

## 4. DESCRIPCIÓN DE OPERACIONES MARINAS

Las operaciones marinas pueden tener propósitos muy diferentes. Sin embargo existen practicas recomendadas que son seguidas por la mayoría de los contratistas marinos, una serie de estas son los lineamientos DNV para la planificación y ejecución de Operaciones Marítimas (DNV Rules for Planning and Execution of Marine Operations) [DNV, 2008].

Estos lineamientos para la Planificación y Ejecución de Operaciones Marinas establecen los requisitos técnicos y de procedimiento relacionados con una adecuada planificación y ejecución de las operaciones marinas, tales como:

- Operaciones de transferencia de carga (Load Transfer Operations), publicado 1996.
- Remolque (Towing ), publicado 1996.
- Transportes especiales vía marina (Special Sea Transports), publicado 1996.
- Instalaciones en alta mar (Offshore Installation), publicado 1996.
- Operaciones de izaje (Lifting), publicado 1996.
- Operaciones Submarinas, (Subsea operations), publicado 1996.
- Tránsito y de posicionamiento de las unidades móviles en alta mar (Transit and Positioning of Mobile Offshore Units), publicado 2000.

Noble Denton también es una empresa que propone directrices comúnmente citadas en la planificación y ejecución de las operaciones marinas. Algunas de esas directrices se enumeran a continuación.

- 0009/ND Rev 4 - 16 Dec 2008 Plataformas auto elevables - Directrices para las operaciones en elevación. (Self-elevating platforms - guidelines for elevated operations).
- 0013/ND Rev 4 - 19 Jan 2009 Directrices para operaciones de descarga (Guidelines for loadouts).
- 0015/ND Rev 1 - 16 Dec 2008 Construcción, Remolque e instalación de estructuras gravitacionales de hormigón en alta mar. (Concrete offshore gravity structures/constr., tow. & install.).
- 0016/ND Rev 4 - 16 Dec 2008. Datos del lecho marino y sublecho marino para la aprobación de las unidades móviles costa afuera. (Seabed and sub-seabed data for approvals of mobile offshore units/MOU).
- 0021/ND Rev 7 - 17 Nov 2008 Directrices para la aprobación de los buques de remolque. (Guidelines for the approval of towing vessels).
- 0027/ND Rev 8 - 23 June 2009 Directrices para las operaciones de izaje marino. (Guidelines for marine lifting operations).
- 0028/ND Rev 3 - 19 Jan 2009 Directrices para el transporte y la instalación de estructuras de acero. (Guidelines for the transportation and installation of steel jackets).
- 0030/NDI Rev 3 - 15 April 2009 Directrices para el transporte marítimo. (Guidelines for marine transportations).

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

Uno de los factores más importantes para las operaciones marinas son las condiciones meteorológicas que prevalecerán durante las operaciones, cada operación tiene límites en cuanto a la altura del oleaje y mareas así como velocidad de las corrientes y los vientos para sus distintos escenarios de operación, llámense sobrevivencia, traslado, instalación y operación normal. Véase los lineamientos citados previamente para mayor información y el documento “UNCERTAINTIES IN WEATHERFORECASTING, A RISK TO OFFSHORE OPERATIONS” [Gudmestad, 1999], para mayor información.

A este respecto, Gudmestad [Gudmestad, 2001], propone herramientas de evaluación de riesgo para su uso en proyectos de construcción y operaciones marinas costa afuera. En su propuesta se hace hincapié en la vulnerabilidad ante las condiciones climáticas que tienen los proyectos de aguas profundas durante el período de instalación, en particular porque algunas filosofías de administración de proyectos se centran más en el costo que en la ejecución efectiva de las operaciones.

Esto conduce a una alta probabilidad de que las operaciones complejas sean llevadas a cabo en la temporada de "invierno", donde los intervalos de tiempo con clima apropiado se hacen más cortos y los cambios en las condiciones meteorológicas son más frecuentes y más rápidos que en la "temporada de verano".

Basado en sus descubrimientos el propone inicialmente una identificación y análisis de riesgo en las operaciones marítimas. Estos estudios se pueden llevar a cabo con la ejecución de un análisis de riesgo cualitativo con el objetivo de comparar el riesgo con los criterios aceptables establecidos para el proyecto.

A partir del análisis cualitativo los análisis de riesgo cuantitativo de la construcción y las operaciones marinas para las instalaciones en aguas profundas se pueden utilizar como un valiosa herramienta para garantizar que la tecnología, los costos y los cronogramas definidos en las primeras fases de un proyecto son realistas.

La elección de criterios climáticos realistas para las operaciones marinas garantiza una instalación segura, evitando así la pérdida de activos y/o evitando retrasos considerables de la producción.

#### **4.1 Operaciones marinas para los sistemas de producción submarinos.**

Nergaard [Nergaard, 2009] propone una matriz de actividades para el ciclo de vida de un campo de petróleo y gas que se reproduce a continuación (tabla 4.1.a), se enumera también los tipos representativos de las operaciones marítimas y se relacionan los tipos de buques o equipos costa afuera que participan en el desarrollo de un sistema de producción submarino. Estas actividades varían de acuerdo a la complejidad del diseño del campo.

Nergaard también proporciona una lista de ejemplo relacionando el tamaño de los buques o unidades costa fuera para determinadas operaciones marinas, véase la tabla 4.1.b

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Sistema\Actividad		Etapa del desarrollo del campo			Fase de producción		Abandono
		Diseño	Construcción	Instalación	Producción	Intervención	
Pozos		Compañía operadora	Contratistas de perforación	DR	Perforación		Instalación en reversa
SSP	Xmt	Proveedor del sistema submarino	Proveedor del sistema submarino	DR/WIS	Monitoreo	DR/MPSV	
	Struct			MPSV/HLV		MPSV	
	Control			MPSV		MPSV	
Lineas	De flujo	Ingeniería	Comp.Esp.	CAP	Monitoreo	MPSV/CAP	
	Umbilical		Comp.Esp.	CAP		MPSV/CAP	
	Risers		Comp.Esp.	MPSV/CAP			
Unidad de producción flotante/anclajes			Patios de construcción	AHTS/MPSV	Operación		

- AHTS: Barco remolcador para manejo de anclajes
- CAP: Construcción y Tendido de ductos
- DR: Unidad de perforación
- HLV: Grua de alta capacidad
- LWI: Unidad de intervención ligera de pozo
- MPSV: Barco de construcción multipropósito
- WIS: Semisumergible para intervención de pozos
- SSP: Sistema de Producción Submarino,
- XMT: Arbol de valvulas,
- STR: Plantilla submarina

Tabla 4.1.a Matriz de macro actividades para un campo de aguas profundas [Nergaard, 2009]

	Tipo de barco	Longitud	Tonelaje de agua desplazada	Ejemplo de embarcación
DR	Semisumergible Buque de perforación	Tipicamente 100 m 150 – 260 m	30 – 50,000 ton 50 – 10,000 ton	West Venture West Navigator
WIS	Semisumergible	Tipicamente 60 m	~ 20,000 ton	Regalia
LWI	Mono casco	90 – 125 m	8 – 15,000 ton	Island Frontier
AHTS	Mono casco	70 – 100 m	< 10,000 ton	Norman Atlantic
MPSV	Mono casco	90 – 125 m	8 – 15,000 ton	BOA Deep C
CAP	Mono casco	100 – 150 m	10 – 20,000 ton	Skandi Navica
HLV	Semisumergible	Hasta 180 m	50 – 100,000 ton	Thialf

Tabla 4.1.b Tipos y tamaño de embarcaciones [Nergaard, 2009]

La figura 4.1.a muestra la arquitectura que va a ser utilizada para describir las operaciones marinas de la instalación de un sistema de producción submarino. Se asume que la arquitectura de campo incluye:

- 6 árboles submarinos, peso asumido de 40 toneladas cada uno (Figura 4.1.b)
- Un distribuidor de flujo central, peso asumido de 50 toneladas (Figura 4.1.c)
- Tuberías de conducción de flujo y umbilicales flexibles.
- 2 terminales de ductos, que se suponen de un peso de 70 toneladas cada uno, (Figura 4.1.d).
- 2 ductos a la costa.

Las principales operaciones marinas a considerar serán los siguientes:

1. La preparación del lecho marino – relleno y dragado.
2. Instalación de plantillas.
3. Operaciones de perforación y terminación de pozos
4. Instalación de distribuidor de flujo central.
5. Instalación de tuberías de conducción de flujo y umbilicales.
6. Instalación de terminales de ductos y ductos 2 x 8".
7. Reparación y mantenimiento de pozos
8. Abandono

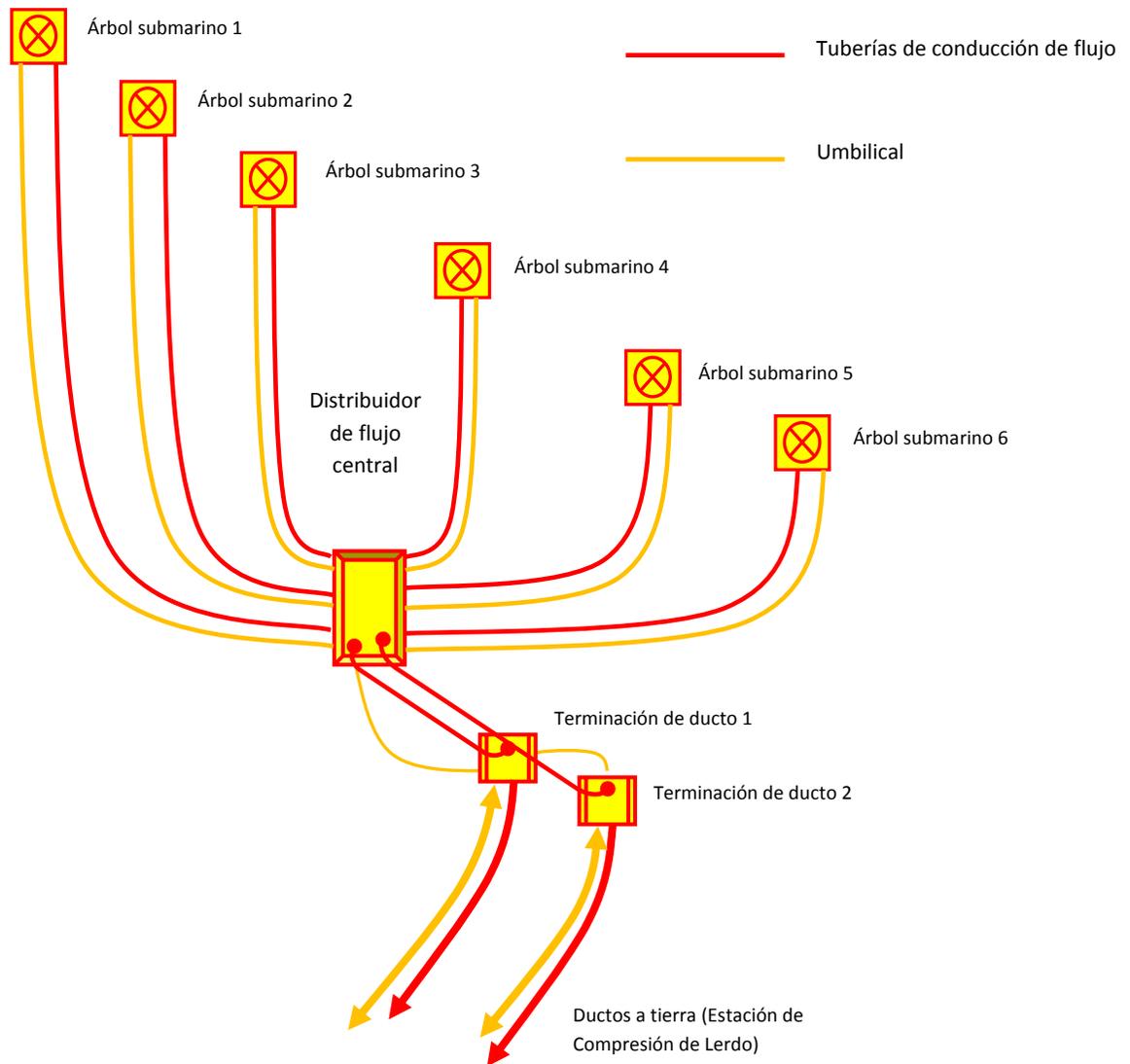


Figure 4.1.a Una arquitectura simplificada de campo para la descripción de las operaciones necesarias para las operaciones marinas de la instalación de un sistema de producción submarino.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

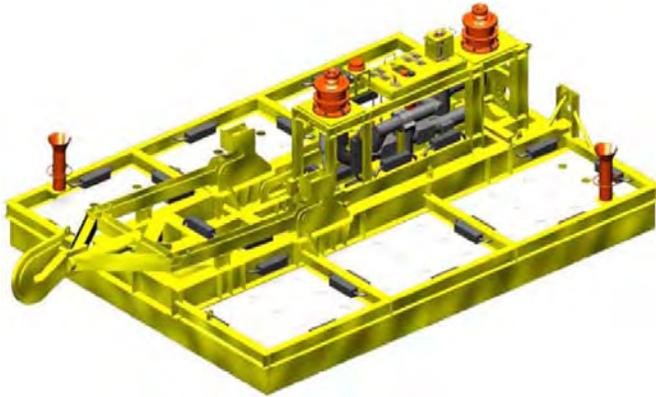
Omar Romero Mata



4.1.b Un árbol submarino horizontal de 15,000 Psi [FMC,2009]



4.1.c Un distribuidor de flujo central del proyecto Norne en Noruega, [Grenland, 2009]



4.1.c Una terminal de ducto del proyecto de desarrollo del campo Cottonwood en el Golfo de México [Petrobras, 2007]

#### 4.1.1 Preparación del lecho marino - relleno, dragado, pre-excavación de zanjas para ductos submarinos.

Estas operaciones son comúnmente relacionadas con la instalación de ductos, sin embargo también pueden ser necesarias para la instalación de otros equipos submarinos. El objetivo de estas operaciones es garantizar la estabilidad en el lecho marino, crear una base segura para los ductos y los equipos submarinos y proteger contra interferencias externas por carga mecánica (impactos de anclas u otros objetos).

