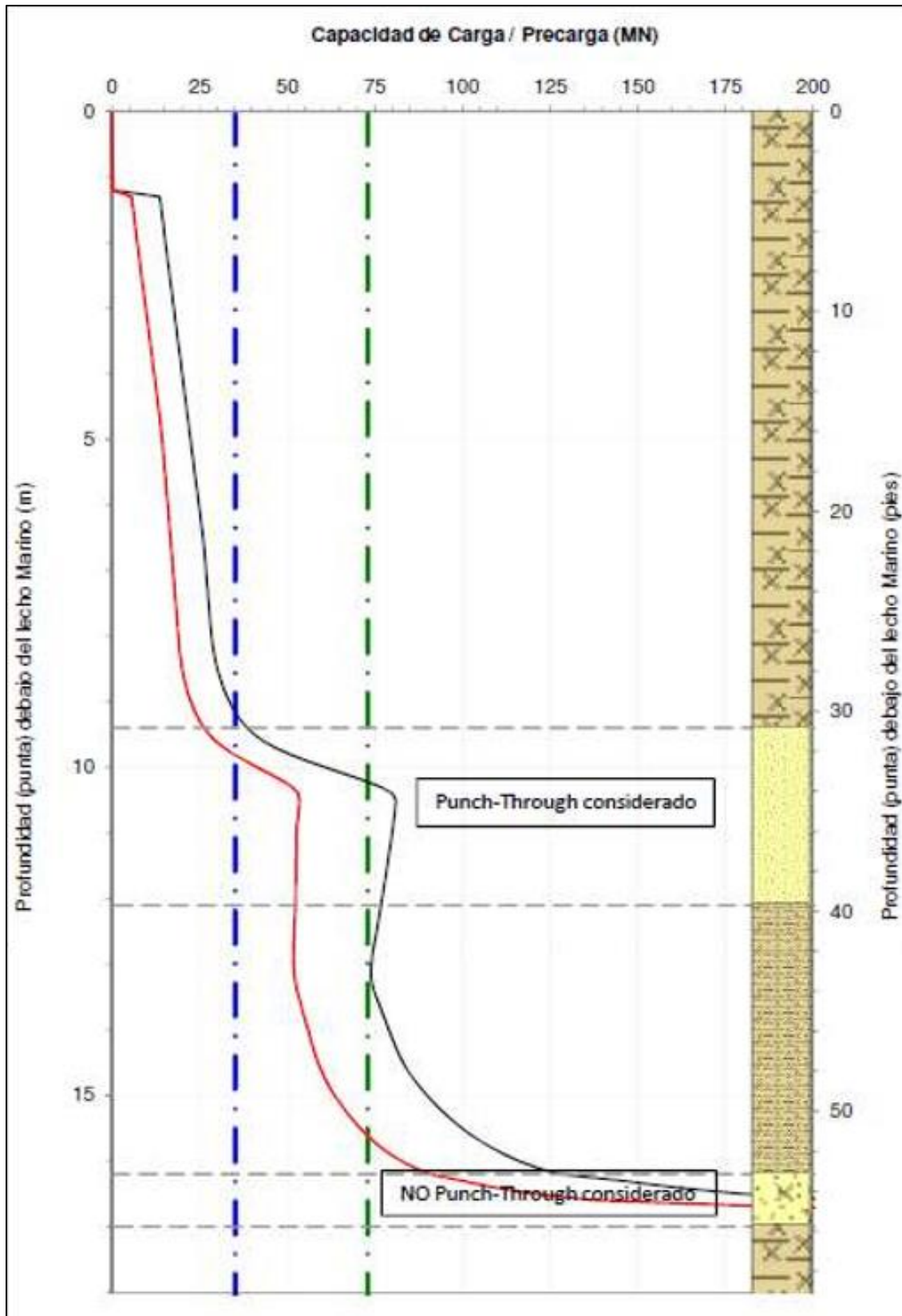


Imagen 35 Ejemplo de Curva de Penetración con Alto Riesgo de Penetración Súbita (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

