

9  
250



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION,  
UN NUEVO ENFOQUE EN LA EXPLOTACION  
DE POZOS COSTAFUERA**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N :

LUCIA ELENA GARCIA ORTEGA

MARCO ANTONIO GARCIA ORTEGA



MEXICO, D. F.

1993

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



## **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 está 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.

# **SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION, UN NUEVO ENFOQUE EN LA EXPLOTACION DE POZOS COSTAFUERA**

---

## INDICE

INTRODUCCION	1
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>ASPECTOS ECONOMICOS EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION TEMPRANA EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	
1.1 Producción Temprana y Sistemas de Prueba para Aguas Profundas en el Golfo de México	3
1.2 EPTS Diseño y Costos	5
1.3 Aplicación Económica del EPTS	6
1.4 La Importancia de la Productividad del Pozo para la Economía	6
1.5 EPTS una Sensible Ganancia a Duración	6
1.6 El Precio del Aceite y su Repercusión en la Ganancia	7
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>PRINCIPALES SISTEMAS DE PRODUCCION MOVILES COSTAFUERA</b>	
2.1 Alternativas del desarrollo de campo	13
2.2 Propósitos del MOPS	13
2.3 Ejemplos del MOPS	15
2.4 Consideraciones del Diseño del MOPS	15
2.5 Aplicaciones del MOPS	17
<b>CAPITULO 3</b>	
<b>CLASIFICACION Y PROCEDIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION APLICANDO CODIGOS Y NORMAS</b>	
3.1 Señalamientos de los Requisitos	21
3.2 Regulaciones del Estado Costero	23
3.3 Regulaciones que el Estado Señala	23
3.4 Normas de la Industria	24
3.5 Requisitos de Clasificación de ABS	24
3.6 Consideraciones Especiales del Lugar	25
3.7 Estación de Mantenimiento	26
3.8 Consideraciones de la Resistencia del Buque	28
3.9 Producción y Sistemas de Utilidad	29
3.10 Requisitos de Supervisión e Inspección	30
3.11 El Futuro tiende a Sistemas Flotantes de Producción	32

3.12 Servicios de Ingeniería Costafuera ABS	33
3.12.1 Revisión del Diseño y Análisis Independiente	34
3.12.2 Inspección en el Lugar de la Fabricación	34
3.12.3 Revisión del Plan de Instalación y la Inspección del Lugar	34
3.12.4 Inspección del Servicio, Mantenimiento y Reparación	35
3.12.5 Certificación del Gobierno	35
3.12.6 Proyectos Clasificados por ABS	35
3.12.6.1 Clasificaciones Recientes por ABS	38

#### CAPITULO 4

SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION	39
4.1 Conceptos FPS para Campos Marginales Bajo Desarrollo	42
4.2 Nueva Generación de Sistemas de Producción y Perforación del FPS	43
4.2.1 Perforación Doble en el Desarrollo de Semi Velocidades de Perforación hasta un 50%	43
4.2.2 Modelo FPS	44
4.2.2.1 Tubería Vertical para el Almacenamiento	44
4.2.3 Un Desplazamiento menor del FPS Apropriado para Profundidades de 8,000 pies	44
4.2.3.1 Diseño	46
4.2.3.2 Anclaje	46
4.3 Anclaje de la Torreta para Alojara el Cabezal del Pozo Superficial del FPS	48
4.4 Ejemplos de la Eficiencia del FPS	49

#### CAPITULO 5

SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION CON ALMACENAMIENTO Y DESCARGA	57
5.1 Generalidades del FPSO	57
5.1.1 Alternativas del Desarrollo de Campo	57
5.1.2 Los Componentes del FPSO	58
5.1.3 La Historia del FPSO	58
5.1.4 Sistemas con Anclaje	58
5.1.5 Dirección de la Industria	63
5.1.6 Proyecto del Mercado	63
5.2 Diseño FPSO para Campos Marinos Marginales de poca Profundidad	68
5.2.1 Diseño y Proyección de la Administración	68
5.2.2 Selección del Buque Tanque	71
5.2.3 Sistemas con Anclaje	71
5.2.4 Sistemas de Líneas de Flujo y Tubería Vertical	72
5.2.5 Instalaciones de Proceso	72
5.2.6 Conversión y Certificación	74
5.3 Ejemplos de la Eficiencia del FPSO en el Mundo	75
CONCLUSIONES	89

**GLOSARIO** \_\_\_\_\_ **91**

**BIBLIOGRAFIA** \_\_\_\_\_ **97**

## INTRODUCCION

---

El Golfo de México se considera como una de las zonas productoras importantes de petróleo en el mundo; los descubrimientos potenciales de yacimientos se catalogan muy altos y actualmente las metas de producción petrolera están siendo satisfechas con anticipación.

Se necesita un gran trabajo de exploración para establecer este potencial, particularmente se sigue una política de descubrir más petróleo del que se extrae. En general la producción petrolera en aguas profundas de la costa se expresa en las siguientes etapas: exploración, descubrimientos, explotación, mantenimiento y trabajos finales. En el futuro próximo se incrementarán las plataformas en el Golfo de México. La mayoría de las plataformas que están operando en el Golfo de México, son del tipo "jack-up" que han probado su utilidad en aguas hasta de 100 m de profundidad. Un área considerable de la plataforma continental se encuentra dentro de este límite. Eventualmente la explotación petrolera se desplazará hacia aguas más profundas donde el tipo "jack-up", no puede operar con seguridad. Para profundidades de agua de 200 m aproximadamente empiezan a usarse las plataformas semisumergibles. Una gran porción del Golfo de México tiene profundidades de más de 200 m, por lo tanto se anticipa que se generará también una demanda de este tipo de plataformas. México se encuentra entre los

países donde su explotación y exploración petroleras se dirigen hacia las aguas profundas de la zona de Campeche. De los principales problemas con que se enfrentan las compañías explotadoras de hidrocarburos submarinos es la determinación de las dimensiones de un yacimiento recién descubierto, con el objeto de conocer si sus dimensiones son adecuadas para una explotación económica. Se pudieran crear técnicas de producción que permitieran la extracción de las reservas de campos considerados antieconómicos con la actual tecnología, lo cual aumentará notablemente las reservas mundiales; otro de los problemas principales, son los campos marginales en áreas remotas y campos que no garantizan los costos de ductos y plataformas con equipo de producción. El Sistema Móvil de Producción Costafuera (MOPS) ha concebido una novedosa técnica, muy prometedora para la producción de petróleo de yacimientos costafuera para integrar información del yacimiento petrolero a través de pruebas prolongadas del pozo para proveer un anticipado flujo efectivo en campos mayores y producir en campos marginales costafuera. Un MOPS provee generalmente instalaciones temporales para, procesar y explotar hidrocarburos; y puede consistir de terminaciones de pozos submarinos, tubería vertical, oleoductos submarinos, líneas de flujo e instalaciones de Sistemas Flotantes de

**Producción con Almacenamiento y Descarga (FPSO).** En su forma más compleja un MOPS abarca los Sistemas Flotantes de producción tales como:

- **Sistemas Flotantes de Producción con almacenamiento y Descarga (FPSO)**
- **Sistemas Flotantes de Producción (FPS)**

los cuales pueden ser una alternativa para la solución de los problemas mencionados, ya que se aplican a campos marginales en aguas de desarrollo, y en áreas remotas así como en la ejecución de operaciones de pruebas prolongadas de pozo. La capacidad de cambiar de lugar a nuevas áreas, mejora grandemente, la economía del campo. Es por esto que en el presente trabajo se dará un panorama general sobre los Sistemas Flotantes de Producción Costafuera.

# CAPITULO 1

---

## ASPECTOS ECONOMICOS EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION TEMPRANA EN EL GOLFO DE MEXICO

### 1.1 Producción Temprana y Sistemas de prueba para aguas Profundas en el Golfo de México.

---

Este capítulo presenta los resultados de un estudio que conduce a mostrar que una Producción Temprana y un Sistema de Prueba (EPTS) es técnicamente posible y puede ser económico, siempre que el precio del aceite, gasto del pozo y la duración de la producción sean adecuadas.

Una producción Temprana y Sistemas de Prueba (EPTS), es un conjunto de equipo convencional de producción costafuera que se utiliza para producir aceite crudo en pozos que están siendo perforados con propósitos de exploración. El sistema consiste de: Un árbol de terminación submarina, una tubería vertical "freestanding", una línea de flujo y una

embarcación anclada. La embarcación anclada provee apoyo al equipo de procesamiento de la mezcla gas-aceite y al almacenamiento del crudo procesado.

La producción de crudo se descarga en los buques cisterna para su venta, generando flujos de dinero con pagos anticipados,

Además de la producción temprana y los flujos de pagos anticipados, vitales para pozos productivos, se obtienen las características del crudo. Con la prueba prolongada del pozo, más información puede obtenerse para modelar el yacimiento petrolífero y determinar la factibilidad económica del desarrollo potencial del campo. Esta información proporcionará una caracterización más precisa del yacimiento petrolífero, y conducirá a un diseño adecuado de las instalaciones de producción permanente y como consecuencia la optimización en la explotación del campo.

Los EPTS para diversas profundidades de agua, gastos de producción del pozo, duraciones de la producción y los precios del crudo fueron evaluados para el entorno del Golfo de México (Referencia 2). Un estudio de sensibilidad de

estas variables fueron analizados y los resultados dieron una guía económica

Los resultados muestran que el EPTS puede ser diseñado utilizando componentes convencionales costafuera y construido e instalado con un costo razonable. El concepto aparece, para ser técnicamente posible, hasta profundidades de 8,000 pies de tirante de agua.

El EPTS puede ser económico y proveer un flujo de pagos anticipados positivos, un gasto del pozo y la duración de la producción, los cuales son adecuados para un precio de aceite dado.

El exitoso desarrolló de un campo de aceite costafuera terrestre depende de la información adecuada acerca de las características petrolíficas, de los fluidos, y de la producción del yacimiento y de la estimación exacta del costo del desarrolló del campo.

Los pozos de exploración iniciales y los pozos de delineación posteriores están produciendo para un tiempo prolongado, de modo que las características de producción del pozo pueden ser definidas, esta información adicional puede ser útil para determinar la cantidad de pozos requeridos para el pleno desarrolló.