Las irregularidades del lecho marino comúnmente hacen necesario la operación de relleno con rocas que consiste en depositar escombros para eliminar secciones en donde existan desniveles importantes en donde las tuberías y equipos submarinos se van a instalar.

El dragado es una operación que consiste en la succión de arena y grava de los suelos marinos a través de buques especializados (véase la figura 4.2). La arena y la grava están presentes en el lecho marino con la distribución desigual y puede variar en espesor, desde capas delgadas hasta decenas de metros sobre un lecho de roca o arcilla.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

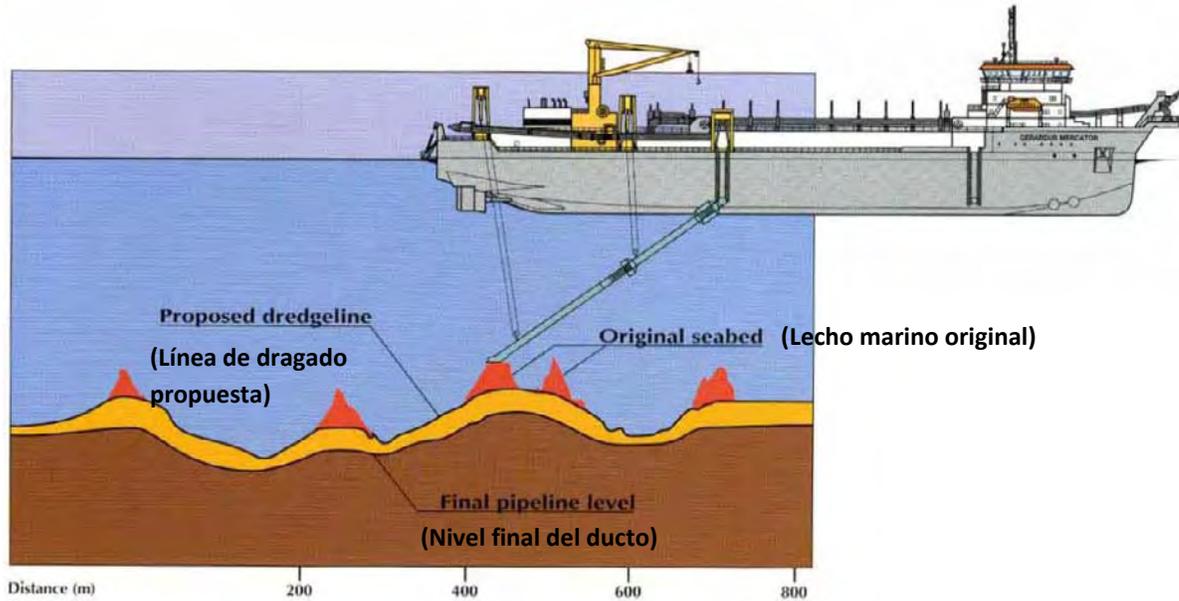


Figura 4.2 Una ilustración de la operación de dragado [Jan de Nul, 1997]

La arena y grava se utiliza también para defensa contra inundaciones y obras costeras. Es común que exista una estrecha semejanza con el material que se encuentra naturalmente en las playas, por lo que generalmente, estos materiales, se consideran más adecuados desde el punto de vista del medio ambiente, conservación de la naturaleza, las comodidades recreativas y características técnicas que la tierra, arena, grava u otros materiales traídos de otra parte. Por eso estos recursos son potencialmente comercializables [DCLG, 2002].

La preparación de Zanjas se refiere a la instalación permanente de las tuberías por debajo del lecho marino natural, esto tiene como objetivo reducir los efectos de las corrientes y las olas en las tuberías instaladas.

#### 4.1.2 Instalación de plantillas.

El propósito de las plantillas es dar apoyo y estabilidad para los otros equipos, como los distribuidores de flujo, risers, equipos de perforación y terminación, conexión de ductos y equipos y para la protección contra impactos de por otros objetos (la plantilla y la estructura de protección a menudo se construyen como una sola estructura integrada).

Para la perforación en el mar desde una plataforma flotante es necesario el uso de la plantilla de pre-perforación que guía las operaciones y permite el aterrizaje y el enclave del conductor y la tubería de revestimiento del conductor, también crea espacio suficiente para el funcionamiento y el aterrizaje del preventor de fugas (BOP). Cuando los árboles submarinos son instalados, las plantillas proporcionan medios de posicionamiento mecánico y para la alineación de los árboles submarinos así como espacio suficiente para las operaciones de funcionamiento [ISO, 2005].

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Las operaciones marinas se llevan a cabo desde una plataforma flotante, ya sea un semisumergible o un barco de perforación.

Un ejemplo de la secuencia de las operaciones para un pozo individual se describe con detalle en la unidad 6 “Subsea completions” del Petroleum Open Learning Series of Oilwell Production Technologies [POL, 2, 2002] A continuación se muestra un resumen de este ejemplo (ver figura 4.3):

1. Bajar el marco guía temporal al lecho marino.
2. Desconectar y recuperar la herramienta de instalación del marco guía.
3. Bajar el ensamble de perforación de 36” usando las líneas y el marco guías de perforación.
4. Recuperar el marco guía.
5. Perforar el agujero de 36”.
6. Bajar la sarta de 30” a través de la base guía permanente.
7. Atar la tubería de revestimiento de 30” a la junta superior de 30”.
8. Conectar el marco permanente a la tubería de revestimiento de 30”.
9. Bajar la tubería de revestimiento de 30” dentro del agujero y fijar el marco guía permanente sobre el marco guía temporal.
10. Cementar la tubería de revestimiento de 30”.

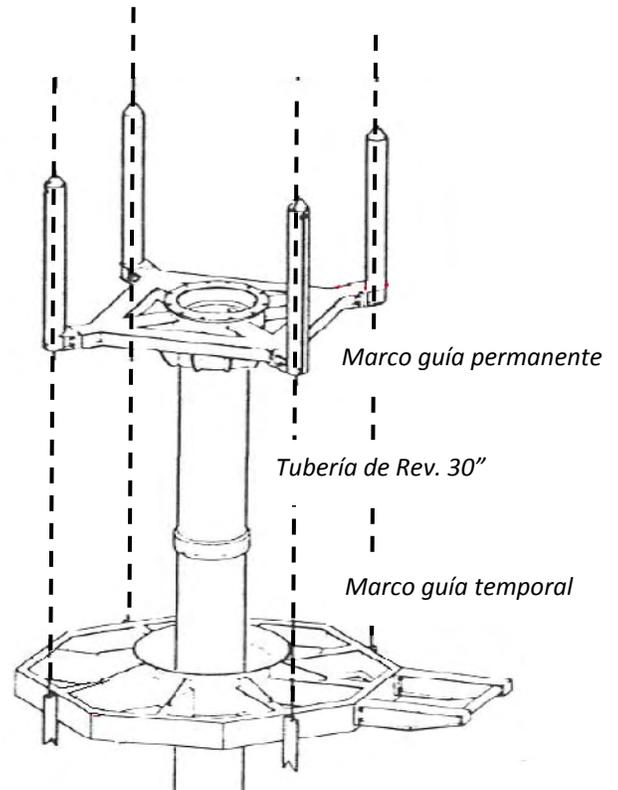


Figura 4.3 Conjunto de la plantilla de perforación submarina de pre-perforación para un pozo

Además de las plantillas de pozo individuales también es común tener plantillas múltiples que se adaptan a varios pozos y que pueden brindar apoyo a otro tipo de equipos, tales como un sistema de distribución de flujo o de procesamiento submarino.

Como un ejemplo de estructura integrada en una plantilla, podemos echar un vistazo al proyecto “Kristin” en Noruega. El proyecto “Kristin” es un campo de gas condensado considerado de alta temperatura (176 ° C) y de alta presión (911 bar), a una profundidad de 360-380 metros de tirante de agua con producción desde 3 diferentes yacimientos y que está situado a unos 190 kilómetros costa afuera de Noruega.

El concepto utilizado en este desarrollo es un conjunto de cuatro plantillas de modelos similares (véase la figura 4.4.A y 4.4.B) que tienen las siguientes características.

- 4 ranuras de perforación y un sistema de distribución de flujo.
- Cimientos de anclaje por succión.
- Estructuras con techo móvil.
- Cabezales de sistema de distribución de flujo dobles con un circuito de limpieza de ductos entre ellos.

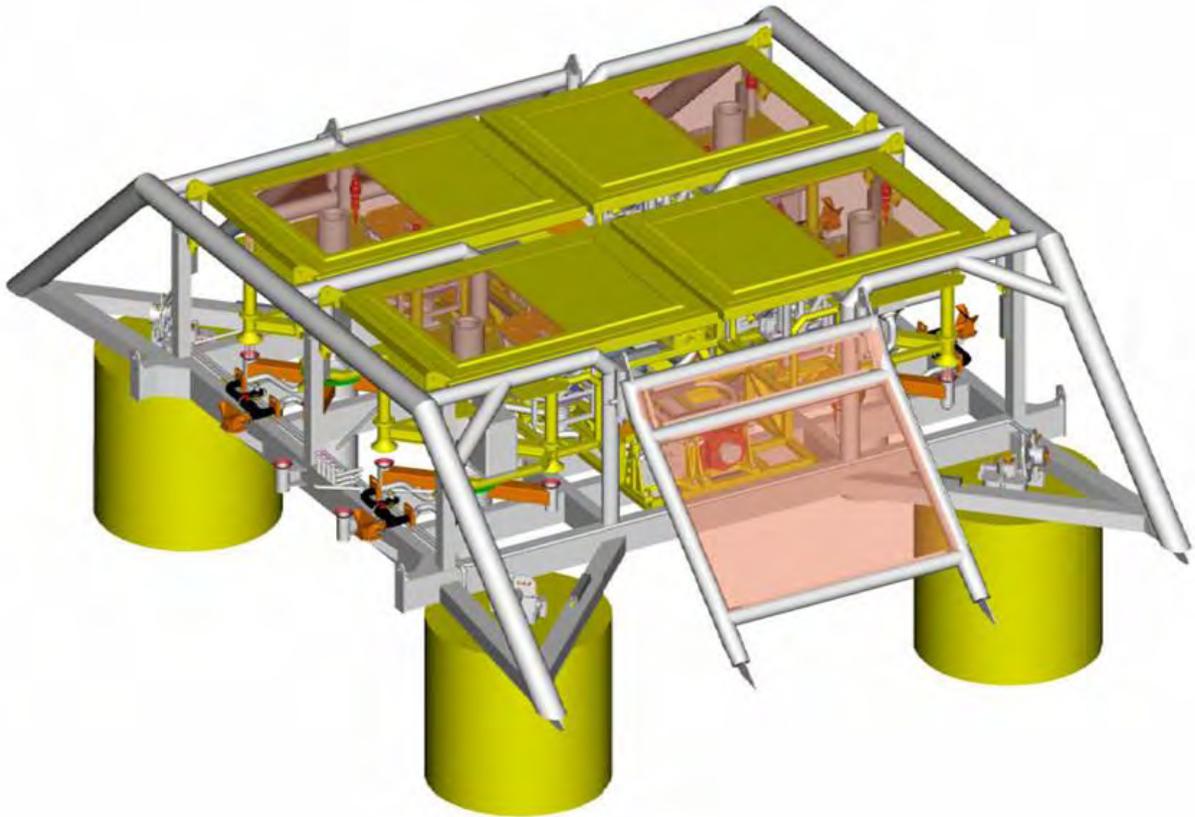
“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

- Flexibilidad en ductos entre árboles submarinos y el distribuidor de flujo a través de tuberías múltiples.
- Total flexibilidad en la dirección de flujo con válvulas de control remoto.
- El sistema de reducción de sarro.
- HHT- Resistente a alta presión y alta temperatura
- HIPPS Sistema de protección de alta integridad a presión.