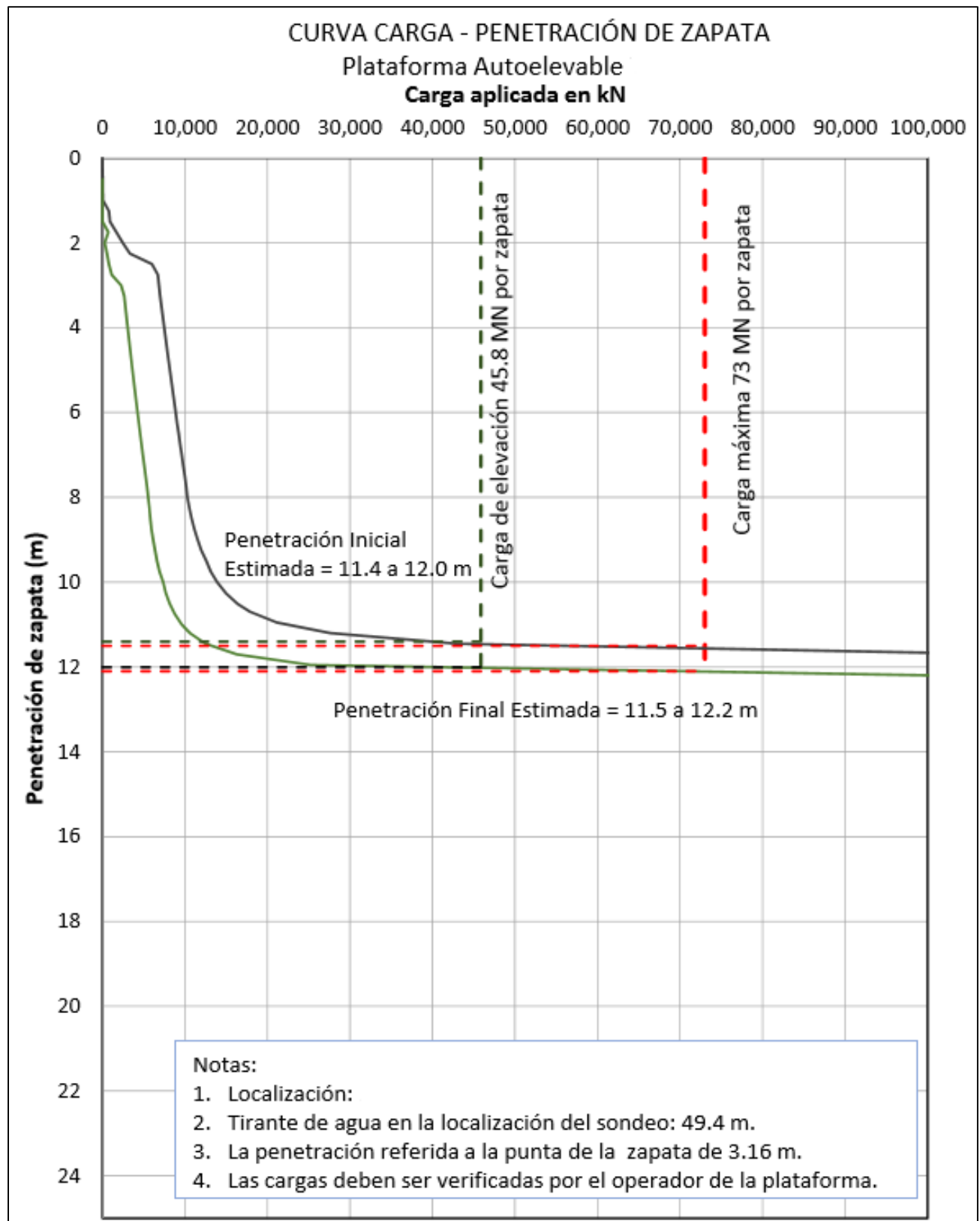


Imagen 36 Ejemplo de Curva de Penetración con muy bajo riesgo y una buena profundidad de penetración (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2017)

Frecuencia		Consecuencia						Consecuencia					
		F&C	C1	C2	C3	C4	C5	C6	Categoría	Personal	Población	Ambiental	\$ Producción / \$ Instalación
F6 Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	Frecuencia	C	B	A	A	A	A	C6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	> 500'000,000
F5 Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo > 1 años y hasta 5 años.		C	C	B	B	A	A	C5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 hasta 7 días.	> 50'000,000 a 500'000,000
F4 Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo > 5 años y hasta 10 años.		D	C	C	B	B	A	C4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 h.	> 5'000,000 a 50'000,000
F3 Raro	Puede ocurrir una o más veces en un período de 10 años.		D	C	C	C	B	A	C3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación, se requieren acciones de evacuación, posibilidad de lesiones o daños físicos.	Fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 h.	> 500,000 a 5'000,000
F2 Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida de la instalación.		D	D	C	C	C	B	C2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren 1eros Auxs. y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	> 50,000 a 500,000
F1 Extrem. Raro	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro.		D	D	D	D	C	C	C1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	< 50,000

Tabla 7 Matriz para Evaluar el Riesgo de las Condiciones Inseguras (Tomada de Petróleos Mexicanos, 2014)