La cantidad de pozos requeridos para el desarrolló económico de un yacimiento petrolífero específico es crítico en los conceptos en desarrolló de aguas profundas, (Grecco, Referencia 1). Los desarrollos de campos en aguas profundas requieren un número relativamente pequeño de pozos que son más económicamente productivos para sistemas de producción flotante, mientras un yacimiento petrolífero con un gran número de pozos produce más económicamente con estructuras permanentes. El conocimiento de las características del crudo producido pueden ser utilizadas para hacer una estimación más exacta de los requisitos de las instalaciones de procesamiento. Los EPTS están hechos generalmente para adaptar unidades móviles de perforación costafuera (MODUs) como: jackups, barcos perforadores, semisumergibles, buques cisternas (tanto para una construcción especial convertida) y barcazas. El número de estos conceptos estuvieron investigados en un estudio cooperativo ejecutado por "Noble Denton Associates", "Producción temprana y Sistemas de Prueba (EPTS) para ser aplicado en el Golfo de

México y el Sur del Mar de China". El objetivo principal del estudio fue revisar los conceptos actuales disponibles para la producción temprana, pruebas prolongadas y desarrolló del diseño de un sistema que fuera eficiente en costos y tuviera aplicación en un rango de profundidades de agua

El "Noble Denton Associates" estudio los resultados en un sistema basado en una barcaza pesada para la aplicación de la elevación natural del agua en el Golfo de México. Se utilizó una tubería vertical "freestanding" en el sistema para acomodar cualquier variación en las profundidades de agua. El sistema fue diseñado para profundidades de 500 a 8,000 pies. Una ilustración del diseño EPTS está dado en la Fig. 1.1.

Los resultados del "Noble Denton Study" se utilizarán para estimar costos y pruebas de diferentes rangos de gastos en campos hipotéticos. Para facilitar la estimación de los costos de un sistema para un rango de condiciones, el modelo fue desarrolló en LOTUS 123. Las Funciones de costo estuvieron desarrollados para manipular variaciones en la profundidad del agua, número de pozos, y gastos de producción. Los costos reales para el EPTS se basaron en el alquiler del sistema con un gasto de aceite diario calculado en una tercera parte. Los costos para una duración específica de prueba/producción, los días son calculados. La duración de la producción/prueba temprana varió hasta un período de un año. Las discusiones preliminares con el "Mineral Management Service" especificó, que una duración de un año probablemente sería aceptable para la quema de gas asociado. La habilidad para la quema de gas es esencial para la operación del EPTS diseñado para este estudio.

Los costos para la perforación no fueron incluidos en este estudio. El EPTS incluye costos de terminación de pozos y toda la instalación, así como operaciones de remoción y de la producción temprana y sistemas de prueba.

## 1.2 EPTS Diseño y Costos.

Este estudio ha empleado un EPTS desarrollado por "Noble Denton" para la estimación de costos para desempeñar evaluaciones económicas. El sistema fue diseñado basándose en la tecnología existente, pero en áreas donde las ventajas de costo puede estar significativamente comprendidas, nuevas mejoras de diseño fueron utilizados.

En el estudio se desarrolló un sistema que disminuyó el costo de prueba prolongada y la producción temprana, minimizando el uso de un equipo de perforación. Para lograr esto, se utilizó una tubería vertical "freestanding" y una plataforma de reparación de pozos transportable. La operación de instalación y remoción de la plataforma de reparación de pozos están preparados para el uso de un remolcador.

También fue diseñado para ser insensible a las profundidades de agua. Esto se logró utilizando una tubería vertical freestanding, compuesta de tubería de perforación, un sistema de líneas de flujo localizado solamente a varios cientos de pies de bajo de la superficie del agua libre. Las operaciones de instalación y remoción se lograron por el uso del buque de perforación y un remolcador.

El costo del EPTS se dividió en dos profundidades de agua con rangos de, 500 a 3,000 pies y de 4,000 a 8,000 pies. Las profundidades de agua en los rangos de 500 a 3,000 pie utilizan una embarcación convencionalmente anclada para perforar los pozos y otras operaciones marítimas. El EPTS para este rango de profundidad acuático también utiliza un anclaje convencional. Para un rango de mayor profundidad de agua de 4,000 a 8,000 pies, son utilizados el buque perforador dinámicamente posicionado y embarcaciones marítimas. El EPTS está anclado en aguas profundas utilizando boyas sumergibles para reducir el alcance del sistemas con anclaje.

El EPTS diseñado para el Golfo de México es un sistema basado en una barcaza pesada. El sistema fue diseñado para manipular de uno a

tres pozos. El método de producción fue por elevación natural y el gas disuelto fué quemado. Las discusiones preliminares con el "Minerals Management Service" indica que la operación de quema de gas puede ser permitido para un período de un año pero que cada campo de producción de prueba temprana estaría considerado para ambos casos.

El Noble Denton estudia límites de capacidad de cada uno de estos sistemas a las suposiciones hechas en la premisa del diseño, que están establecidos en el comienzo del estudio. Un amplio rango de parámetros como el gasto del pozo fue necesaria para las investigaciones económicas, así el "Noble Denton" resulta estar analizando para establecer tendencias, de modo que los costos de mayores sistemas pueden ser calculados y evaluados.

El costo del EPTS es justo uno de los mayores componentes de prueba prolongada o costos de producción temprana. Otros costos para la instalación, terminación de pozos, operaciones de cable de alambre del pozo, exportación de aceite crudo y sistemas que tienen que ser sumados para las evaluaciones económicas. Debido al gran número de variaciones para ser investigados, el presupuesto del EPTS fue adaptado como un cálculo de la hoja de cálculo.

La Fig. 1.2 muestra el costo para conducir una prueba prolongada o para comenzar la producción temprana para un período específico con un sistema de pozo en el Golfo de México. Muestra una sensibilidad relativamente pequeña para profundidades de agua menores a 3,000 pies. Más allá de los 4,000 pies de profundidad de agua el costo del EPTS aumenta, es más sensible con respecto a la profundidad del agua, debido a que en aguas profundas con anclaje y utilizando embarcaciones dinámicamente posicionados aumentan los costos de un sistema. La adición de más pozos al EPTS aumenta el costo significativamente. Los costos para los períodos de duración de la producción probada estuvieron calculadas usando el modelo Lotus 123. Todos los costos para cada una de la sensibilidades que corre por el Golfo de México están dados en la bibliografía No. 1.

### 1.3 Aplicación Económica del EPTS.

---

Los resultados del análisis de sensibilidad económica desempeñada para la operación de un EPTS en el Golfo de México, muestran que estos sistemas pueden ser lucrativos para, ofrecer un precio de aceite, producir gastos de aceite y una duración de producción adecuada. Cada uno de estos parámetros juegan una parte significativa en la aplicación económica del EPTS y son todos interrelacionados para determinar si el EPTS puede ser lucrativo. Así, cada uno de estos parámetros de: precio de aceite, gasto de aceite producido y duración de la producción, varía para un rango de valores para evaluar su repercusión en la economía del EPTS.

Estos factores estuvieron jugando una participación más significativa en la aplicación económica del EPTS en la variación de las profundidades. El rango de parámetros utilizados para el análisis de sensibilidad en la aplicación del EPTS al Golfo de México fue:

- Profundidad de agua: 500 a 8,000 pies
- El gasto de producción: 1,000 a 4,000 BOPD
- Duración de la prueba: 90 a 365 días
- El precio de aceite: 15 a \$25 dólares por barril

De uno a tres pozos el sistema EPTS fue investigado, así la producción del sistema total varió desde 1,000 BOPD (1 pozo medido a condiciones de 1000 BOPD/POZO) a 12,000 BOPD (3 pozos medidos a condiciones de 4,000 BOPD/POZO).

### 1.4 La Importancia de la Productividad del Pozo para la Economía.

---

En la Fig. 1.3 se presentan los resultados obtenidos con el EPTS en el Golfo de México,

en tirantes de 3,000 pies de agua para tiempos de producciones de 360 días a \$20 dólares por barril, muestra la sensibilidad de la ganancia o pérdida a diferentes gastos de producción individuales para una prueba específica con diferente número de pozos.

La recta que simboliza el sistema de dos pozos reducen el nivel de producción que es requerido, la duración mínima necesaria para que el EPTS muestre una ganancia en el caso del aceite de \$20 dólares por barril, la producción económica puede ser obtenida a 2,000 BOPD. Para el sistema de tres pozos la ruptura sobre el gasto de producción es solamente una mejora marginal sobre el sistema de dos pozos. Las declinaciones de las rectas por el mayor número de pozos muestra que más dinero puede incluir en un pozo adicional.

Así una fuerte dependencia se nota entre la productividad del aceite y del sistema. La productividad del aceite puede aumentar, ya sea por altos gastos de producción individuales o por la inclusión de pozos adicionales. En la disminución de la productividad del pozo individual, mientras más pozos estén atados al sistema es más económico.

### 1.5 EPTS Una Sensible Ganancia a Duración.

---

Una gran sensibilidad se nota a lo largo de la producción. Los grandes costos están asociados con la instalación, terminación de pozos y remoción de costos, así las necesidades del sistema para permanecer en ubicación para un período extendido para la recuperación de estos costos, especialmente cuando hay solamente un pozo con un gasto de producción relativamente bajo.

La Fig. 1.4 muestra la sensibilidad de pérdidas de ganancia a la duración de la prueba para un gasto de pozo de 3,000 BOPD y para los tres diferentes números de pozos para un EPTS en 3,000 pies de agua en el Golfo de México. El precio de aceite de \$20 dólares por barril se usa constante para la comparación. Para un pozo a

3,000 BOPD, se puede ver que el sistema necesita todo un año de producción para mostrar una ganancia. La cantidad de pozos aumenta la ruptura sobre las ganancias que puede ocurrir en 6 meses. Los sistemas multi-pozo están autorizados para la producción de un año completo, beneficios de decenas de millones de dólares pueden obtenerse

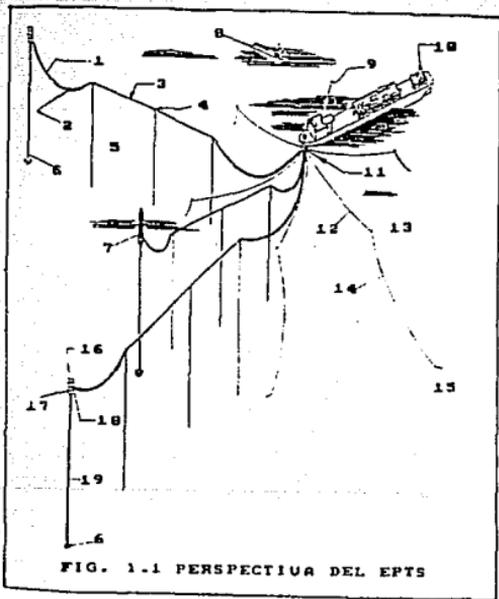
El tiempo de pago es muy sensible en los gastos de producción más bajo. Una vez que el gasto de producción del umbral está obtenido la sensibilidad del día de pago contra gastos de producción disminuyen. Esto muestra el significado de la productividad de pozos para determinar la economía del EPTS. Si un pozo no puede sostener la producción, entonces quizás no puede sostener un desarrollo de campo completo, y el sistema de EPTS sería beneficioso al ofrecer esta información antes de los grandes gastos de capital de un desarrollo de campo completo.