El peso estimado de la estructura es de 270 toneladas lo que hizo su instalación especialmente difícil debido a las condiciones climáticas extremas del Mar del Norte.

Una descripción de las actividades de instalación de plantillas múltiples se hizo en 1987 por Komaromy, a continuación se muestra un extracto de la tabla de las actividades y opciones de las operaciones a realizar (tabla 4.2). Un ejemplo de la instalación de una plantilla submarina por un buque grúa se muestra en las figuras 4.5.a a 4.5.d.



*Figura 4.4.a Ilustración de los sistemas integrados en plantillas usados en el campo Kristin. [Nergaard, 2008]*



*Figura 4.4.b. La plantilla submarina del campo Kristin. [Nergaard, 2008]*

La planeación y los cálculos de las actividades tienen que considerar cuidadosamente tres fases diferentes de la instalación.

1. La elevación en el aire del peso en seco de la plantilla desde la barcaza de transporte.
2. El descenso de la plantilla en el agua a través de la zona de choque de las olas.
3. El descenso del peso de la plantilla en el agua hasta el fondo del mar.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

<b>Opciones disponibles para la plantilla de la instalación</b>	
<b>Actividad</b>	<b>Opciones</b>
Descarga	Por ascensor, por rodillos o arrastre
Transporte	Barcos, barcos grúa, barcos perforadores o semisumergibles
Izajes y descensos	Convencionales con cuatro puntos de apoyo, barra o marco de distribución de carga, liberación de eslingas duras o flexibles automática o manualmente, asistido por flotación.
Posicionamiento	Remolques, remolcadores con anclajes hasta el lecho del mar, remolcadores desde el buque de instalación, propulsores.
Medición de nivel del mar	Acústica, férula de nivel, Bulls Eye
Regulación de altura	Uso de mudmats o pilotes
Apoyo de instalación del pilote	Conducción o preinstalación de pilotes en la plantilla o descenso de pilotes con martillos seguidores o martillos submarinos de corte.
Apoyo de los accesorios de pilote	Remachados, cementados o mecánicos
Instalación del pilote	Los accesorios del martillo y los pilotes pueden ser descendidos en forma independiente, con el martillo o en plantilla
Remoción del acoplamiento guía para la instalación del pilote.	A través de buzos o ROV para liberación rápida o corte de la conexión

*Tabla 4.2 Actividades de la instalación de plantillas [Komaromy, 1987]*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

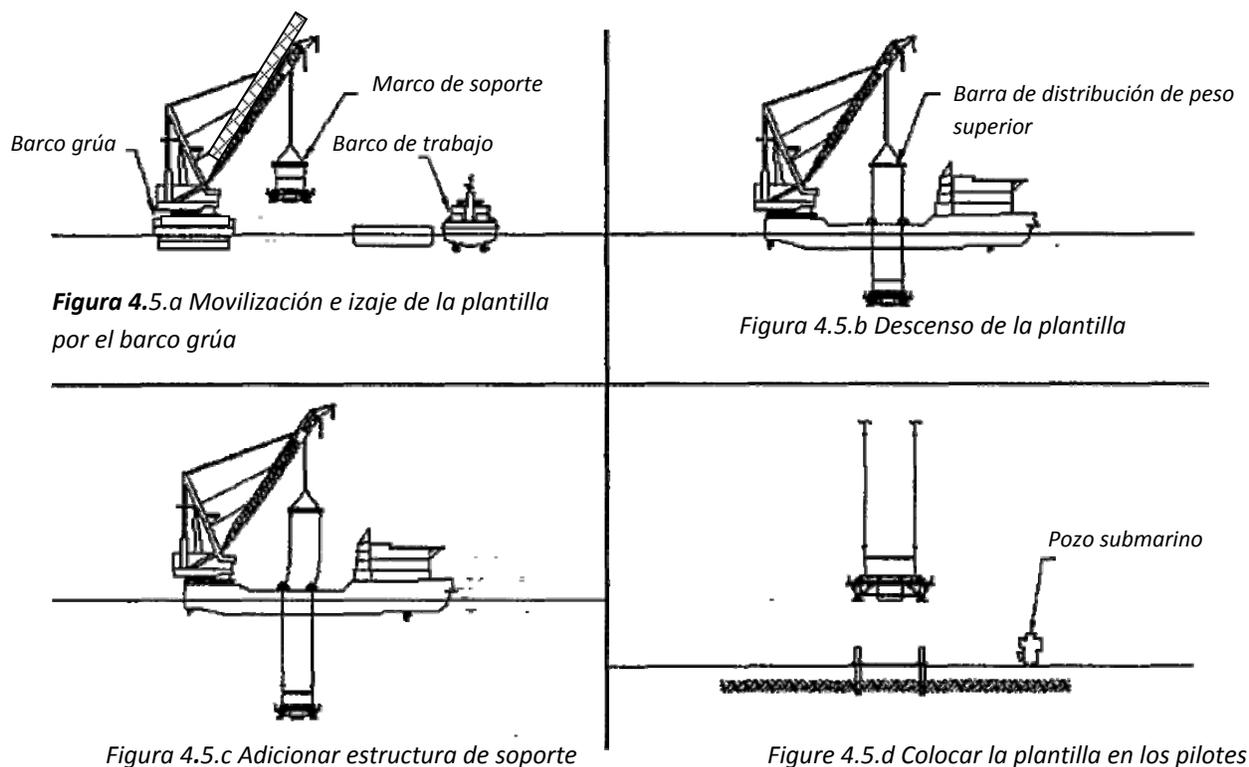


Figura 4.5 Instalación de una plantilla submarina por un barco grúa [Homer, 1993]

#### 4.1.3. Perforación y terminación de pozos.

Antes de tratar sobre la perforación y terminación se van a mencionar algunos detalles sobre el equipo utilizado para realizar estas actividades. Estas operaciones, en el caso de los sistemas submarinos se realizan desde las unidades móviles de perforación costa afuera. En el caso de aguas poco profundas, estas operaciones pueden ser realizadas por plataformas tipo jack up (véase la figura 4.6.a) y en aguas profundas es necesario el uso de plataformas semisumergibles (véase la figura 4.6.b) o buques perforadores (4.6.c).

Petromena ASA es un operador de unidades de perforación que emitió un memorando sobre la adquisición de uno de sus semisumergibles [Petromena, 2007], de donde es extraída la siguiente información en consideración de ser un buen resumen descriptivo de las características principales de cada unidad.

##### **Plataformas Jack-up**

Las plataformas Jack-up son plataformas de perforación móviles con sistemas autoelevadores en su parte inferior que son apoyados en tres puntos sobre el lecho marino.

Cuando la plataforma se pasa de un lugar a otro, sus sistemas de elevación se retraen en el agua hasta que flota, y puede ser remolcada por un buque remolcador o similar, o transportado por un

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

*buque de carga pesada y de transporte, hasta su próximo destino. Una unidad moderna normalmente tendrá la capacidad de mover su piso de perforación más allá de su propio casco (en cantilever), de modo que se pueden perforar múltiples pozos en mar abierto o sobre plataformas con pozos, sin re-posicionamiento de la plataforma. Los equipos Jack-up ultra premium han mejorado su capacidad operativa y puede trabajar en profundidades de agua mayor o igual a 300 pies.*

### **Las plataformas semi-sumergibles**

*Las plataformas semi-sumergibles son plataformas flotantes que cuentan con un sistema de lastre, que puede variar la parte sumergida del casco haciéndola adecuada para transporte, para una determinada operación y/o necesidades básicas de supervivencia (50 - 80 pies) cuando se están realizando las operaciones de perforación en una ubicación determinada. Aumentar la parte sumergida del casco reduce la exposición de la estructura a las condiciones del mar (olas, vientos y corrientes) y aumenta la estabilidad.*

*Las plataformas semi-sumergibles mantienen su posición por encima del cabezal del pozo ya sea por medio de sistemas de anclaje convencionales, compuestos por anclas y cadenas o cables, o por un sistema computarizado de posicionamiento dinámico, que combina sistemas localizadores locales y de propulsión con un sistema de navegación por satélite. Las capacidades de propulsión de las plataformas semisumergibles van desde no tener capacidad de propulsión autónoma o propulsión asistida (se requiere el uso de la nave de suministro o similar para el tránsito entre lugares de destino) hasta unidades automotrices que tienen la capacidad de trasladarse de forma independiente.*

### **Barcos perforadores**

*Los barcos perforadores son buques con mecanismos de propulsión autónomos, a menudo contruidos para la perforación en aguas profundas. Se basan en los cascos de buques convencionales, pero tienen ciertas modificaciones. Las operaciones de perforación se llevan a cabo a través de aberturas en el casco ("Moon pools"). Los buques de perforación normalmente tienen una mayor capacidad de carga que las plataformas semisumergibles y se adaptan bien a la perforación en alta mar en las zonas remotas, debido a su movilidad y capacidad de carga. Al igual que las plataformas semisumergibles, estos buques pueden ser equipados con sistemas de anclaje convencional o sistemas de Posicionamiento dinámico... [Petromena, Pp. 25-26, 2007]*

Las plataformas semisumergibles se clasifican en generaciones de acuerdo a su año de construcción o modificación y su capacidad para perforar en profundidades incrementales (ver figura 4.7).

- Primera generación: Antes de 1971
- Segunda generación: 1971-1980
- Tercera generación 1981-1984
- Cuarta generación: 1984-1998

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

- Quinta generación: 1998-2006
- Sexta generación a partir de 2006

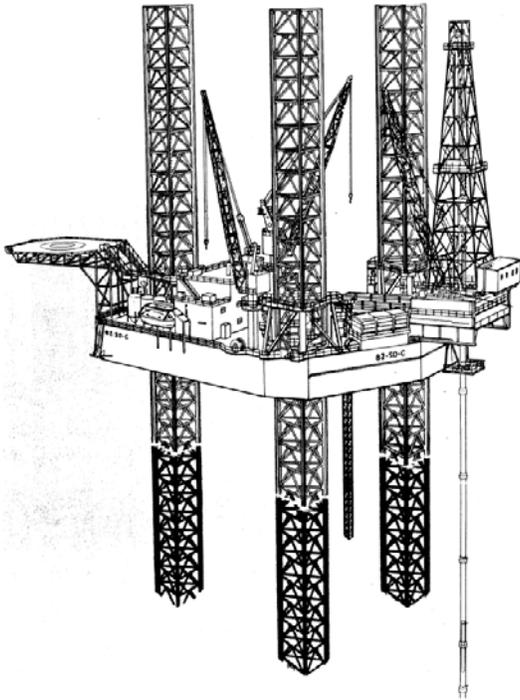


Figura 4.6.a Una unidad de perforación Jack up en Cantilever [Drilling Kingdom, 2009]



Figura 4.6.b La unidad semisumergible "Petrorig 1" [Petromena, 2007]



Figura 4.6.c Un barco perforador [Visual dictionary online, 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