SISTEMA												
No	¿QUÉ PASA SI?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	F	DP	EP	IA	PP	DI	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLES
X	La PAE golpea la estructura durante la maniobra de entrada	<p>1. Falla en el sistema de propulsión y/o gobierno de los remolcadores</p> <p>2. Falla mecánica o eléctrica en los barcos remolcadores y sus equipos de remolque y accesorios.</p> <p>3. Personal no capacitado para la operación</p> <p>4. Falla en los equipos de comunicación</p> <p>5. Condiciones Climatológicas adversas</p> <p>6. Falla del equipo DGPS</p> <p>7. Interpretación errónea a instrucciones</p> <p>8. Falla en el sistema de elevación de piernas de la PAE.</p> <p>9. Falla en el sistema de generación eléctrica de la PAE</p> <p>10. Falla en el arreglo de remolque y accesorios de la PAE</p> <p>11. Deslizamiento de la PAE por huellas existentes</p>	<p>1. Suspensión y/o retraso de la maniobra</p> <p>2. Daño a la estructura</p> <p>3. Daño a la plataforma</p> <p>4. Diferimiento de producción de los pozos de la estructura</p>	3	1	1	2	3	3	<p>1 y 2. Check list vigente de los remolcadores por Regulación Naval de PEP.</p> <p>3. Constancias del personal involucrado en la maniobra.</p> <p>4. Equipos de comunicación de respaldo, banco de baterías y generador de energía alternativo.</p> <p>5. Reportes meteorológicos actualizados.</p> <p>6. Certificados de los equipos DGPS de la Compañía prestadora de servicio con señal vigente y contar con equipos de respaldo.</p> <p>7. AST y Junta de planeación previa a la maniobra.</p> <p>8. Programa de mantenimiento al sistema de elevación de piernas.</p> <p>9. Contar con 5 generadores eléctricos habilitados y un generador auxiliar.</p> <p>10. Programa de mantenimiento de arreglo de remolque y accesorios de la PAE.</p> <p>11. Mapeo con sonar de barrido circular.</p> <p>Plan de respuesta a emergencia de las instalaciones</p> <p>Base de datos de ductos de instalación submarina vigente</p> <p>Sistema automático de cierre de pozo</p>	<p>1 y 2. Verificar el cumplimiento del check list vigentes de los remolcadores por Regulación Naval de PEP</p> <p>3. Verificar que el personal involucrado en la maniobra este capacitado.</p> <p>4. Verificar que se cuente con equipos de comunicación de respaldo, banco de baterías y generador de emergencia operativos</p> <p>5. Contar con reportes meteorológicos actualizados</p> <p>6. Validar que se cuente con los certificados de calibración de los equipos que apliquen, señal DGPS vigente, verificar que se cuente con equipos de respaldo.</p> <p>7. Elaborar el AST administrando todos los riesgos de los trabajos a ejecutar y asegurarse que las medidas de mitigación son comprendidas por todo el personal involucrado difundiendo dicho documento .</p> <p>8. Validar y verifícas la ejecución del programa de mantenimiento del sistema de elevación de la PAE.</p> <p>9. Verificar el mantenimiento y disponibilidad de los 5 generadores y del equipo auxiliar.</p> <p>10. Verificar el cumplimiento del mantenimiento del arreglo de remolque y accesorios de la PAE.</p> <p>11. Analizar la información del mapeo y representarla en la base de datos vigentes utilizada en el DGPS</p> <p>Cumplir con el procedimiento para el posicionamiento de embarcaciones y artefactos navales en el área marina</p>	<p>1 y 2. Rig Mover, Inspector de Garantía Marina y Supervisor de posicionamiento.</p> <p>3. Capitán de la PAE para personal a bordo de la plataforma; Supervisor de posicionamiento, Rig Mover e Inspector de Garantía Marina para personal en barcos remolcadores.</p> <p>4 y 5. Capitán de la PAE</p> <p>6. La empresa prestadora de servicio y el supervisor del posicionamiento</p> <p>7. Grupo Multidisciplinario para la maniobra de reposicionamiento de la PAE</p> <p>8. Coordinador de mantenimiento abordo, Capitán de la PAE.</p> <p>9. Coordinador de mantenimiento abordo</p> <p>10. Capitán de la PAE</p> <p>11. La empresa prestadora de servicio del DGPS y Rig Mover y Supervisor de posicionamiento.</p>

Tabla 8 Ejemplo Real de un What If para el caso de “La PAE golpea a la estructura durante la maniobra de entrada”
(Tomada de Petróleos Mexicanos, 2019)