## 1.6 El Precio del Aceite y su Repercusión en la Ganancia.

---

La Fig. 1.5 muestra que las fluctuaciones del precio del aceite sobre la duración de un programa de prueba de producción puede influenciar en la decisión si permanece la producción o si se suspende la producción. En la medida en que aumenta la cantidad de pozos a 3, las diferencias debido a la declinación del precio de aceite son más significativas

Las diferencias en los sistemas de costo y sensibilidad a la profundidad del agua son pequeñas y afecta poco en la economía. El gasto de producción, duración de la prueba y el precio del aceite son factores mucho más significativos para determinar la economía.



1. LÍNEA DE FLUJO  
PULSADA CON  
CATERINA
2. LÍNEA MIZENAZADA
3. TUBERÍA BOMBA Y  
LÍNEA DE FLUJO
4. BOTA
5. LÍNEA DE ANCLAJE
6. ANCLAJE DEL BOP
7. SEPARACIÓN DE PISOS  
EN LA PLATAFORMA
8. BUNQUE CIGARRA AVILLADA
9. INSTALACIONES DE PROCESAMIENTO
10. QUEMASO DE TIERRA
11. TUBERÍA CHANTABLE
12. BUNQUE CIGARRA CON SECCIÓN  
DE CARIL DE ALMAYE
13. RESACA DE LA BOTA
14. SECCIÓN PARA DEL CASTE DE  
ALMAYE
15. ANCLA
16. POSTE BOTA
17. VASTAGO DE ACEJE
18. CONEXIÓN DE CARRA LIMITADA
19. TUBERÍA DE PERFORACION

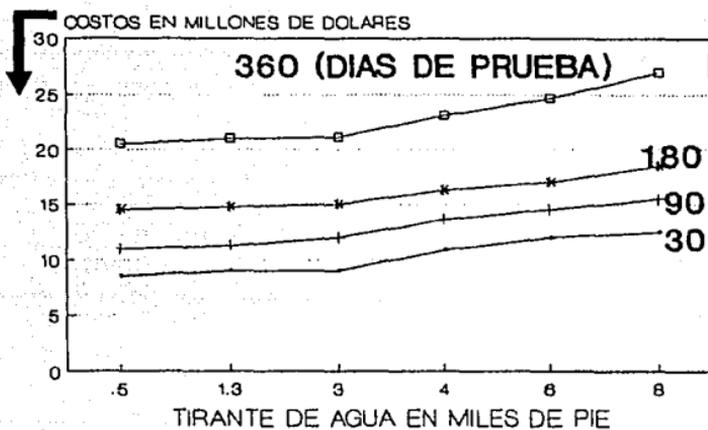
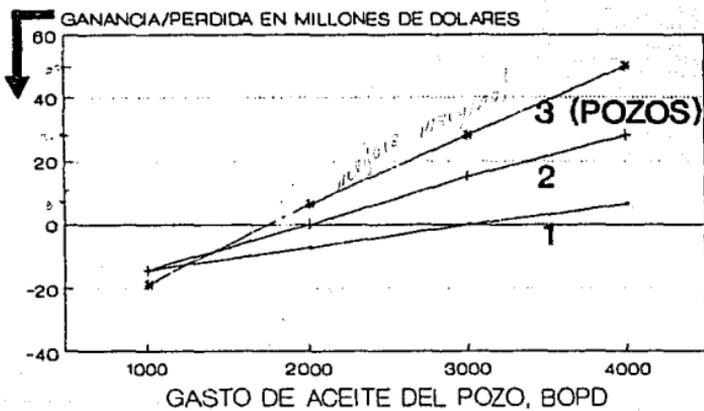
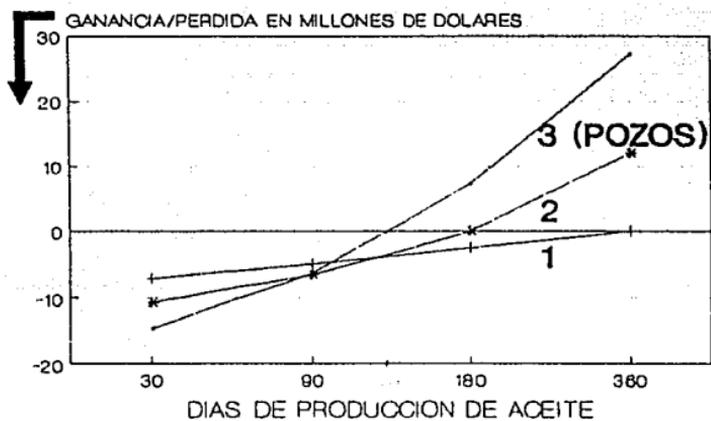


FIG. 1.2 COSTOS VS PROFUNDIDAD DE AGUA



**FIG. 1.3 GANANCIA VS PRODUCCION A 360 DIAS A \$20 BBL , PROF. DE AGUA 3000 PIE**



**FIG. 1.4 GANANCIA VS 360 DIAS A \$ 20 / BBL,  
PROFUNDIDAD DEL AGUA 3000 PIE**

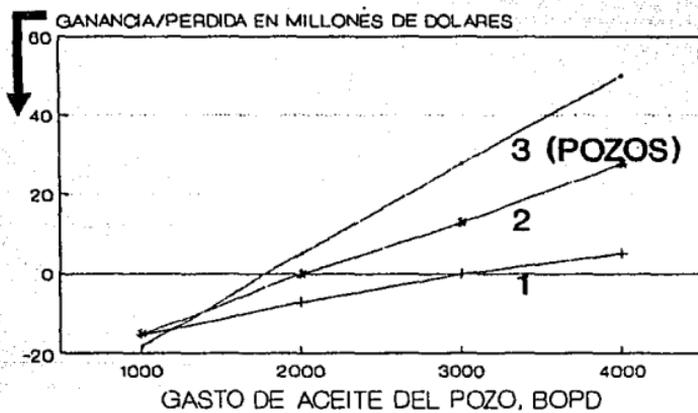


FIG. 1.5 GANANCIA VS PRODUCCION DE 360 A \$20/BBL  
 PROF. 3000 PIE

## CAPITULO 2

---

### PRINCIPALES SISTEMAS DE PRODUCCION MOVILES COSTAFUERA

#### 2.1 Alternativas del Desarrolló de Campo.

---

En el desarrolló de los campos han utilizado Sistemas Móviles de Producción Costafuera (MOPS), se ha hecho una práctica aceptada en la industria petrolera. Utilizando al MOPS para reunir información de yacimientos petrolíferos a través de pruebas prolongadas de pozo, así como para proveer un temprano flujo de efectivo para campos mayores y producir en campos marginales. Este capítulo discute la evolución de la tecnología del MOPS, las reglas presentan algunas opciones disponibles para la configuración del MOPS y la revisión de cinco aplicaciones del MOPS.

#### 2.2 Propósitos del MOPS

---

Un MOPS provee generalmente una instalación temporal para almacenar, procesar y exportar hidrocarburos. Su configuración particular así como su complejidad son requeridos para lograr el propósito del sistema, que depende de las demandas de los campos que se desarrollan. En su forma más compleja, un MOPS puede consistir de terminaciones de pozos submarinos, una tubería vertical conectada a una embarcación de superficie, una unidad perforadora semisumergible, oleoductos submarinos, líneas de flujo, una terminal de anclaje y un Sistema Flotante de Producción con Almacenamiento y Descarga ( FPSO), Fig. 2.1. Este tipo de MOPS puede se utiliza en aguas más profundas para pruebas prolongadas de pozo o producción a largo plazo y en áreas carentes de oleoductos.

Un complejo menor del MOPS puede consistir de una embarcación FPSO conectado por líneas

FIG 2.1 CONFIGURACION DEL MOPS

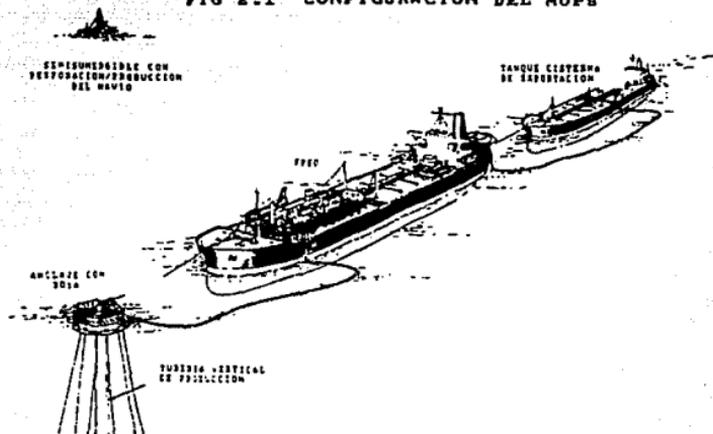
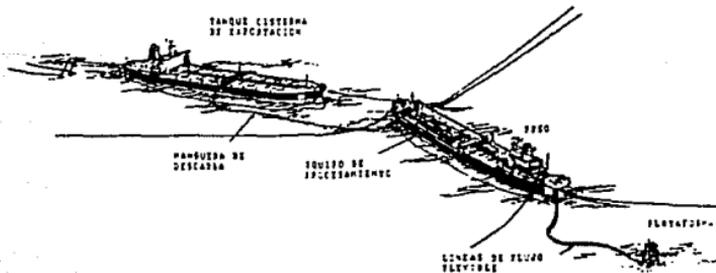


FIG. 2.2 EL MOPS EN LA SUPERFICIE DE LOS POZOS



de flujo a una plataforma pequeña, Fig. 2.2. Este tipo de sistema puede ser utilizado para producir en campos marginales en áreas remotas, y para campos que no garantizan los costos de un ducto y plataformas con equipo de producción.

## 2.3 Ejemplos del MOPS.

El MOPS ha sido utilizado con éxito alrededor del mundo. Tres aplicaciones en particular son responsables de estimular el uso del MOPS en sistemas de producción temprana: El sistema de producción de Ekofisk, el Sistema de Producción Flotante (FPS) de Argyll, y el sistema de producción del Cañon Verde Block 29.

**Ekofisk.** El sistema de producción temprano de Ekofisk fue instalado costafuera de Noruega por Petróleos Philips. Cuatro terminaciones submarinas fueron atadas al equipo jack-up rígido, con instalaciones de producción. El aceite de los pozos submarinos fue producido por el jack-up, procesados y enviados a una de los dos boyas de carga para la transferencia al buque cisterna.

El costo inicial de este sistema fue de \$25 millones de dólares, y fue instalado en 18 meses después del descubrimiento del campo. Este sistema provee un temprano flujo efectivo de dinero por la producción del yacimiento.

**Argyll.** El Argyll FPS comenzó su operación inicialmente con cuatro pozos fluyentes, conectados al manifold del suelo marino, que a su vez está conectado a una embarcación de producción por una tubería vertical rígida. Este sistema provee al operador del Hamilton Brothers un temprano flujo efectivo de dinero con un costo inicial de solamente \$70 millones de dólares. El sistema se desarrolló posteriormente para incluir 24 pozos desde tres yacimientos petrolíferos adyacentes.