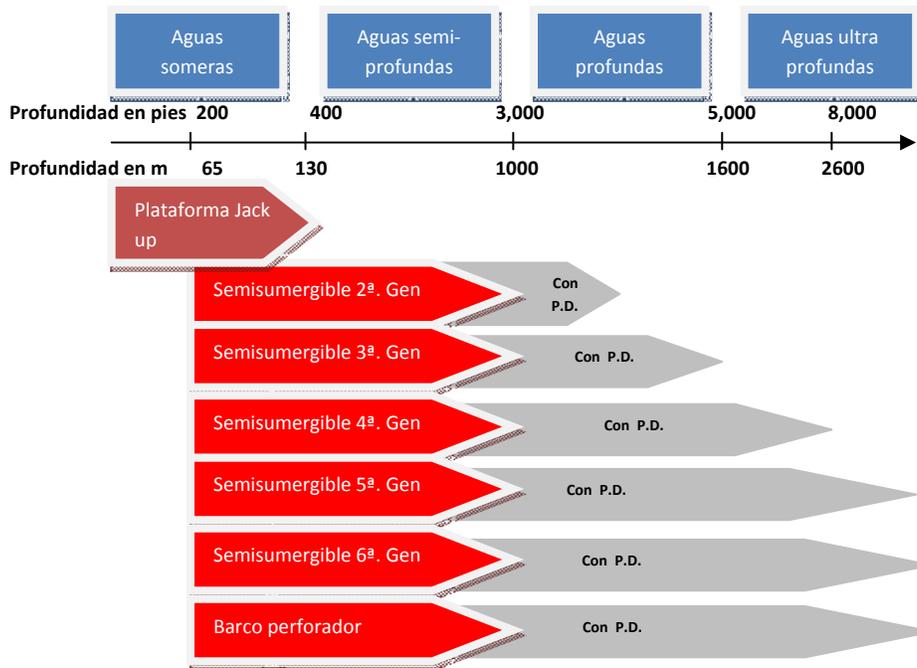


Figura 4.7: Principales categorías de unidades de perforación por profundidad de tirante de agua [Petromena, 2007]

La mayoría de los equipos de perforación que PEMEX tendrá disponibles para sus actividades de exploración en aguas profundas corresponden las clasificaciones de quinta o sexta generación, ver sección 2.6. y anexo B.

Las operaciones marinas al iniciar la perforación son las que tienen como fin el posicionamiento de las plataformas, Jack ups, semisumergibles o barcos perforadores de posicionamiento dinámico, después de ello se debe continuar con el anclaje.

Para este caso, es relevante tratar sobre el posicionamiento dinámico, debido a que las plataformas Jack ups no pueden ser utilizadas en profundidades de agua mayores a 150 m. La Wikipedia describe con buena precisión las principales características del posicionamiento dinámico (P.D.), [Wikipedia, 2009], las figuras 4.8 y 4.9 ilustran los conceptos.

**Posicionamiento dinámico (P.D.)** es un sistema controlado por computadora para mantener automáticamente la posición de una embarcación o plataforma usando sus propias hélices y propulsores. Los sensores de posición de referencia, junto con los sensores de viento, sensores de movimiento y giroscopios proporcionan a la computadora información relacionada con la posición del buque y la magnitud y la dirección de las fuerzas ambientales que le afectan.



“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

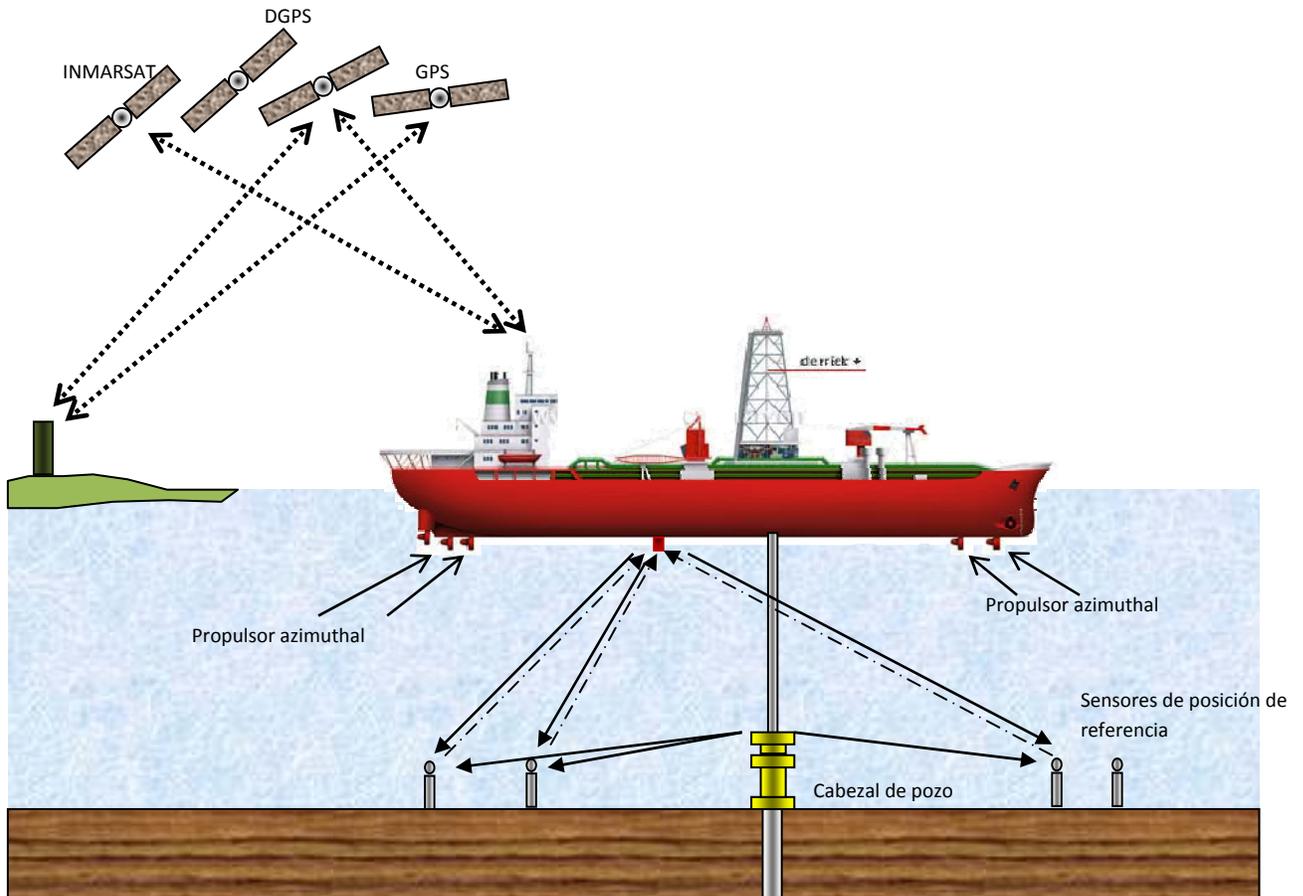


Figura 4.9: Elementos básicos de posicionamiento dinámico.

### Requisitos de las clases

De acuerdo a la OMI (International Maritime Organization) publicación de 645, las sociedades de clasificación han emitido normas para buques de posicionamiento dinámico descritos como Clase 1, Clase 2 y Clase 3.

*Equipos de Clase 1 no tienen redundancia: La pérdida de la posición puede ocurrir en el caso de un fallo único.*

*Equipos de Clase 2 tienen redundancia de manera que un solo fallo en un sistema activo no hará que el sistema falle: La pérdida de la posición no debe ocurrir por el fallo de solo un componente activo o sistemas, tales como generadores, hélice, cuadros de distribución, válvulas de control remoto, etc. Pero puede ocurrir después de fallo de un componente estático, como cables, tuberías, válvulas manuales, etc.*

*Equipos de clase 3, también tienen que soportar el fuego o una inundación en un compartimento cualquiera sin que el sistema falle: La pérdida de posición no debería ocurrir en fallos únicos*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

*incluidos una sección completamente quemada por fuego o inundación en compartimientos secundarios.*

Por otra parte, los sistemas de anclaje se utilizan ampliamente, no sólo en la perforación, sino también en buques de producción, instalación y de servicio.

Una serie de anclas se fijan en el fondo del mar, las anclas se ligan a cables, cadenas de acero o sogas o una combinación de ellos que están conectados a la unidad flotante.

Hay diferentes normas relacionadas con este aspecto de las operaciones marinas, abajo se muestra una lista de los ofrecidos por la compañía DNV.

- o DNV-OS-E301 Position Mooring (Octubre 2008),
- o DNV-OS-E302 Offshore Mooring Chain (Octubre 2008),
- o DNV-OS-E303 Offshore Mooring Fibre Ropes (Abril 2008),
- o DNV-OS-E304 Offshore Mooring Steel Wire Rope (Abril 2009),

El principio de la instalación de estos anclajes es más o menos el mismo para unidades grandes en alta mar. Las series del Petroleum Open Learning describe las actividades de instalación de las anclas en unidades de perforación [POL, 1, pp 6.5.-6,7, 2002].

*Botes de trabajo para anclaje utilizan un rodillo en su popa y dos winches capaces de mantener la longitud requerida de la línea de amarre.*

*1. La grúa de la embarcación a anclar pasa el ancla al barco de trabajo, se conecta una línea de amarre, ver figura 4.10 a.*

*2. Con el ancla suspendida sobre el rodillo de popa, el barco de trabajo se mueve hacia fuera hasta el punto de descenso del ancla. Durante este tiempo, la línea de amarre que se adjunta al ancla se extiende fuera de los winches de amarre en la plataforma de perforación, como se muestra en la figura 4.10 b.*

*3. En la distancia requerida de la plataforma, el ancla se baja al fondo del mar con la línea de amarre. Figura 4.10 c.*

*4. La plataforma es sujeta en tensión con la línea de amarre del anclaje en el lecho del mar. El barco funciona, entonces sujeta una boya de señalización de la línea de amarre y la deja flotando en la superficie del mar. Figura 4.10 d*

Las configuraciones de los patrones de anclaje se pueden clasificar en diferentes tipos de acuerdo a su forma. En aguas profundas de hasta 1000 m, el sistema de amarre se hace en una catenaria de líneas de cadena y / o cable (Figura 4.11.a). Para la exploración y la producción a más de 1000 m, el peso de la línea de amarre es un factor limitante en el diseño del anclaje. Para superar este problema se han concebido soluciones nuevas que consisten en cuerdas sintéticas en la línea de amarre (menos peso) a tensión (taut leg) como sistema de amarre (Figura 4.11.b) [Ruinen, 2003].

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

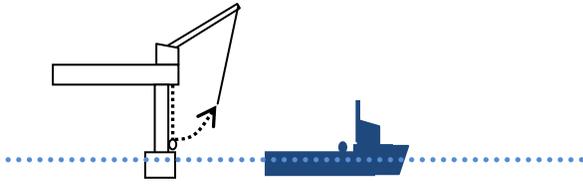


Figura 4.10 a.

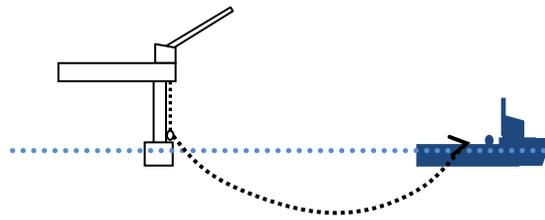


Figura 4.10 b.

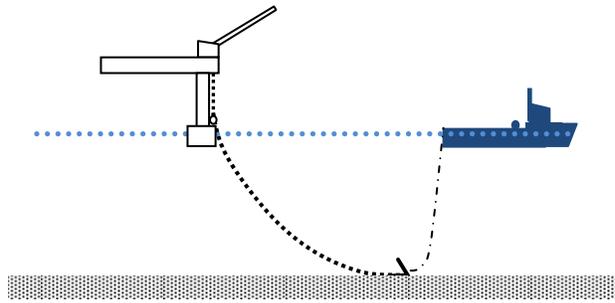


Figura 4.10 c.

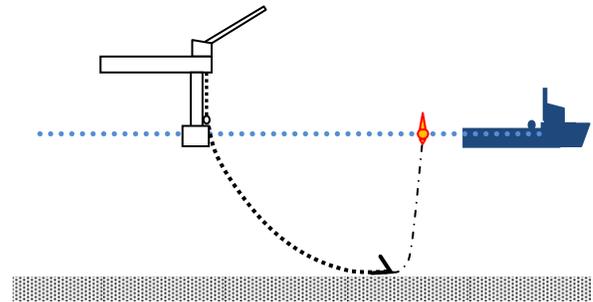


Figura 4.10 d.

Una vez que la plataforma de perforación está colocada y fijada correctamente en la ubicación del activo, se llevan a cabo una serie de operaciones de perforación, a continuación se muestra una lista de ejemplo para un campo de aguas profundas con una plantilla de pozos múltiples la cual es mostrada por Nergaard en su clase de sistemas de producción submarinos [Nergaard, 2009].

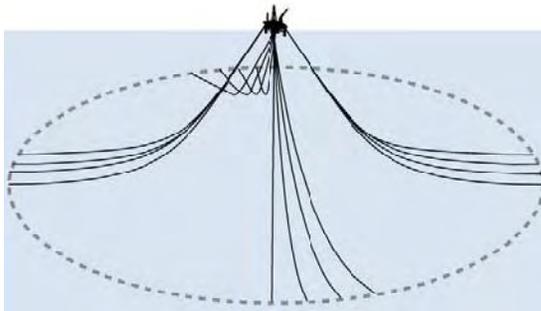


Figura 4.11.a Sistema de anclaje en catenaria

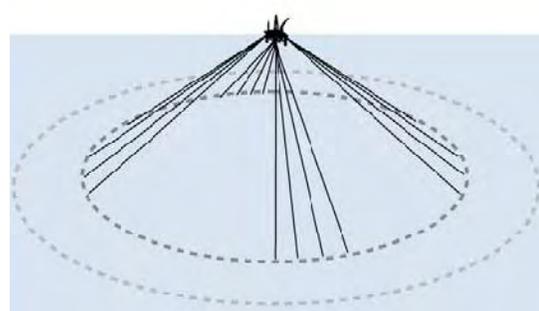


Figura 4.11.b. Sistema de anclaje Taut leg

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Estas operaciones requieren el uso del preventor de fugas (BOP) y árboles de válvulas sobre la plantilla de perforación, por el peso de arrastre de estos componentes (considerar alrededor de 250 toneladas y 40 toneladas de peso respectivamente) estas operaciones se consideran importantes operaciones marinas.

1. Perforar un agujero piloto de 30" a 36 ", 120 m debajo del lecho marino, 4.12.a.
2. Posicionar, colocar y cementar la sarta de conducción (30 "), figura 4.12.b.
3. Perforar un agujero de 24 " aproximadamente 500 metros y posicionar la tubería de superficie de 20 ", figura 4.12.c.
4. Posicionar, colocar y cementar la sarta de 20", figura 4.12.d.
5. Posicionar el Preventor (BOP), figura 4.12.e.
6. Colocar el preventor, perforar y completar el pozo No.1 y pasar al pozo No.2, figura 4.12.f.
7. Posicionar el Preventor (BOP) en el pozo No. 2 e instalar el árbol de válvulas en el pozo No. 1. Figura 4.12.g.



Figura 4.12.a



Figura 4.12.b

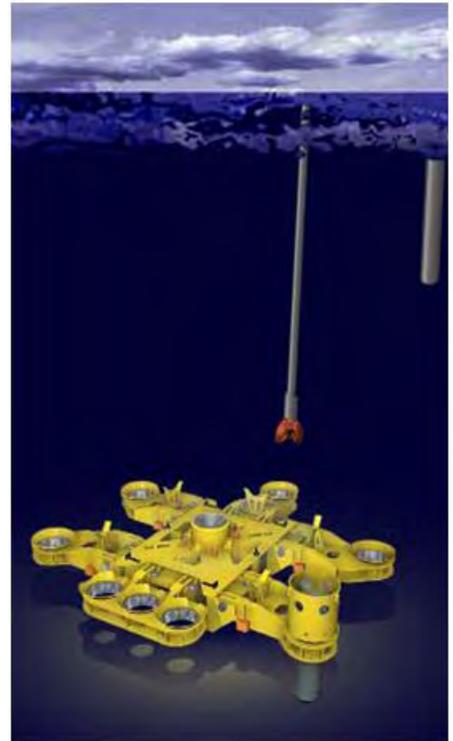


Figura 4.12.c

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

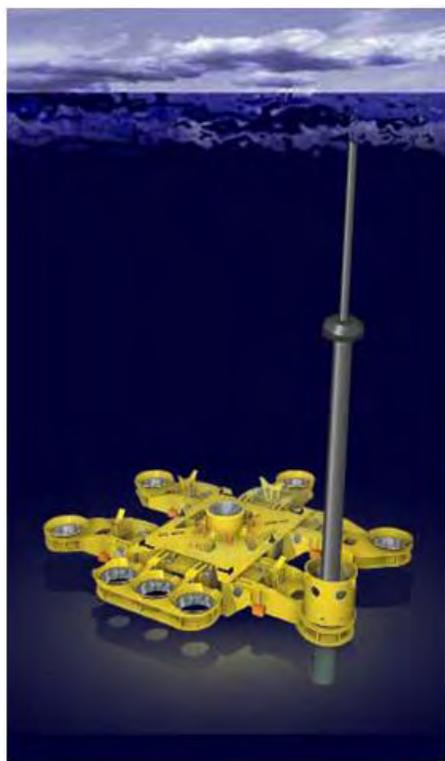


Figura 4.12.d

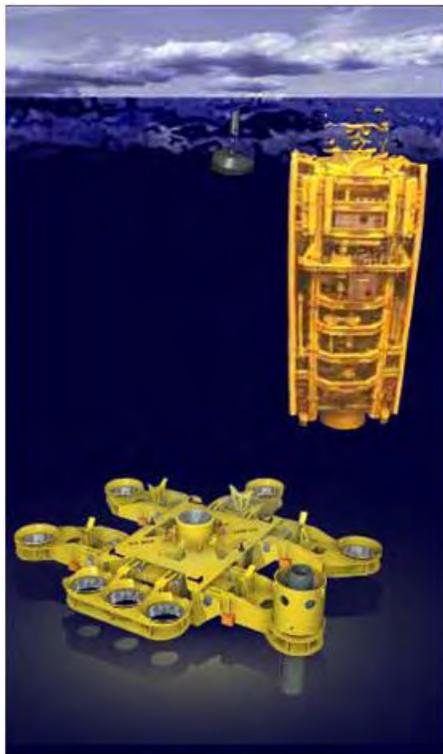


Figura 4.12 e



Figura 4.12f



Figura 4.12.g

#### 4.1.4 Instalación del distribuidor de flujo central.

Operaciones marinas similares a las usadas para instalar plantillas multipozos (Ver, 4.1.2.).

#### 4.1.5 Instalación de líneas de flujo y umbilicales.

Un buen resumen de cómo instalar y conectar las líneas de flujo y umbilicales está disponible en el apéndice A, Secciones A.9.2 y A.9.3 de la norma internacional ISO 13628-1 “Design and operation of subsea production systems” (Diseño y operación de sistemas de producción submarinos).

##### A.9.2 Configuraciones y técnicas de la instalación de líneas de flujo y umbilicales.

###### A.9.2.1 General

*Hay muchos factores que deben tenerse en cuenta en el diseño de las líneas de flujo y umbilicales para un sistema de producción submarinos. La combinación de requisitos de diseño a través del ciclo de vida, las opciones de instalación y el costo de mantenimiento se traducirán en la selección de una configuración seleccionada y la técnica de instalación, los factores básicos se describen a continuación.*

###### A.9.2.2 Líneas de flujo individuales

*Las líneas de flujo individual pueden ser instaladas utilizando S-Lay, J-Lay, carretes (incluyendo tubería dentro de tubería) y/o técnicas de remolque de la siguiente manera:*

###### - S-Lay;

*La línea de flujo está posicionada horizontal o casi horizontalmente sobre el buque y se baja al fondo del mar en una alargada forma de "S", mientras el barco se mueve hacia adelante.*

###### - J-Lay;

*La línea de flujo se posiciona vertical o casi vertical sobre las salientes del buque y se baja hacia el fondo marino en posición casi vertical. De esta manera se elimina la región redoblada del S-Lay en las tuberías en catenaria.*

###### - Reel (Carrete);

*La línea de flujo está colocada íntegramente en un carrete. La línea se transporta a la ubicación deseada y se desenrolla en el fondo marino. El eje de la bobina puede ser vertical u horizontal.*

###### - Remolque.

*La línea de flujo es ensamblada en tierra o costa afuera en un ambiente suave para luego remolcarla a su ubicación final, donde su flotabilidad se ajusta por debajo de la línea del fondo marino y crea mayor estabilidad de fondo.*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

*Hay varias versiones del método de remolque, incluyendo el remolque cercano a la superficie remolque de profundidad controlada, remolque cercano al fondo y remolque de fondo. Los métodos de remolque difieren principalmente en los requisitos de control de flotabilidad y en su sensibilidad a las cargas ambientales durante la instalación. Todas estas técnicas tienen límites con respecto al diámetro de las líneas que pueden ser fabricadas e instaladas. El método de carrete y remolque también tiene algunas restricciones con respecto a la longitud de la línea que puede ser fabricada e instalada en una sola vez o por una sola unidad.*

*El fin de una línea de flujo en un carrete puede instalarse usando el tubo en J o en L, sin embargo la mayoría de que las otras técnicas se basan en la utilización de bobinas / jumpers en el extremo de la instalación.*

*En el caso de un sistema submarino a un SPF, el extremo de un tubo rígido o tubo flexible individualmente puede ser suspendido en el SPF para formar un riser, como se describe en A.10.3.*

*Las diferentes opciones de conexión para la instalación de los extremos de las líneas de flujo individuales se describen en detalle en A.9.9.*

#### A.9.2.3 Racimos

*Un pequeño número de líneas de flujo y / o umbilicales pueden ser atados juntos durante las operaciones de instalación para formar un racimo en el fondo marino. Si bien esta configuración puede tener algunas ventajas por ejemplo en términos de estabilidad en la parte inferior de las líneas, los beneficios son algo limitadas, ya que cada línea esta al menos parcialmente, diseñada sobre una base independiente ... [ISO-13628-1, Pp. 131-132, 2005].*

#### A.9.3 Conexión de extremos de Líneas de flujo y umbilicales

##### A.9.3.1 General

*Para que una línea de flujo o umbilical cumpla su función prevista, es necesario conectarlo a los equipos instalados en la superficie o en de manera submarina. Existe una amplia variedad de técnicas para realizar esta tarea, que van desde la instalación, por buzos o ROVs, de jumpers flexibles a las terminales de una línea de flujo hasta atraer un umbilical con múltiples núcleos a través de un tubo de J-preinstalado en una plataforma de producción. Para la conexión de las líneas de flujo y umbilicales de equipos de superficie y submarinos, los pasos básicos involucrados en el proceso son los siguientes:*

*- Atraer las dos mitades del conector para que las caras están alineados y en cerrada cercanía (de forma alternativa, la brecha entre las dos mitades de la conexión pueden ser cruzadas por un trozo corto adicional de línea marina conocido como un jumper o spool);*

*- Conexión de las dos mitades del conector;*

*- Pruebas de la conexión completa, para confirmar que se ha hecho con éxito la conexión. ... [ISO-13628-1, p.p. 133-134, 2005].*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

#### 4.1.6 Instalación de ductos y terminales de ductos 2 x 8”.

Los ductos pueden ser instalados en al menos 4 métodos diferentes, tendido en J, tendido en S, tendido de carrete y tendido Normal (remolque de ductos), entre ellos el más adecuado para la profundidad del campo Lakach sería un tendido en J con flexibilidad utilizar un sistema de tendido en S también debido al cambio de profundidad a lo largo de la ruta (Ver figura 3.2). Una descripción de las ventajas y desventajas del tendido en J es dada por Nogueira y [Nogueira, Pp. 931, 2005].

##### **Ventajas**

- El más conveniente para instalación de ductos en aguas profundas.
- Adecuado para todos los diámetros.
- Menor tensión de fondo de todos los métodos mencionados, lo que conduce a un menor radio de curvatura y permite una mayor flexibilidad para el diseño de la ruta. Esto puede ser importante en las zonas congestionadas.
- Típicamente puede manejar accesorios en línea con relativa facilidad en su instalación en el fondo del mar, pero dentro de los limitantes de la torre de tendido en J.

##### **Desventajas**

- Algunos buques requieren el uso de collares cuando instalan la tubería en J.
- Si se requiere la instalación de ductos en agua somera en la misma ruta, la torre de tendido en J debe ser reducida a un ángulo de menor inclinación. En función de la profundidad del agua, incluso entonces, puede no ser viable un tendido en J en la parte menos profunda con un buque determinado. En ese caso un barco con capacidad de instalación doble puede ser necesario (Tendido en J y tendido en S). Como es el caso del proyecto Canyon Express.