**GC BLOCK 29.** Placi Oil comenzó la producción a partir de un FPS en aguas profundas en el Cañon Verde Block 29 en el Golfo de México. Este sistema consiste de 24 slot submarinas instalados a 1,522 pies de profundidad, tres pozos satélites submarinos, un

pozo de patrón submarino, una tubería vertical libre, una embarcación de producción permanentemente anclado y oleoductos de gas-aceite para las instalaciones de producción en aguas de poca profundidad. Los sistemas still tienen un registro para las profundidades de agua para un MOPS y provee la viabilidad del concepto en aguas muy profundas.

## 2.4 Consideraciones del Diseño del MOPS.

El diseño del MOPS es complejo, un proceso iterativo pretende llegar a la configuración óptima. Los criterios principales para el diseño o selección de un MOPS incluyen:

-Factores ambientales. Los vientos, oleaje e información actual para la ubicación del campo. Cuál es el período de tormenta para el diseño?

-Aguas profundas. Cúal es la profundidad del agua en el lugar y como varia alrededor del lugar?. Las aguas profundas influyen mucho en los componentes del MOPS. Para el flotador MOPS, en aguas profundas afecta a los sistemas de anclaje, sistemas de líneas de flujo, tubería vertical y el tipo de terminaciones submarinas.

-Los criterios de producción. Los parámetros críticos de producción como: gastos de producción, composición del fluido, relación de gas/aceite, relación de agua/aceite, punto de escurrimiento, densidad del aceite y el gas.

Configuración del pozo. Son patrones o pozos satélites los requeridos?. Los pozos pueden ser completos utilizando cabezales superficiales en la plataforma o jack-up?. Pueden los pozos estar conectados directamente atrás de una embarcación, o pueden estar conectados primero a un manifold?.

-Requisitos del anclaje. El sistema está anclado permanentemente sobre pozos submarinos, y se requiere de una reparación de pozo?. Si la

reparación de pozo es requerida, el sistema con anclaje tiene que ser capaz de mover al barco perforador o el barco de producción y perforación sobre los pozos. Si la reparación de pozos no es requerida, el sistema con anclaje sólo tiene que estar anclado al barco de producción en ubicación. El barco se desconecta durante climas extremos o permanece anclado continuamente?.

-Tubería vertical y líneas de flujo. El tamaño de las líneas de flujo, es requerido para los fluidos producidos. Es necesario que las líneas de flujo se conecten a una semi-sumergible o a una Embarcación Flotante de Producción (FPV)?, Cuántos pozos satélites están conectados a un FPV? La limpieza con un diablo es requerido? La tubería vertical y líneas de flujo están aislados?.

-Tratamientos requeridos. El tratamiento puede ser requerido? Si es así qué tipos y tratamientos son necesarios?.

-Capacidad de almacenamiento. Cuál es el requisito de almacenamiento para el buque cisterna? El sistema de almacenamiento del buque cisterna requiere calentamiento? Cuál es la capacidad del sistema de transferencia de carga? Cuánto tiempo toma para descargar el barco de almacenamiento a un buque cisterna?.

-Quema de gas. La quema del gas está permitido? Si es así, que volúmenes pueden quemarse y en que tiempo de duración?.

-Estrategia de exportación. Cuántos buques cisternas son requeridos? Los buques cisternas están anclados frente a frente a un tandem con el barco FPSO. Qué tamaño del buque cisterna esta requerido? Con que frecuencia el FPSO descarga?.

Opciones del MOPS. Es útil mirar las configuraciones del MOPS en relación al sistema de exportación de aceite crudo ya sea en el ducto del buque cisterna o transbordador. En ausencia de un ducto, alguna forma de almacenamiento

tiene que ser provisto si la producción es continua y sin interrupciones.

La Tabla 2.1 relaciona varios ejemplos de opciones que pueden ser considerados para el aceite y gas exportado ya sea por buque cisterna con ducto o por un transbordador.

• Ducto exportador. En el caso del ducto, involucra un árbol submarino, los pozos pueden ser conectados a una Embarcación Flotante de Producción (FPV) por una tubería vertical flexible. La producción fluye de los pozos submarinos al barco de producción, donde el fluido es procesado. El gas y los líquidos separados son enviados por ductos respectivos a instalaciones en

aguas poco profundas hacia tierra.

El pozo satélite puede también estar conectado a un FPV ya sea a través de un manifold múltiple en el suelo marino por la tubería vertical y líneas de flujo. Los pozos producirán para las instalaciones del FPV donde el gas y los líquidos son separados y enviados a otras instalaciones para ser procesados.

Una combinación de pozos patrones y pozos satélites pueden ser utilizados. En este caso, los pozos satélites generalmente están conectados al patrón, que actuará como un manifold. Una tubería vertical transportará la producción del patrón al FPV para la separación, procesamiento y exportación por un ducto eventual.

• Exportación del buque cisterna del transbordador. En el segundo tipo de la configuración del MOPS, el aceite es exportado por el buque cisterna. Esta opción es seleccionada generalmente cuando la infraestructura no es disponible en campos remotos y campos marginales. Esta opción puede frecuentemente requerir instalación de equipo adicional, como un buque cisterna de almacenamiento.

Con el transbordador del buque cisterna, pozos satélite submarinos o pozos de patrón pueden estar conectados a un FPV utilizando una tubería vertical de producción múltiple. El flujo del pozo es enviado a través de un sistema de línea de flujo y tubería vertical a un FPSO. El FPSO está equipado con instalaciones para recibir y separar aceite, agua y gas. El aceite producido es almacenado en el FPSO. El gas asociado generalmente es quemado en esta operación. El agua producido es procesado y descargado. Los

buques cisternas del transbordador periódicamente envían al FPSO para descargar el crudo. Dependiendo de la profundidad del agua, la embarcación de producción puede ser un jack-up, monocasco o semi-sumergible. En algunos casos, los pozos satélites pueden ser conectados directamente a un FPSO. Estos pozos satélites pueden tener terminaciones superficiales o submarinas. Estos pozos fluirán a las instalaciones del FPSO, donde el aceite es almacenado, y descarga periódicamente al transbordador del buque cisternas para su exportación.

## 2.5 Aplicaciones del MOPS.

Hay cinco aplicaciones mayores del MOPS: 1) pruebas prolongadas de pozos, 2) producción temprana, 3) producción de campos marginales, 4) producción remota y 5) producción máxima. Las Tablas 2.2 y 2.3 presentan listas seleccionadas del MOPS que han sido distribuidos en diversas aplicaciones.

Prueba prolongada de pozos. Utilizando un MOPS a un bajo costo, provee información de yacimientos petrolíferos operacionales generando gastos de producción, relaciones agua/aceite y gas/aceite, cantidad de conificación de gas y coeficientes de producción. En la mayoría de los casos, las pruebas de producción pueden ser vendidos a costos compensados, o generar flujos efectivos de dinero positivos. La

información de las pruebas de producción a largo plazo también provee información que puede ser utilizado para mejorar el diseño de instalaciones de producción permanente.

Producción temprana. Utilizando un MOPS como un sistema de producción temprana nos provee de bajos costos, bajo riesgo de generar flujos efectivos en un campo previamente con instalaciones permanentes. Estas pueden ser utilizados para ayudar a financiar las instalaciones permanentes. La información generada puede ser utilizada en la optimización de los diseños de instalaciones permanentes.

Campos marginales. MOPS es una tecnología atractiva para obtener campos desarrollados que de otra manera estarían considerados antieconómicos debido al tamaño limitado del yacimiento. Un MOPS minimiza los gastos y también los riesgos asociados con el desarrollo que debería desempeñar el yacimiento petrolero pobre. El tiempo que requiere la instalación de un MOPS también incrementa el valor del flujo efectivo.

Campos remotos. Otro uso mayor para un MOPS es el desarrollo de un campo en ubicación remota. En áreas con poca infraestructura costafuera, el transbordador del buque cisterna puede ser una solución económica a problemas de exportación de aceite crudo. Desde un MOPS puede proveer un proceso integral, de almacenamiento y descarga, ductos y terminales costafuera; los costos son minimizados.

Máxima producción. Un MOPS puede proveer soluciones económicas para la máxima producción, salvar el dinero en procesos estructurales de equipo y sostener instalaciones permanentes.

Tabla 2.1 CONFIGURACION DEL NOPS

LOCALIZACION DEL POZO	PRODUCCION/PROCESAMIENTO	EXPORTACION
. PLANTILLA	SEMI/SUMERGIBLE	OLEODUCTOS
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	SEMI/SUMERGIBLE	OLEODUCTOS
. PLANTILLA/SATELITE	SEMI/SUMERGIBLE	OLEODUCTOS
. PLANTILLA	JACK -UP	OLEODUCTOS
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	JACK -UP	OLEODUCTOS
. PLANTILLA/SATELITE	JACK -UP	OLEODUCTOS
. PLANTILLA	SEMI/LINEAS DE FLUJO/FPFO	TANQUE TRANSBORDADOR
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	SEMI/LINEAS DE FLUJO/FPFO	TANQUE TRANSBORDADOR
. PLANTILLA/SATELITE	SEMI/LINEAS DE FLUJO/FPFO	TANQUE TRANSBORDADOR
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	FPFO	TANQUE TRANSBORDADOR
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	JACK-UP/LINEAS DE FLUJO/BOYA	TANQUE TRANSBORDADOR
. SATELITE BAJO EL NI- VEL DEL MAR	JACK-UP/LINEAS DE FLUJO/BOYA	TANQUE TRANSBORDADOR
. POZOS DE LA PLATA- FORMA	FPFO	

Tabla 2.3 NOPS CON TERMINACION EN LA SUPERFICIE

OPERADOR	AREA	CANPCO
AGIP	MEDITERRANEO	BOULI
AMOCO	SARON	SOBI-BETA
ARMOENS	ARGENTIA	ARTIM
BOMAI DEL CO.	CHINA	BOMAI B-2B
CITIES	FILIPINAS	NIBO
SERVICE		
CONOCO	MAR DEL NORTE	N.W. MUTTON
CONOCO	GOLFO DE MEXICO	FOLLIEY
GEISUM	GOLFO DE SUIZ	GEISUM
IGUPCOI		
SULF	TAIBE	LUFAMI
MUREBAT	INDONESIA	LALANG
MARATHON	INDONESIA	KAPAK
SELM	MEDITERRANEO	VEGA
SMELL/ISSO	MAR DEL NORTE	BIINT
SMELL/ISSO	MAR DEL NORTE	FULMAR
STAYDIL	MAR DEL NORTE	VESTLFFIRK
SUDIMFORT	VIETNAM	WHITE TIGER
TOTAL	CHINA	WEIMDU