Un PLET (PipeLine End Termination o terminal de ducto), es un elemento estructural de transporte en los oleoductos submarinos, como se indica en su nombre se encuentra en el extremo del ducto y es transportado por un buque de instalación para luego ser bajado y colocado en el fondo del mar. Antaki documentó la instalación de Plets en el proyecto Neptuno en 2008, a continuación se presenta un extracto de su trabajo, que explicará el procedimiento de instalación de un PLET.

##### ***Instalación del PLET***

*... Aunque la instalación del PLET en modo S-es muy factible, los PLETS para el proyecto Neptuno fueron diseñados para ser instalados utilizando un método de instalación en J. La siguiente sección describe el procedimiento estándar de instalación en J en modo solitario...*

*Modo de instalación normal en J del PLET.*

*El punto de partida de esta operación es que los ductos se hayan instalado en el lecho marino (en S) con un cabezal (temporal) de tendido (véase la Figura 4.13).*

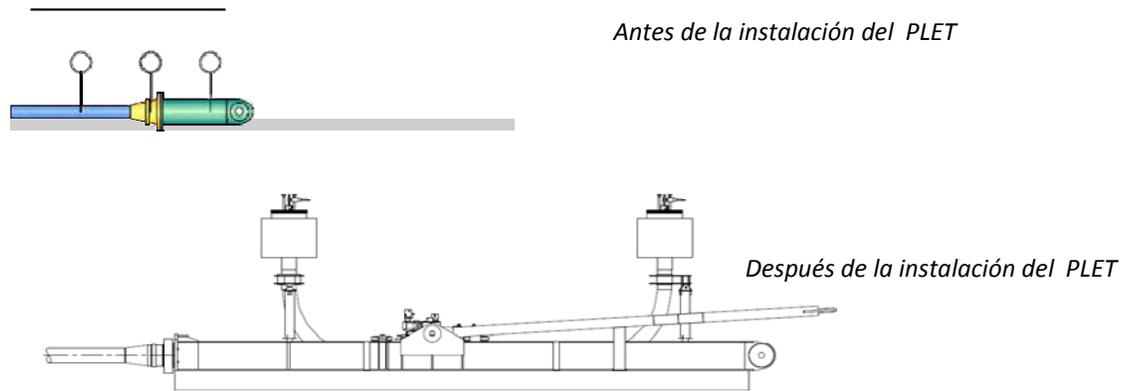


Figura 4.13: Esquema de tendido antes y después de la instalación del PLET en el lecho marino.

En general, en una instalación de PLET en modo normal “J” se pueden distinguir los siguientes pasos:

#### 1. Modo de recuperación de tuberías en “J”

Antes del inicio de la operación, el PLET ha sido transportado y descargado en un barco de suministro donde se almacena en la cubierta principal en las proximidades de la grúa especial de 300 toneladas (SPC). El cable de abandono y la recuperación (A & R), colocado sobre de una polea en el bastidor del barco de suministro, desciende hasta el ducto de recuperación en los fondos marinos y es enganchado, esta operación es asistida por un vehículo de control remoto (ROV). El barco de suministro entonces se mueve a una posición de espera mientras el ducto es recuperado en la superficie y colgado en el bastidor del barco de suministro (Ver figura 4.14).

#### 2. Instalación de la terminal del ducto (PLET).

Una vez removido el cabezal temporal de tendido, el extremo del ducto es preparado para la instalación de la terminal del ducto. La SPC es utilizada para inclinar la terminal utilizando un izaje a dos puntos. La terminal es entonces puesta en horizontal bajando uno de los puntos de apoyo mientras el otro soporta la carga principal. La configuración para el descenso de la terminal es tal que el ángulo de pendiente de la terminal sea igual al ángulo de suspensión de la grúa. La figura 4.15 ilustra la inclinación al final de esta operación.

Antes del descenso del PLET se realizan revisiones para asegurar una conexión estructural entre el ducto y el PLET. Entonces el PLET es soldado al ducto y la soldadura es nuevamente revisada antes de que se aplique el revestimiento de protección.

#### 3. Descenso del PLET

El PLET es levantado del bastidor y posicionado en línea. Una vez posicionado el SPC descenderá el ensamblaje del ducto y el PLET hasta que la tensión del SPC sea transferida al cable A&R, como se

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

ilustra en la figura 4.16. De este punto en adelante el winche del cable A&R bajara el PLET al lecho marino.

El PLET es estabilizado durante su descenso para asegurar que la posición en el lecho marino sea la efectivamente deseada dentro de las tolerancias de instalación. Una vez confirmado que esta posición y en el sitio, el cable A&R es desconectado [Antaki, P.p. 5-6, 2008]

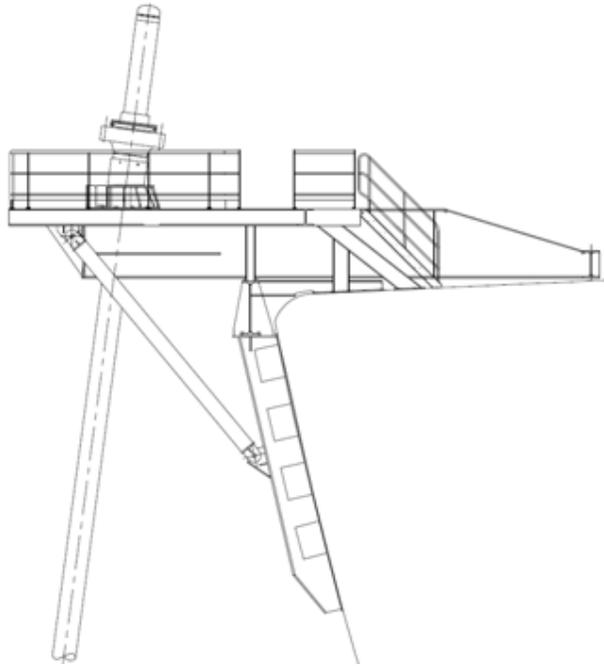


Figura 4.14: Colgado del ducto en el bastidor del SPC

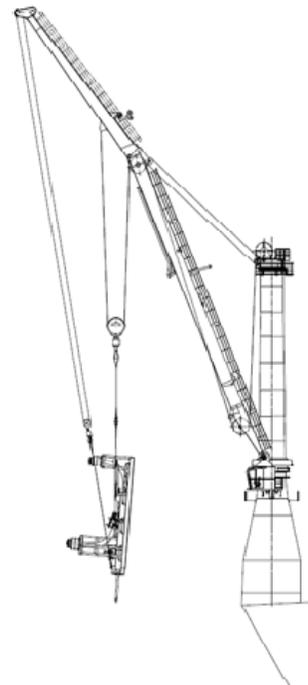


Figura 4.15: Inclinación del PLET con el SPC

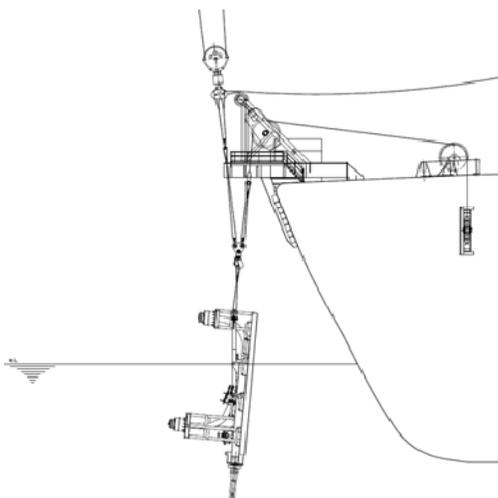


Figura 4.16: Descenso del PLET

#### 4.1.7 Reparación y mantenimiento de pozos.

Nergaard [Nergaard, 2009] da una definición de los dos términos y explica su propósito como:

**Reparación (Workover):** El término es usado para indicar una renovación completa del pozo. Esta se refleja en un cambio del equipo de producción en el pozo (tubería de producción, etc) incluyendo el mismo árbol de válvulas. Esto implica el uso de un equipo de perforación con un preventor de fugas y un riser marino. Significa que se tiene que aplicar la misma capacidad que se utiliza en la terminación de pozos. Una reparación completa puede también implicar una re terminación del pozo. Utilizar la misma capacidad de terminación ofrece la capacidad completa de reperforar, crear otras ramas en el pozo y re completar. En algunos casos la capacidad completa de los equipos de reparación es referida como intervenciones categoría C o Intervenciones pesadas de pozo.

**El mantenimiento (Well intervention):** Este término es usado comúnmente para las intervenciones verticales que se realizan a lo largo de la vida productiva de los pozos, por ejemplo luego de una terminación inicial. El termino es comúnmente usado para intervenciones ligeras, aquellas que implican que las operaciones se realicen dentro y a través de los arboles de válvulas y la tubería de producción.

Estas intervenciones se categorizan en:

**Intervención Categoría B:** intervenciones medias, con risers de perforación pequeños.

**Intervención Categoría A:** Intervención ligera de pozos (LWI), a través de operaciones de línea de acero.

El propósito de las intervenciones o mantenimientos es incrementar la tasa de recuperación y también, cuando es requerido:

- Inspeccionar el estado del pozo y reunir datos.
- Cambiar estatus de operación ( abrir o cerrar zonas en pozos inteligentes)
- Reparaciones
- Mediciones de estimulación de producción.

#### 4.1.8 Abandono

Al final de la vida productiva de un campo, las instalaciones deben ser decomisionadas y abandonadas de acuerdo a los requerimientos ambientales del país en el que estén instaladas y otras leyes internacionales aplicables.

El sitio debe de ser restaurado a una condición que minimice los impactos ambientales, permita reinstalar industrias alternativas en el área y la navegación a través de ella.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

- Las instalaciones flotantes deben ser removidas.
- La infraestructura submarina debe ser retirada o enterrada después de su limpieza.

## 4.2 OPERACIONES MARINAS PARA UNA PLATAFORMA SPAR.

El SPAR es una estructura flotante que típicamente involucra complejas operaciones marinas, Reeg provee una revisión del proceso de instalación del casco del SPAR que es reproducida a continuación.

*La instalación es realizada en etapas similares a otros sistemas de producción de aguas profundas, donde un componente es instalado mientras otro está siendo fabricado. Los programas de instalación dependen en gran medida del estatus de terminación del casco y los equipos de cubierta.*

*A continuación se listan el orden de los eventos para una instalación típica del SPAR:*

- *Pre-perforación de pozos (Desde un barco perforador)*
- *Tendido de ductos de exportación.*
- *Pre evaluación del sitio, emplazamiento del conjunto de sensores de posición; colocación de boyas objetivo para los pilotes.*
- *Colocación de los pilotes y las líneas de anclaje*
- *Posicionamiento y orientación del casco*
- *Colocación temporal de la cubierta de trabajo*
- *Conexión de las líneas de anclaje y los ductos de exportación.*
- *Pretensión de las líneas de anclaje*
- *Balastraje del casco y remoción de la cubierta de trabajo temporal*
- *Entrega de los equipos de cubierta, instalación e integración*
- *Instalación del compartimento de flotación*

*Previo a la entrega del casco en el sitio de instalación, una unidad de perforación puede pre perforar uno o más pozos (Ver figura 4.17).*

*Durante este tiempo, se tienden los ductos de exportación que llevarán la producción a otra plataforma o instalación en tierra.*

*Se realiza una pre-evaluación del sitio, la cual incluye lo siguiente: arreglo de sensores de posición en el lecho marino para la instalación de los sistemas de anclaje, remoción de obstáculos identificados, colocación de boyas objetivo para los pilotes, y una evaluación final del area de tendido de anclajes.*

*Una vez en posición una barcaza instala los pilotes y el sistema de anclaje. La instalación de los pilotes de anclaje es realizada utilizando un sistema de descenso montado en la cubierta diseñado para instalaciones en aguas profundas y un martillo hidráulico submarino con fuente de poder independiente. Los vehículos operados remotamente (ROV's) monitorean el martillo y el umbilical mientras el pilote es descendido y fijado en el lecho marino.*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

---

*En conjunto con la instalación de los pilotes, el sistema de anclaje es suspendido y temporalmente abandonado. Un winche para el despliegue del cable con carretes específicamente diseñado para este tipo de trabajo se usa para cada cable. Un ROV monitorea la trayectoria del tendido del cable conforme la barcaza sigue una ruta determinada hasta que alcanza la terminación del cable en el carrete de despliegue. Al final de la línea de anclaje se conecta o abandona la línea y se marca para su uso posterior cuando se conecte al sistema de anclaje del casco.*