TAULA 2.2 EL MOPS CON TERMINACION SUBMARINA

OPERADOR	AREA SISTEMAS FPF	CAMPOS
AMERADA HESS	MAR DEL NOROESTE	IVANHOE/ JOE ROY
ALCOM	FILIPINAS	6400C
BP	MAR DEL NOROESTE	BUCMAN
HAMILTON	MAR DEL NOROESTE	ARBYLL/DUCAN
HAMILTON	MAR DEL NOROESTE	CRAWFORD
SEPSOL	MEDITERRANEO	SALMONHETE
PETROBRAS	BRASIL	ALCUBO
PETROBRAS	BRASIL	BONITO/ENHOVA
PETROBRAS	BRASIL	COVINA
PETROBRAS	BRASIL	LIMUADO
PETROBRAS	BRASIL	MCELIA
PETROBRAS	BRASIL	PARATI/ANIQUEM
PETROBRAS	BRASIL	PIRAUNA/NIZANHA
PETROBRAS	BRASIL	PANCA Y PANZO SUL
PETROBRAS	BRASIL	TRILHA
PETROBRAS	BRASIL	VIOLA
PLURIP	GULFO DE MEXICO	GREEN CANYON 25
NORTH SEA SUN	MAR DEL NOROESTE	SALMORAL
SOLARIZON	MAR DEL NOROESTE	INERALD
<b>SISTEMAS FPSO</b>		
ARIP	MEDITERRANEO	WILDI
ALCOM	FILIPINAS	CABLAG
BHP	AUSTRALIA	JABIRU
BHP	AUSTRALIA	CHALLIS
CONOCO	S.E. ASIA	KEJITING
NABATON	AUSTRALIA	TALISHAN
NORSE NORO	MAR DEL NOROESTE	OSERING
NORSE MIDO	MAR DEL NOROESTE	TROLL
OCCIDENTAL	CHINA	LUFENG
PETROBRAS	BRASIL	ALBACORA
SELP	MEDITERRANEO	MILA
TUMIREX (SIFM)	MEDITERRANEO	TASIRRA
<b>SISTEMAS JACKUP</b>		
PETROBRAS	BRASIL	BARBO
PHILLIPS	COSTA IVORY	ESPOLIS
PHILLIPS	MAR DEL NOROESTE	EROFISK

## CAPITULO 3

---

### CLASIFICACION Y PROCEDIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION APLICANDO CODIGOS Y NORMAS

Desde mediados de 1970 la casa clasificadora de normas, American Bureau Shipping (ABS) ha realizado clasificaciones y certificaciones regulatoras que satisfagan los "Señalamientos" así como a los requisitos del Estado Costero en Sistemas Flotantes de Producción (FPSs); tanto para el propósito de conversión como para la construcción del buque. Este capítulo describe como ABS, ha estructurado los procedimientos de clasificación y los requisitos para las diversas categorías de Sistemas Costafuera utilizando las Reglas de Clasificación, códigos, y normas de la industria; la clasificación relaciona la certificación del cumplimiento de los "Señalamientos" y del "Estado Costero" para la regulación de estos sistemas.

Históricamente, compañías petroleras se instalaron en tierras privadas, con estructuras y tecnologías de producción de gas y aceite para ser aplicados a las plataformas arregladas costafuera mientras la transportación marítima y las industrias perforadoras utilizaron la arquitectura naval y la práctica de ingeniería marítima. Previamente en los primeros meses de 1980. Las industrias desarrollaron diseños y procedimientos

operacionales para dirigir sus respectivos retos técnicos para desarrollos costafuera. Sin embargo, debido a numerosos factores, tales como la técnica y la económica, la década pasada ha mostrado la combinación de estas tecnologías en sistemas flotantes de producción, la cual proveen una viable y atractiva alternativa para el desarrollo de plataformas arregladas tradicionalmente para varios campos costafuera. Para los propósitos de este capítulo, "FPSs" abarca cualquier Sistema Costafuera compuesto por una estructura flotante y sistemas de una estación de mantenimiento en cualquier combinación de la producción de aceite y gas, procesamiento, almacenamiento y operaciones de descarga. Un FPS también puede involucrar la perforación, terminaciones del pozo y sistemas de buceo. La estructura flotante puede ser una plataforma de patas tensionadas TLP, un semisumergible, un buque cisterna o una barcaza pesada. Tiene el propósito de construir o convertir una estructura o un buque al servicio del FPS. La estación mantenimiento puede ser ejecutado por un solo amarre o por la distribución del anclaje con o sin ayuda de sistemas de

propulsión para una posición dinámica. La vida de servicio de un sitio específico puede variar de algunos meses a varias décadas. La estructura flotante puede o no ser un buque marcado, este capítulo dirige principalmente a FPSs que involucra barcos clasificados y marcados.

Efectivamente, todo indica su rápida utilización en la evolución y diversificación del FPSs en los años venideros. Un resumen representativo de las experiencias de ABS con el FPS se muestra en la Tabla 3.1. Esta información está provista no sólo para dar una apreciación de las experiencias de ABS en proveer clasificaciones y servicios de certificación para FPSs sino para destacar la diversidad de aplicaciones en todas las áreas costafuera, actualmente bajo desarrollo para un futuro cercano.

ABS clasifica procedimientos y requisitos para diversas categorías de sistemas costafuera que están evolucionando en las últimas décadas basada en la experiencia ganada y avances en la tecnología y en la práctica. Y, hasta en situaciones donde un operador puede elegir el no obtener la clasificación, de ABS, o de otras Sociedades Clasificadoras. Son frecuentemente involucradas en sistemas de certificación de acuerdo con los requisitos reguladores de las Autoridades del Estado Costero, si un buque marcado está involucrado, las autoridades del Estado señala el alcance y contenido con que varían y depende grandemente de las jurisdicciones reguladoras. Este capítulo describe como ABS ha estructurado su proceso de clasificación para FPSs y como lo relacionan con la certificación del cumplimiento con las señales y requisitos reguladores del Estado Costero (Referencia No. 8).

### **3.1 Señalamiento de los Requisitos.**

Primero, es importante para entender las relaciones entre las diversas partes que pueden estar involucradas en el proyecto de flotantes de producción. Depende del tipo de sistemas involucrados, y donde estará instalado, estos pueden incluir:

1.-El operador, asesores de ingeniería, contratistas, etc.

2.-La Sociedades Clasificadoras son independientes, imparciales, y establecen técnicas de organización, administran normas, conocimiento de Reglas, para el diseño, construcción y una inspección periódica a los barcos, y a las estructuras costafuera y equipos. La clasificación es un proceso de verificar el cumplimiento de las Reglas. Es frecuentemente necesario para obtener el cumplimiento de los requisitos reguladores o puede ser elegido voluntariamente como un medio de demostrar el cuidado de los componentes y la calidad del proyecto.

3.-La autoridad del Estado señala. La autoridad reguladora del Gobierno del estado Señala los buques que tienen derecho a flotar.

4.- Autoridades del Estado costero, la Autoridad Reguladora del gobierno del estado ejercitan el control administrativo sobre las aguas y fondo del mar en que un buque o estructura esté operando.

El compromiso de los operadores y los diferentes diseños, construcción y trabajo de los contratistas de las instalaciones necesitan ser discutidas para las relaciones, los requisitos y responsabilidades entre las Sociedades Clasificadoras, la Autoridad de Estado Señala y las Autoridades del Estado Costero en proyectos del FPSs pueden ser complejos y son algunas veces difícil de definir.

Esto es debido, en parte al número de Autoridades Reguladoras que pueden tener jurisdicción en un proyecto en particular, diferencias en el alcance y contenido de los Sistemas Reguladores para diversos Estados Costeros, y el hecho de que pocas autoridades reguladoras han adaptado sus requisitos para dirigir específicamente los límites y temas que son únicos para los proyectos FPSs. También, el alcance de las certificaciones que la Sociedad de Clasificación autoriza, la ejecución que puede ser diferente para cada Señalamiento y la Autoridad del Estado Costero involucra un proyecto en particular o para diferentes tipos de FPSs.

TABLA 3.1. REPRESENTACION DE LAS APLICACIONES DE CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION FLOTANTE.

AÑO DE INSTALACION	PAIS LOCALIZACION	DISEÑO OPERADORA	HOMBRE DEL FPS	SISTEMAS CON ANCLAJE	CONTINUACION DEL FPS
1976	UE	MALWILTON BROS	TRANSWORLD SA	SPREAD	CSU
1976	ASU BHAR	ANERBARA BROS	TRIDICAL LIGN	SPM	FSD
1981	ESTADOS UNIDOS	EXSON	BANTA LINE	SPM	FSD
1981	FILIPINAS	ANOCO/ALCON	FPSO 11	SPM	FPSO
1981	THAILANDIA	UNOCAL	ETAMAN	SPM	FSD
1982	BRASIL	PETROBRAS	PETROBRAS IX	SPREAD	CSU
1982	SARON	AMOCO	DOM BATHAU	SPREAD	FSD
1983	BRASIL	PETROBRAS	PETROBRAS XV	SPREAD	CSU
1984	BRASIL	PETROBRAS	PETROBRAS IX	SPREAD	CSU
1985	BRASIL	PETROBRAS	PETROBRAS III	SPREAD	CSU
1985	ISAPIE	CONOCO/ALISUM	AL BARBEA	SPREAD	FPSO
1986	NIGERIA	ASHLAND OIL	FPSO 41	SPM	FPSO
1986	INDONESIA	MARATHON OIL	TARAP MAYUNA	SPM	FPSO
1986	INDONESIA	CONOCO	PR IAN JACINTO	SPREAD	FPSO P.B.
1986	COLOMBIA	OCCIDENTAL	CONUMAS	SPM	FSD
1986	BRASIL	PETROBRAS	OCEAN STEPH	SPREAD	CSU
1987	BRASIL	PETROBRAS	PERROB "1	SPREAD	CSU
1988	EMEN	BP/CO	SOFER	SPM	FSD
1988	ESTADOS UNIDOS	PLACIN	PERROB 72	SPREAD	CSU
1988	BRASIL	PETROBRAS	PETROBRAS XVI	SPREAD	CSU
1989	CHINA	JCOBC/BDC	BONAI TOU XI M.	SPM	FPSO
1989	CHINA	ACT	HANSHI FALIAN	SPM DISCONNECT	FPSO
1989	LIBIA	DMC	TAMARA	SPREAD	CSU
1989	CHINA	JCOBC/BDC	CHANG DINH HAO	SPM	CSU
1989	INDONESIA	ANOLIS	WADA MAYUNA	SPM	FPSO P.B.
1989	MALASIA	BLUWATER	ATEA BIRU	SPM	FPSO
1989	CHINA	PETROBRAS CARINA	PETERI BULANG	SPM	FPSO P.B.
1991	COMO	AMOCO	CONQUOUI	SPREAD	FPSO
EN PROCESO	AUSTRALIA	MOOSEBIE	OCEAN DISCOVER	SPREAD DISCONNECT	FPSO
EN PROCESO	INDONESIA	CONOCO	NCT XII HANIE	SPM DISCONNECT	FPSO P.B.
EN PROCESO	CHINA	JW	BELIDA	SPM	FSD
EN PROCESO	BRASIL	PETROBRAS	NOV XII HANIE	SPM DISCONNECT	FSD
			PERROB 72	SPREAD	CSU

1-  
P.B.-PROPOSITO DE LA CONSTRUCCION  
FSD-SISTEMAS DE FLOTACION RESCABA Y ALMACENAMIENTO  
CSU-UNIDAD DE COLUMNA ESTABILIZADORA

FPSO- SISTEMA DE PRODUCCION FLO  
TANTE ALMACENAMIENTO Y DEE  
CARA.

Así, es esencial, que cada proyecto FPS, identifique y defina, como sea rápidamente posible el proyecto, todo lo relevante en las jurisdicciones reguladoras y los requisitos para identificar técnicas únicas y problemas jurisdiccionales para rápidas resoluciones con la Sociedad de Clasificación y las relevantes autoridades reguladoras ABS, y otras Sociedades de Clasificación, pueden frecuentemente ayudar a los Operadores y Proprietarios al definir estas áreas y resolver las interpretaciones de relevantes requisitos técnicos para este propósito.

### **3.2 Regulaciones del Estado Costero.**

Un FPS tiene que satisfacer los requisitos reguladores que ejercita la Soberanía del Gobierno sobre las aguas y fondo del mar en que el sistema esté operando. Estas regulaciones son únicas para cada Estado Costero y hay, en el presente, pocos mecanismos internacionales que persiguen iniciativas de armonización como requisitos, los esfuerzos regionales de los Estados del Mar del Norte y la comunidad Europea plantea una notable aceptación, así los regímenes reguladores de los numerosos Estados Costeros, varían tremendamente en el alcance, contenido, mecanismos y complejidad administrativa.

También, históricamente, la evolución de los requisitos reguladores aplicables a barcos y Unidades Móviles Costafuera contra requisitos reguladores para estructuras convencionales de producción costafuera en los diversos Estados Costeros, generalmente involucran procesos de separación de diferentes agencias reguladoras y, en ocasiones, destacan diferentes filosofías de regulación. Las regulaciones marítimas han adoptado generalmente reglas de la Sociedad Clasificadora, normas de la industria marítima, convenciones y códigos internacionales y adicionan o modifican los requisitos para cada estado en particular o corporaciones reguladoras convenientes. Los "Sistemas de Producción Costafuera" regularmente se han aplicado en las

industrias petrolíferas, notablemente en API, normas y prácticas recomendadas, aumentan para dirigirse a un Estado Costero concerniente a un ambiente severo, pozos y sistemas de seguridad de producción, sanidad y seguridad, prevención en la contaminación de operaciones, y operaciones de aviación, salidas de evacuación de emergencia, etc.

FPSs tiene que satisfacer frecuentemente los regímenes reguladores y poder así suponer convenios reguladoras incompatibles, la resolución de la cual puede requerir la creación de una formal agencia y comprensión para la interpretación y aplicación de requisitos del FPSs. Los Requisitos Reguladores y aplicaciones del FPSs están bien establecidos en Noruega y en el Reino Unido, por ejemplo, y están evolucionando en los EEUU, Canadá, la República popular de China y otros estados Costeros donde el FPSs será utilizado y planificado.

### **3.3 Regulaciones que el Estado Señala.**

FPSs utiliza un buque cisterna marcado, una bareza pesada o un semisumergible para la plataforma flotante (teniendo que acatar las regulaciones que el Estado Señala al buque.

La mayoría que el Estado Señala es parte de la Organización Internacional Marítima (IMO), una agencia de las Naciones Unidas, trabaja con normas internacionales desarrolladas para la seguridad marítima, protección ambiental marítima, y la facilidad del comercio marítimo internacional. IMO produce diversos tipos de artículos que incluyen:

- El cumplimiento de tratados internacionales como las Convenciones internacionales para la Seguridad de vida en el Mar (SOLAS), y la Prevención de las Contaminaciones de los barcos (MARPOL), las Convenciones internacionales en

**líneas de carga y Tonelaje de Barcos y otros.**

- **Códigos, tales como los Códigos para la Construcción y Unidades de Equipos Móviles Perforadores Costafuera (Código MODU), que están realizados voluntariamente en la discreción que individualmente el Estado Señala**
- **Informaciones y guías documentales.**

Muchos aspectos detallados de las Convenciones y Códigos son temas para la interpretación en los individuales Señalamientos, del Estado y muchos Señalamientos del Estado se imponen, a través de sus regulaciones nacionales, se adicionan requisitos en las Convenciones o Códigos Internacionales. Ninguno de las Convenciones o Códigos de IMO estuvieron específicamente escritos para aplicarlos al FPSs y pocos Señalamientos del Estado han adaptado las regulaciones nacionales dirigiéndose a buques contratados al servicio FPS.

Los requisitos de SOLAS, MARPOL, y las Convenciones de Línea de Carga y tonelaje aplicados claramente a tanqueros FPSs que conservan sus sistemas de propulsión intactos y operacionales. SOLAS técnicamente no es aplicable a las barcazas, incluye conversión de buques cisternas cuyos sistemas de propulsión están incapacitados o están desconectados, pero algunos Señalamientos del Estado requieren barcazas pesadas, para cumplir con la construcción, y protección contra incendios y equipo de seguridad que proveen SOLAS para cada caso del FPSs. MARPOL contiene algunos requisitos específicos para el almacenamiento de barcazas pesadas, perforación y se tienen límites en el proceso de drenaje, producción de agua y desplazamiento de agua para los Estados Costeros individuales. La Convención de Líneas de Carga formalmente no se aplican a las barcazas estacionarias pero algunos Señalamientos del Estado son aplicables a las técnicas de inspección, los requisitos de una barcaza pesada FPSs en un sitio específico se hacen cálculos de estabilidad.

Depende de los Señalamientos del Estado, el FPSs semisumergible que puede someterse a requisitos de clasificación, de todos sus

componentes en el Código de MODU de 1979, y el Código IMO MODU 1989; que regularizan codifican detalladamente.

Así, debido a la variabilidad de interpretaciones para cada caso se maneja individualmente los Señalamientos del Estado, es esencial una clara comprensión en la aplicación de los requisitos de Las Señales del Estado que se obtienen en cada proyecto FPS. Las Sociedades Clasificadoras pueden frecuentemente ayudar a establecer en mayores casos de carga con la certificación y aplicación. Pero, cuando se lleva a cabo este rol, la Sociedad Clasificadora generalmente no tiene autoridad de modificar los requisitos, tales modificaciones tienen que estar de acuerdo con la Autoridad en los Señalamientos del Estado.

### **3.4 Normas de la Industria.**

---

API tiene dos iniciativas en camino que, contribuyen y proporcionan valiosas recomendaciones para un proyecto futuro del FPS. El API Recomendó Prácticas para Diseños, Análisis, y Mantenimiento del anclaje para Sistemas Flotantes de Producción, fue enviado para revisión de la industria en 1991 y se espera que sea publicado en un futuro cercano. API está también esbozando una Práctica Recomendada para Planear, Diseñar y Construir Sistemas de Producción Flotante. En ABS intentan utilizar el FPS anclado recomendado en la práctica en su proceso de clasificación y contribuyen al desarrollo del diseño del FPS recomendada, en la práctica para armonizar los requisitos de clasificación ABS con recomendaciones del API.

### **3.5 Requisitos de Clasificación de ABS.**

---

Debido a la rápida evolución, la proliferación y diversificación del FPSs, ABS clasifica a los FPS que se han desarrollado, basándose en:

- Tratado completo del FPS, compuesto por la estructura flotante, y sus instalaciones de importación y exportación, de tuberías verticales y líneas de flujo y sistema de estación-mantenimiento, para un sistema de un sitio en específico.
- Combinando los requisitos de ABS de diversas Reglas y Gufas existentes más relevantes, para los requisitos de servicio de un sitio específico y el tipo de sistema flotante involucrado en cada proyecto.
- Identificando y definiendo los requisitos para los límites prácticos del sistema marítimo con sistema de producción, y
- Utilizando las ya existentes y las nuevas normas de la industria así como las prácticas recomendadas donde sea posible.

FPS satisface las clasificaciones de los requisitos ABS estando ahora en el RECORD ABS para una apropiada designación tal como:

- A1 Sistema Flotante de Producción
- A2 Sistema Flotante de Almacenamiento de la Producción
- A3 Sistema de Almacenamiento Flotante

Especificar requisitos de clasificación y servicios opcionales para proyectos del FPS. ABS utiliza los requisitos más relevantes de sus Reglas y Gufas para Construir y Clasificar son:

- Instalaciones Costafuera, para un sitio específico, en condiciones climatológicas críticas
- Embarcaciones de acero, para buques cisterna y sistemas basados en bacezas pesadas
- Unidades Perforadoras Móviles Costafuera para sistemas semisumergibles
- Punto Único de Anclaje
- Instalaciones costafuera, para producción de hidrocarburos y sistemas utilizados

● Sistemas de ductos abajo del nivel del mar y tubos verticales

Y Gufas de ABS para la certificación de:

- Las cadenas del anclaje en la costafuera
- Impulsor
- Sistemas de Perforación
- Grúas

El orden para especificar requisitos detallados aplicables a un proyecto particular del FPS, ABS vio la necesidad de tener la siguiente información en:

- Servicio de vida en un sitio específico
- Tipo de estructura flotante para ser usado
- Tipo de sistema de estación-mantenimiento para ser usado
- Importación y exportación de aceite y gas o sistemas de descarga
- Rango o agrupamiento de procesos y funciones que deben de llevarse a bordo (producción, almacenamiento, transporte de energía eléctrica, etc.)

Y, las diversas reglas y gufas no estuvieron específicamente contempladas para la aplicación del FPSs, sus requisitos tienen que estar adaptados, interpretados y aumentados en un número de áreas claves, dirigidas adecuadamente a las condiciones de servicio presentadas por FPSs. La siguiente sección destaca estas áreas clave.

## 3.6 Consideraciones Especiales del Lugar.

Tanto las Instalaciones Costafuera y Reglas del Punto Único de Anclaje requieren estructuras y bases de diseño utilizando análisis en un sitio específico, en un intervalo de 100 años, diseñando para las condiciones ambientales, a menos que se justifique una reducción que puede ser previsto. ABS requiere que FPSs también puede satisfacer estos requisitos para operar en un sitio

en particular hasta para 2.5 años. Este criterio fue adoptado para distinguir un corto tiempo de pruebas de pozo y una operación de producción temprana para un largo período de producción en un sitio específico. Estas operaciones de corto plazo son usualmente ejecutadas por MODUs, la clasificación para la cual está basado en la carga y limitaciones ambientales especificadas en la unidad del Manual de Operación. De acuerdo con prácticas perforadoras, es responsabilidad del Propietario garantizar que la unidad esté operando dentro de estas limitaciones en un sitio en particular.