*Hasta el momento, todos los cascos de SPAR instalados en el Golfo de México han sido fabricados en Finlandia. Una vez completado el caso, es enviado a la zona de instalación en un barco de alta capacidad tal como el Mighty Servant III (Ver figura 4.18).*

*Debido a su tamaño y longitud el casco del SPAR usualmente se divide en dos partes secciones (Los cascos de NANSEN/BOMVANG fueron entregados en una sola sección). Una vez que el casco arriba a una instalación en la costa las secciones se conectan utilizando una técnica de conexión en aguas someras que facilita el manejo y posicionamiento y elimina la necesidad de equipos especiales. El casco está en ese momento listo para su entrega en el sitio de producción.*

*Dependiendo de la proximidad de la localización del patio de construcción al destino final, se pueden usar primero remolques (Tug en inglés) más pequeños (2,000 a 4,000 hp) para maniobrar con el casco hacia aguas profundas, y luego los remolques más grandes (7,000 hp) transportan el SPAR a su destino final (Ver figura 4.19).*

*Un barco grúa y un buque para bombeo están en espera del arribo del casco al sitio. El barco grúa y el bote se posicionan en los extremos del casco, mientras la barcaza mantiene la posición del casco, el buque de bombeo llena el tanque de balastro e inunda el compartimento central. De esta manera el casco es llenado en menos de dos minutos.*

*Después, el barco grúa posiciona una cubierta de trabajo temporal sobre el caso. Las tareas realizadas por medio de dicha cubierta temporal son enganches y levantamientos básicos, conexiones de la línea de anclaje, instalación de risers etc. (Ver figura 4.20).*

*El casco es puesto en posición por un remolque y un sistema de posicionamiento adicional. Luego, el sistema de anclaje es conectado al casco. Luego de esto, las líneas de anclaje son pretensionadas (Figura 4.21).*

*Luego el casco es balastrado para preparar la instalación de los equipos de cubierta y remover la cubierta de trabajo temporal. Los equipos de cubierta son transportados costa afuera en una barcaza de materiales y puestos en posición por la grúa de la barcaza. Una característica importante es que el barco grúa pueda realizar los levantamientos en modo de posicionamiento dinámico.*

*Los equipos de cubierta consisten de instalaciones de producción, equipos de perforación, habitacionales y cubiertas de materiales. Las instalaciones de diferentes estructuras tales como, pasillos, escaleras y cubiertas de aterrizaje también son puestas en posición por el barco grúa. Las últimas piezas de equipo que son instaladas son los compartimentos de flotación y sus contenedores asociados. Los compartimentos son simplemente levantados de la barca de*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

suministros y colocado en su lugar dentro de las ranuras para posicionamiento en el cuerpo central (Ver figura 4.22).

Siguiente, los contenedores son incrustados en los compartimentos. Para preparar la instalación de los risers los compartimentos son balastrados hasta que los contenedores están al nivel de la cubierta de producción. (Ver figura 4.23) [Reeg, P.p. 26-27, 2000]

Un cronograma de la instalación del SPAR Nansen se reproduce en el cronograma 4.1.

Nombre de la tarea	2001						
	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Instalación del sistema de anclaje</b>							
Mobilización y preparación del buque DB50							
Intalación de las líneas de anclaje del Nansen							
<b>Instalación del casco</b>							
Mobilización y preparación del buque DB50							
Levantamiento del casco							
Preparación del campo para conexión con el sistema de anclaje							
Conexión a nueve líneas de anclaje							
Instalación del balastro fijo							
Remoción de la cubierta de trabajo temporal							
<b>Instalación de la cubierta</b>							
Preparación del buque DB50 y el DB101 para el levantamiento de la cubierta							
Sumersión de las balsas y preparación para el levantamiento							
Levantamiento de la cubierta y colocación en el casco del spar.							
Demovilización del buque DB101							
<b>Instalación del compartimento de flotación</b>							
Preparación de la instalación del sistema de flotación							
Instalación de los sistemas de flotación de 9 risers de tensión superior							
Instalación de sistemas de anclaje del barco de abastecimiento							
Demovilización del buque DB50							

Cronograma 4.1: Proyecto de Instalación de Nansen [Beattie, P.p. 10, 2002]

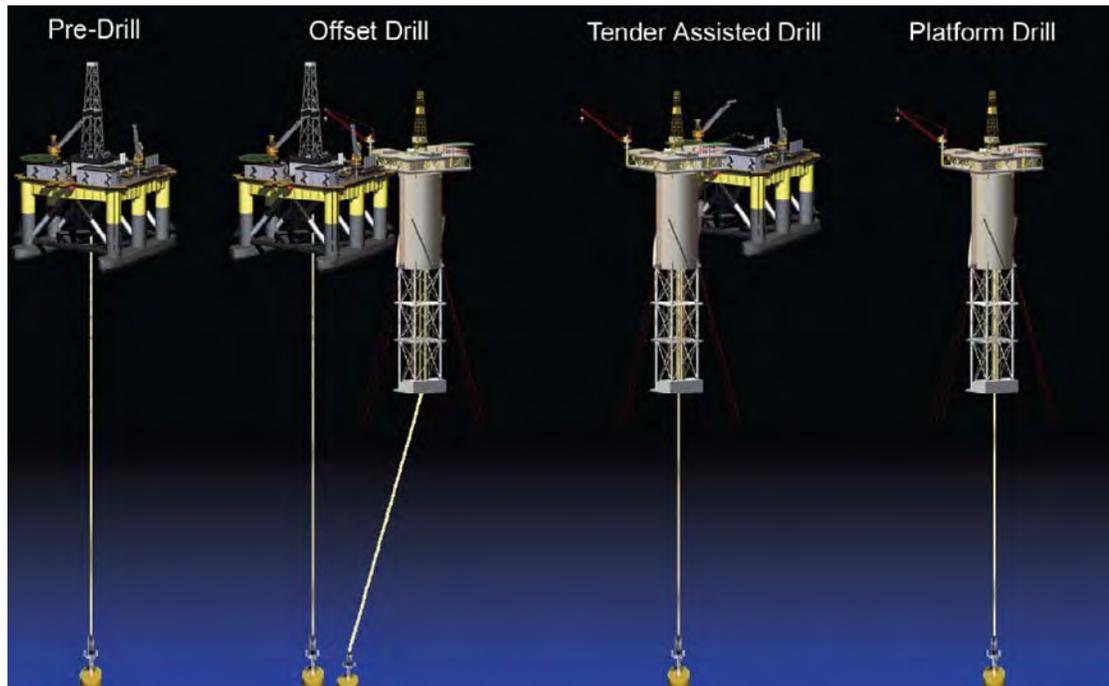


Figura 4.17: Opciones de perforación con el SPAR [Wilhoit, 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

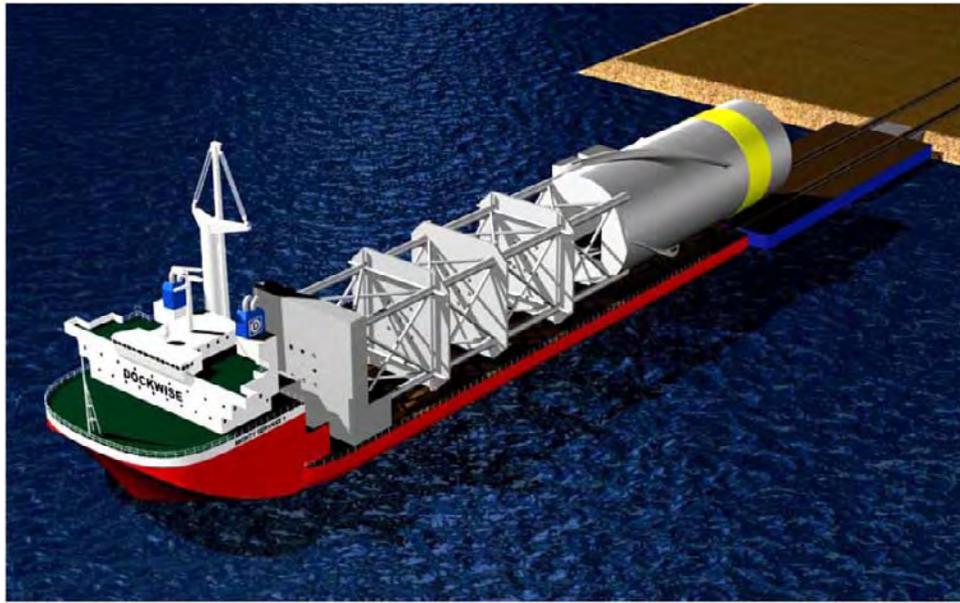


Figura 4.18: Transporte del SPAR a través de largas distancias [Beattie, P.p. 11, 2002]

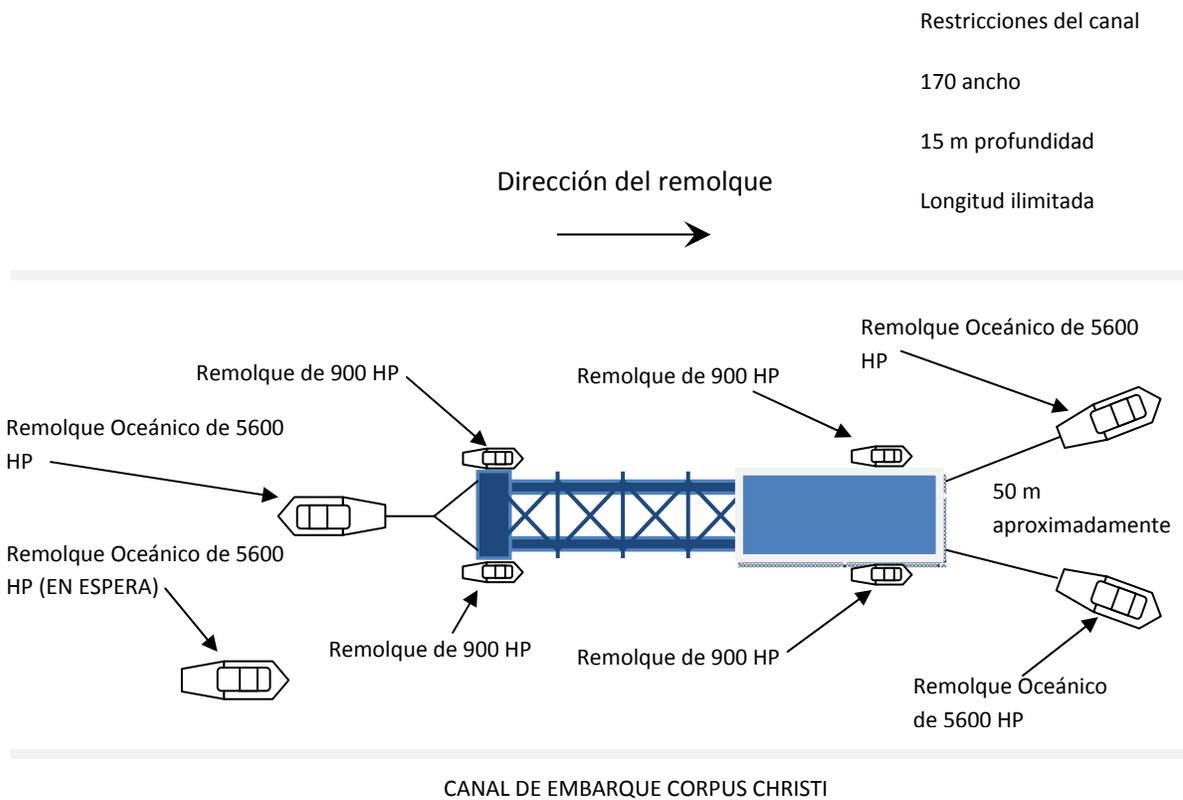


Figura 4.19: Remolque del casco del SPAR en configuración en mojado, basado en [Beattie, P.p. 13, 2002]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