Similarmente, El FPSs utiliza sistemas de hélice automatizados en los buques, clasificados, para servicios sin restricciones que son diseñados para desconectar sus anclajes y tuberías verticales en condiciones ambientales específicas. Los componentes del sistema con anclaje que permanecen en un sitio deben satisfacer condiciones de tormenta por 100 años. Para estos sistemas, la evaluación de la carga monitoreada, equipo de desconexión, así como instalaciones para el monitoreo del ambiente, procedimientos para operaciones para cerrar la purga de la tubería vertical, y líneas de flujo flotante y desconexiones son vitales en un buque. Estos procedimientos son requeridos para ser dirigidos en detalle, de acuerdo con el manual de operación de FPSs.

### **3.7 Estación de Mantenimiento .**

El diseño de la estación de mantenimiento y los sistemas con anclaje son las técnicas más desafiantes y van avanzando rápidamente en las áreas del diseño costafuera.

Para el Punto Unico de Anclaje (SPMS), ABS utiliza los requisitos básicos contenidos en las Reglas del Punto Unico de Anclaje, para el diseño y construcción de la boya, conector Grip (es un dispositivo de cable trenzado empleado para unir el extremo de un cable de acero con otro. Cuando se tensa, el dispositivo se estira y agarra firmemente los cables, permitiendo enrollarlos.

Al liberar la tensión, el dispositivo se relaja permitiendo liberar los cables), tuberías y equipos eléctricos. Los yugos estructurales, y los pilotes del ancla, y el punto único de anclaje tipo jacket (barril) son temas para los requisitos de las Reglas de Instalaciones Costafuera de ABS, para la referencia, API RP 2A.

Reglas del un Punto Unico de Anclaje ABS fue elaborado a mediados de 1970 y están destinados principalmente para que lo utilice un SPMs, así como para las terminales de carga para una variedad de diferentes buques cisternas para carga u operaciones de descarga. Contienen requisitos generales para el diseño de los soportes del anclaje y un factor de seguridad de 3.0 contra la resistencia de fractura bajo una condición de carga máxima. Este factor de seguridad puede considerarse para mayores incertidumbres en la predicción de la carga, análisis de métodos de fatiga y el desgaste asociado con operaciones de frecuente conexión y opciones de desconexión.

En vista de los avances en predicción de cargas y el análisis de métodos, de la cadena del anclaje, fabricación del alambre y las demandas de servicio FPS a largo plazo, en recientes años, ABS ha especificado los requisitos de diseño de los sistemas con anclaje y aceptando criterios para ambos puntos y distribución del anclaje FPSs, así como un proyecto basado en diálogos con los operadores y diseñadores.

Los criterios utilizados en recientes proyectos FPSs están en la Tabla 3.2. Estos criterios son generalmente compatibles con las recomendaciones Prácticas de API para el anclaje del FPS, y ABS ha propuesto adoptar las Recomendaciones Prácticas de API normalmente para diseños de anclajes FPS que serán publicadas por ABS.

Se requieren las cadenas de anclaje y accesorios cumplan con la Guía para la Certificación Costafuera de la cadena del anclaje ABS o la especificación 2F del API.

TABLA 3.2-FACTOR DE SEGURIDAD USADOS PARA SISTEMAS DE ANCLAJE

COMPONENTES DEL ANCLAJE/ METODOS DE ANCLAJE	FACTORES DE SEGURIDAD		
	MATRIZ DE ENERGIA	CONDICIO NES INTAC TAS	CONDICIO NES DE DANO
LINEAS DE ANCLAJE CUASISTATICOS DINAMICO	F TEN. F TEN.	2.0 1.67	1.6 1.33
FUNDACION ANCLAJE CUASISTATICO DINAMICO	F TEN. F TEN.	2.0 1.5	1.5 1.1
PILOTES CUASISTATICO DINAMICO	F VERT. F HOR. F VERT. F HOR.	2.0 1.5 1.5 1.5	1.5 1.3 1.26 1.1
FATIGA CUASISTATICO DINAMICO	F TEN. F TEN.	3 3	NA NA

### **3.8 Consideraciones de la Resistencia del Buque.**

ABS exige que FPSs sea evaluado para cargas de un sitio específico y en un intervalo de 100 años, para las condiciones ambientales. Estas involucran tanto la tensión de las estructuras y la evaluación de la fatiga, la complejidad de la cual varía y depende grandemente de la severidad de las condiciones del sitio específico, también incluyen la duración esperada en el sitio, al tipo y edad del buque involucrado.

Se propone que la construcción de FPSs sea diseñado conforme a la tensión de las estructuras y requerimientos de fatiga de las Reglas de Instalaciones Costafuera ABS, junto con las cargas, y los requerimientos del diseño en las estructuras de las Reglas del Buque de Acero, para buques cisterna y sistemas de barcazas pesadas o Reglas MODU ABS, para sistemas basados en semisumergibles.

Los criterios de aceptación de fatiga especificados en ABS y las Reglas de Instalaciones Costafuera están basadas en el uso de los métodos de análisis contenidas en el RP-2A del API.

La resistencia considerada para convertir un semi-sumergible a servicio FPS debe ser evaluado para comprobar los límites de carga y las condiciones ambientales para que la unidad esté aprobada por MODU, a las condiciones de un sitio específico. Cuando las condiciones de un sitio específico exceden aquellas por las que la unidad fueron aprobados previamente, se requerirá un análisis estructural adicional. Las evaluaciones de fatiga de las unidades viejas basadas en estimaciones de análisis del daño debido a la fatiga acumulada en los servicios, que puede ser difícil de reconstruir exactamente, por lo que se estima el daño acumulado esperado del FPS. Desde entonces estas unidades normalmente son de un anclaje de distribución con un rumbo constante, una información climatológica direccional debería ser utilizada para analizar la fatiga en el sitio específico, siempre que sea posible.

Las unidades convenientes para usarse en el FPS situada para el proyecto deben estar cuidadosamente analizados en conjunto con la accesibilidad para la inspección, es frecuente y es criticable.

La resistencia longitudinal del buque cisterna existente y la conversión de barcazas a servicios FPS puede ser reevaluada contra un sitio específico de ondas inducidas, del rompimiento de la fuerza y los momentos de inercia con el amortiguamiento del rompimiento del agua y los efectos de inercia involucrados en la carga del buque son usadas en la localización. La carga adicional debido a la carga del Punto Único del Anclaje del yugo o torreta anclada debe además ser evaluada.

De acuerdo con las Reglas del Barco de Acero de ABS, los buques cisternas están diseñados para proveer una sección en el casco con módulos para mantener la fatiga de las estructuras dentro de los límites permisibles que están sujetos a la suma de los momentos de torsión por las olas inducidas y al máximo momento de torsión debido a la amortiguación del agua que es requerido para controlar el rompimiento de la fuerza. Para los buques cisternas clasificados, para servicios del mar sin restricción, las ondas inducidas por los momentos de torsión están especificados empíricamente en las Reglas, basadas en análisis históricos de ondas severas con condiciones de carga en los buques cisterna. La amortiguación del agua envuelve los momentos de torsión debido a las cargas, y la carga del lastre es calculado para cada buque para determinar su máximo momento de torsión, en la amortiguación del agua. Los buques cisternas de comercio son requeridos por MARPOL, para tener separado el lastre del tanque del que están generalmente vacíos cuando los buques están cargados con aceite crudo en sus tanques de carga.

Cuando un buque cisternas convertido para servicio de almacenamiento y el sistema de propulsión está inmovilizado, y exento de separar; el lastre del tanque por los requisitos de MARPOL, puede convertir estos tanques para almacenamiento de aceite crudo. Si el buque originalmente fué diseñado para la tensión de un límite permisible, entonces cada momento de torsión de ondas inducidas deben reducirse o

deben estar provistos adicionalmente de una sección de casco con módulos de viga. El momento de torsión de la onda inducida debido al sitio específico, al intervalo de 100 años es frecuentemente más bajo, que el especificado en las Reglas para la operación mundial, y ABS acepta el valor más bajo para servicios en un sitio específico. ABS también aplica éstos requisitos y procedimientos para los propósitos de construcción o conversión de barcasas al servicio FPSs. Estas consideraciones especiales no se aplican para tanqueros FPSs, que mantienen sus sistemas de propulsión intactos, y están diseñados para desconectar sus anclajes y la fuerza de energía.

ABS está requiriendo de un análisis de fatiga para construir buques cisternas y barcasas FPS en el futuro para servicio de producción a largo plazo. Para la conversión de buques existentes a servicio del FPS, la necesidad para evaluar la fatiga en cada caso se basa en la consideración de la ubicación propuesta y la duración esperada en el lugar, los detalles de construcción de los materiales del barco, la historia de servicio, naturaleza y extensión de modificaciones estructurales involucradas

### **3.9 Producción y Sistemas de Utilidad.**

ABS distingue cuatro categorías de operaciones de producción, al especificar los requisitos de clasificación como sigue:

#### **Categoría A.- pruebas de pozo**

En un corto plazo se ha hecho pruebas de pozo utilizando un MODU portátil, equipo provisional sin almacenamiento o exportación de la producción. ABS requiere que el manual de operación de MODU contenga información de la localización del equipo de prueba del pozo, las áreas asociadas al peligro tiene la necesidad de usar equipo de seguridad abordó.

#### **Categoría B.- Dedicado a una Prueba de Pozo**

Los barcos o unidades móviles deben estar capacitados con equipo de prueba de pozo; la cual se mueve de un lugar a otro para ser ejecutados a corto plazo la prueba de producción sin almacenamiento o exportación de los hidrocarburos. El equipo de prueba de pozo es tema para la revisión del diseño por ABS e inspección cuando los barcos son clasificados. También los barcos de estimulación de pozos están tratados de una manera similar.

#### **Categoría C- Producción a Corto Plazo**

El FPSs intenta llevar a cabo la producción de aceite y almacenamiento u operaciones de exportación por lo menos en 2.5 años. Se discutió previamente, la evaluación específica del FPS's adecuada por ABS.

#### **Categoría D- Producción a largo plazo**

FPSs pretende llevar a cabo la producción y almacenamiento de hidrocarburos u operaciones de exportación para más de 2.5 años. La evaluación de un conveniente sitio específico por ABS es requerido por una condición de clasificación.

Los requisitos de ABS para la producción de hidrocarburos y sistemas de utilidad involucran las Categorías B, C y D. están contenidos en su Guía de Construcción y clasificación de instalaciones costafuera. Esta Guía fue escrita originalmente para ser aplicada a la producción de aceite, gas y sistemas, plataformas convencionales arregladas costafuera, en base a los códigos tradicionales de la industria de producción costafuera, y normas cuando son solicitados para FPSs y conversiones particulares; estos requisitos deben de ser armonizados y adaptados con los sistemas de ingeniería marítima de barcos, y clasificaciones existentes. A ese fin, la segunda edición de la guía publicada en 1991, contiene un nuevo capítulo donde señala algunos de los límites claves. Estas incluyen la clasificación en áreas peligrosas, oleoductos, y sistemas de integración eléctrico, uso de gas combustible producido y para el mantenimiento del tanque y respiradero del

tanque, y un activo sistema de protección contra el fuego.