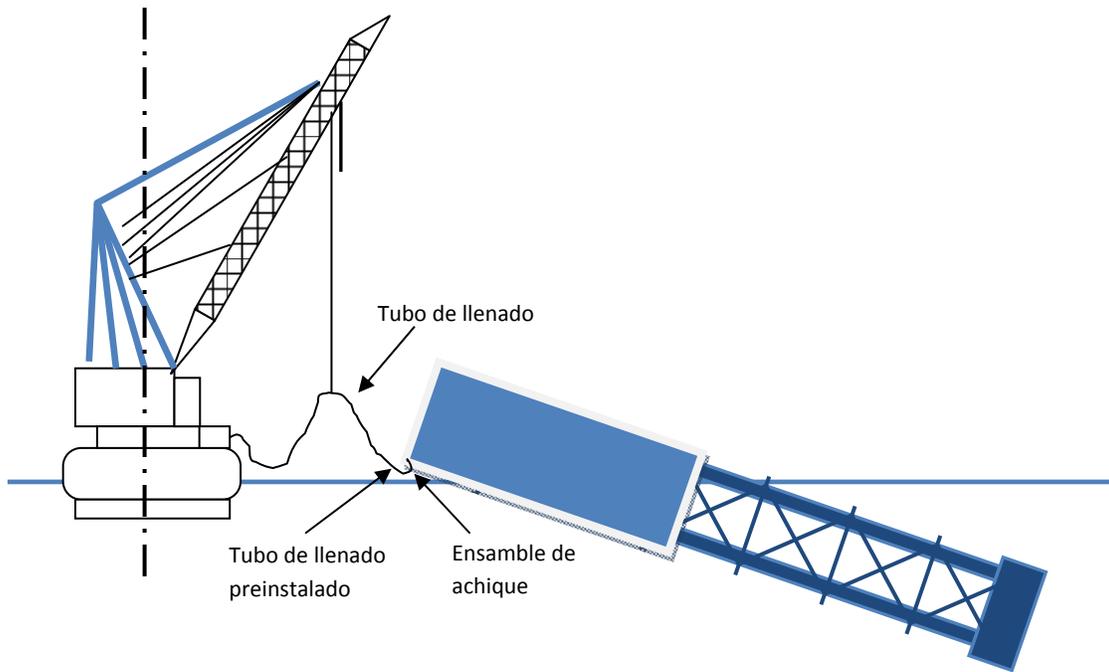


Figura 4.20: Operaciones de inundación del casco duro del SPAR [Beattie, P.p. 13, 2002]

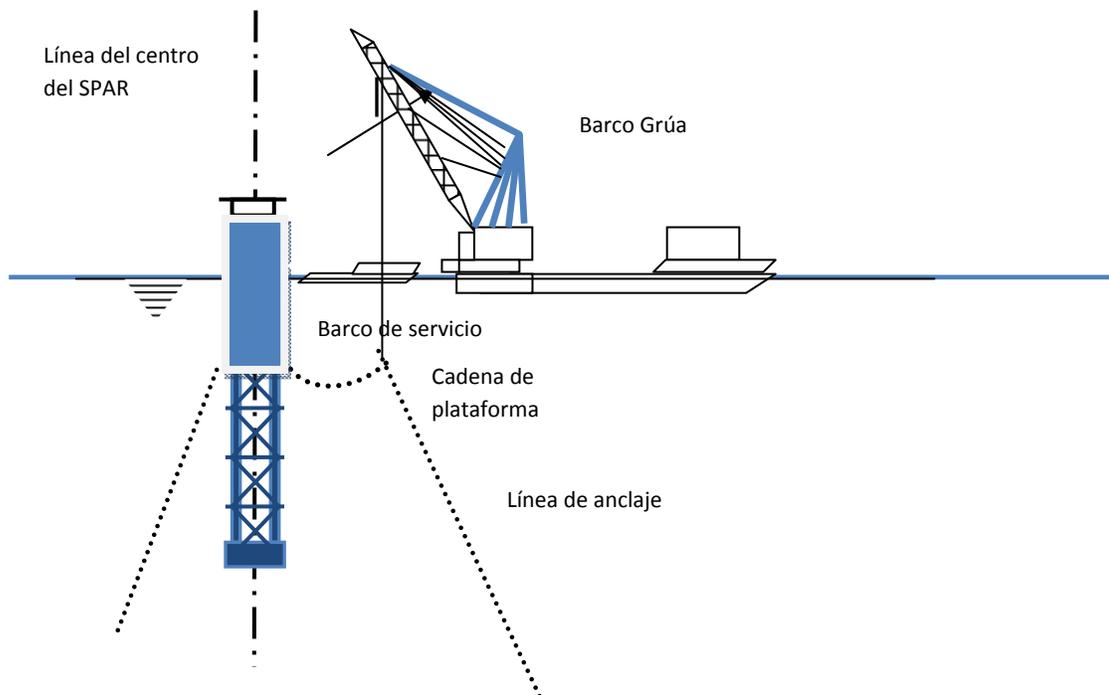


Figura 4.21: Instalación de las líneas de anclaje del SPAR, basado en [Beattie, P.p. 14, 2002]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

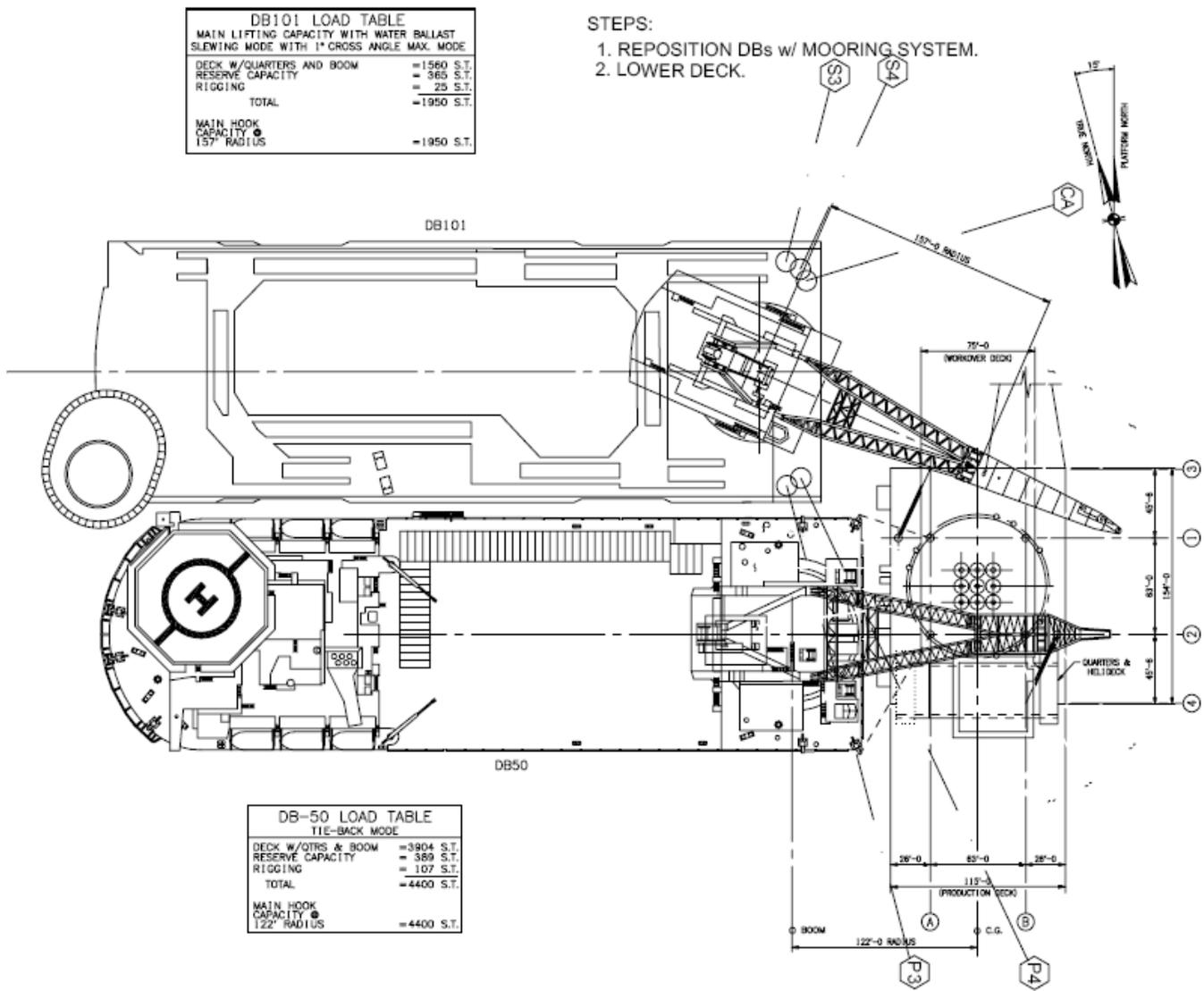


Figura 4.22: Instalación de los equipos de cubierta [Beattie, P.p. 15, 2002]

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

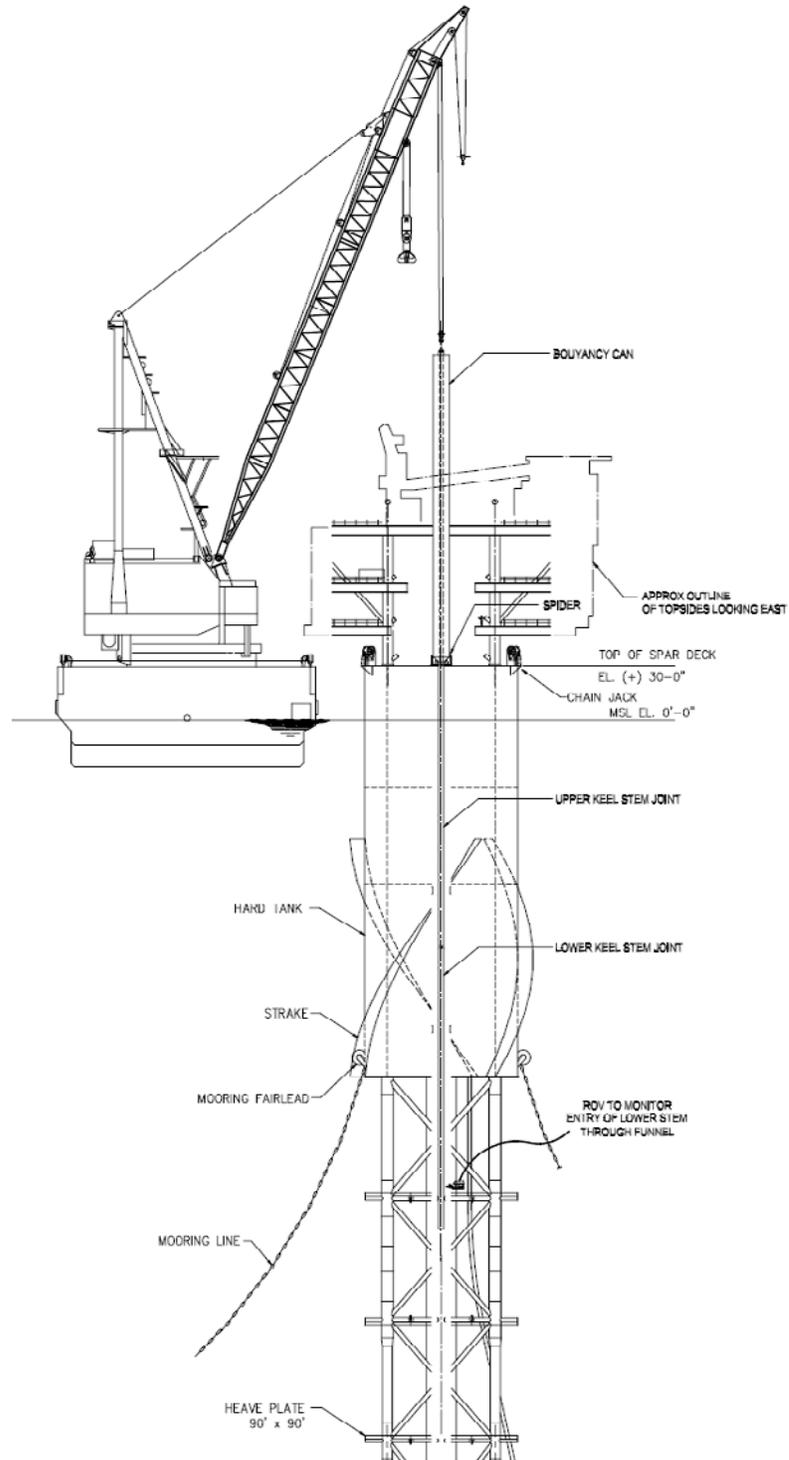


Figura 4.23: Instalación de los compartimentos de flotación [Beattie, P.p. 15, 2002]