Muchos de estos límites y salidas integrados tienen que ser distribuidos en un proyecto básico, particularmente cuando detallan y prescriben las regulaciones de los Estados Costeros que están también involucrados. Los operadores están estimulados, para presentar sistemas de perforación, planes de clasificación en áreas peligrosas, ductos y proporcionar planes eléctricos, el "diseño del código limita puntos" para una resolución eficaz. Este define los diversos sistemas eléctricos donde "prácticas de ingeniería marítima" y "práctica de sistema de producción" se conjugan.

### **3.10 Requisitos de Supervisión e Inspección.**

Una parte integral del proceso de clasificación a la ejecución de la inspección durante la construcción, conversión, y la operación posterior del FPS. Este tema no sólo intenta discutir una perspectiva completa de los requisitos de inspección, para explicar como ABS adapta sus requisitos de inspección normales para aplicarlos al FPSs. Los diferentes requisitos fundamentales para el cambio a una práctica normal para barcasas pesadas o tanqueros FPSs, es requisito que el barco permanezca en el dique seco por un período para la clasificación y los requerimientos que el Estado Señala. Al facilitar este modo de operación, la casa clasificadora de normas American Bureau Shipping (ABS) y las autoridades reguladoras, han aceptado el uso de inspección submarina en lugar del dique seco. Sin embargo, se ha utilizado exitosamente estas alternativas, necesita una particular atención para satisfacer el diseño y mantenimiento del sistema de protección catódica y de prevención contra la corrosión.

Y, cuando se convierte un barco existente a servicio del FPS, es particularmente importante que el operador y ABS cuidadosamente evalúen la estructura y las condiciones mecánicas del barco, el desarrollo de un programa de conversión

detallado con el objetivo de asegurar la capacidad del barco para ser utilizado en el lugar y duración deseada. Como parte de este proceso, ABS conduce una inspección equivalente para los barcos a una próxima Inspección Especial.

El término de Inspección Especial puede resultar un término extraño, pero como el nombre lo implica, es una "detallada" inspección que se realiza cada 5 años durante la vida del barco para asegurar su continua integridad. Como puede esperarse, cada inspección especial posterior es progresivamente más extensiva para reflejar el incremento de los años de los barcos. Un área clave de la Inspección Especial, es un requisito para la medición extensiva del barco para garantizar que la corrosión se debe al desgaste y está indentificado y controlado. Los resultados de estas mediciones son revisadas por ABS y el Operador en desarrollo de un programa de remplazo del acero y control de la corrosión.

ABS especifica la duración del remplazo obligatorio del acero para el mantenimiento de la clasificación. Esta se basa en la suposición tradicional que cuando el barco es medido en su siguiente Inspección Especial, después de 5 años, se hace un remplazo de acero adicional que puede ser requerido. Sin embargo, cuando lo solicita, ABS hará recomendaciones adicionales al operador o dueño mayoritario respecto al remplazo del grado de acero que se debería considerar y llevar a cabo durante la conversión para minimizar la necesidad del remplazo a futuro mientras el FPS esté en el lugar, sus planes para modificar o mejorar el sistema de protección catódicos y prevención de la capa de corrosión durante la conversión y los cambios posibles en servicio del tanque después de la conversión. El establecimiento de criterios específicos para explicar las variables involucradas del proyecto es extremadamente difícil. Sin embargo, ABS ha enviado Guías para la duración de la Vida del Barco y Evaluación de las Condiciones del Barco y Rectificar que tengan una guía útil que pueda utilizarse para preparar programas de conversión del FPS. Se dirigen a la estructura del barco, sistemas y equipo.

Una vez que el FPS ha sido instalado en un sitio específico, el ABS continuará para desempeñar las inspecciones para tener apropiadas Reglas ABS. La Tabla 3.3 muestra el tiempo requerido

TABLA 3.2 INSPECCION TYPICA CABA 5 AÑOS PARA LA  
CLASIFICACION Y CERTIFICACION

CLASIFICACION	MESES												
	12	14	20	24	26	32	36	40	44	46	52	56	60
1. INSPECCION ANUAL DE CLASES													
CASCO/ANCLAJE	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
MAQUINARIA	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
INSTALACIONES DE PRODUCCION	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2. INSPECCION INTERMEDIA						1111							
3. STUQUE BRCO/INSPECCION SURMARENA						1111							
4. INSPECCION ESPECIAL DE CLASIFICACION													
CASCO/ANCLAJE											.	.	.
MAQUINARIA											.	.	.
INSTALACIONES DE PRODUCCION											.	.	.
CERTIFICACION DE REQUISITOS	MESES												
	12	16	20	24	26	32	36	40	44	46	52	56	60
SUBACION DE LA CERTIFICACION Y DE LOS REQUISITOS													
SEGURO DE VIDA EN EL MAR Y CERTIFICACION SOLAS													
(1) SEGURIDAD EN LA CONSTRUCCION (ISLC)					.					.			
(2) EQUIPO DE SEGURIDAD (ISLE)											.		
(3) SEGURIDAD DEL RADIO (ISLA)											.		
HARPOL			.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
LINEA DE FLOTACION	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
1. ANUAL O REGULAR INSPECCIONES DE CERTIFICACION													
DELIGACION SLC	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	(1)
DELIGACION SLE	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	(1)
DELIGACION SLE	.	.	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	(1)
UNA CARGA ANUAL	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)
MANDATARIO DE HARPOL	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)	.	(1)
2. INSPECCION DE CERTIFICACION INTERMEDIA													
HARPOL						1111							
SLC						1111							
(1) INSPECCION PUEDE REALIZARSE CABA 2 O 2 AÑOS Y INCORPORAR UNA INSPECCION DE REQUISITOS ANUAL (2) INSPECCION PUEDE EJECUTARSE DE 2 A 2 AÑOS EN COBERTA (3) INDICA SUBACION/JUALIDES PARA FACILITAR LA CERTIFICACION (4) SON APLICABLES LOS CODIGOS IMO/HARPOL Y SOLAS (5) SIEMPRE LA INSPECCION DE LA RENOVACION PARA MANTENER LA CERTIFICACION													

por ABS, los Estados Señalan que se necesita una ejecución anual o intermedia de las inspecciones especiales para la clasificación y certificación reguladoras, respectivamente. La mayoría de los operadores del FPS han elegido que la inspección especial se realice cada 5 años y se prefiere llevar a cabo una continua observación del casco y maquinaria que es admitido por ABS. Este sistema permite al Operador completar los requisitos de Inspección Anuales, se lleva a cabo el 20% de los mismos en forma Especial cada año. Se permite un continuo ciclo de inspecciones, ABS requiere que el propietario desarrolle un servicio de inspección y planes al respecto, así permite al Operador la flexibilidad de desarrollar un plan que cumpla con los requisitos de clasificación dentro de un marco de su mantenimiento y programas de inspección para el FPS.

En resumen, se desarrollaron procedimientos y requisitos, que ayudaran al Operador a obtener un FPS que pueda llevar a cabo sus objetivos en el lugar y duración requerida. Sin embargo, si el daño o deterioro es encontrado durante el periodo en servicio de la inspección, medidas correctivas o reparaciones son requeridos para el mantenimiento del FPS. Donde quiera que sea posible, ABS trabaja con el Operador o Proprietario para llevar a cabo las reparaciones necesarias.

Un caso particular con FPS, que ha sido instalado desde 1981 ha terminado recientemente su servicio y se cambiará durante 1992 a un lugar diferente después de las modificaciones menores en el astillero. Aunque el FPS experimentó algún desgaste, se ha necesitado corregir para 10 años de desarrollo, ABS puede trabajar con el Operador para permitir la restauración en el sitio. Esto fue debido, en parte, a la planeación minuciosa del Proprietario y la habilidad para aislar los tanques afectados y llevar a cabo las reparaciones necesarias para su seguridad.

### 3.11 El Futuro Tiende a Sistemas Flotantes de Producción.

Como se describe anteriormente, el FPSs ha garantizado soluciones viables para varios proyectos de desarrollo costafuera y se espera que su uso continúe y aumente en la próxima década. La tecnología del FPS es innovadora, diferente y rápidamente va avanzando. Todavía, globalmente, son pocos en número y relativamente "nuevos". Hay pocas estadísticas o experiencias basadas en información que es todavía disponible a un largo plazo, servicios en un sitio específico. Y mientras es claramente posible satisfacer la clasificación y los requisitos, reguladores del proyecto, el resto han hecho Sociedades de Clasificación, corporaciones reguladoras y normas asociadas a la industria para codificar prácticas y requisitos para esta categoría única de sistemas costafuera. Mayor armonización "marítima" y prácticas de "Producción Costafuera" es necesaria para ayudar con una buena aplicación tecnológica FPS.

Las iniciativas de API en esta área debería no sólo probar su utilidad en la industria sino para Sociedades de Clasificación y corporaciones reguladoras. Por su parte, ABS continuará para mejorar y clasificar los requisitos del FPS particularmente donde existan barcos que están convertidos a servicio del FPS. El trabajo de ABS es revisar las Reglas de Acero en Barcos explícitamente dirigidos a los límites de la corrosión y al comportamiento de la fatiga de las estructuras del barco. Este esfuerzo, cumple con un desarrollo continuo de la evaluación del barco. Será útil en programas de conversión del FPS.

De una perspectiva reguladora, hay un número de iniciativas a nivel nacional e internacional que afectará a los FPSs (y otros sistemas costafuera) Estos incluyen:

- El desarrollo y realización de sistemas de seguridad administrativa y regulaciones de casos de seguridad para los Estados Costeros. Similares Regulaciones están ya en Canadá y en la

República de China bajo un estudio en los EEUU, Australia y otros Estados Costeros.

●En los EEUU, los buques cisternas o barcasas pesadas FPSs que almacenan aceite son tratados como tanqueros y son sometidos a un casco doble, requisitos por el U.S. Oil Pollution Act de 1990 (OPA 90), y su fase lista solamente los daños del navío único. Son usados en barcos señalados por U.S. ya sea nacionales o extranjeros, operando en aguas U.S., IMO indica un casco de doble salida para el comercio del buque cisterna y es muy probable que sean aplicados por muchos Estados Costeros para FPSs que almacenan aceite.

●La adopción de (IMO) a normas recomendadas para, calificar y certificar al personal clave responsables de las funciones marítimas, es esencial en Unidades Móviles Costafuera incluyendo barcos, usando sistemas de producción costafuera. IMO implementa recomendaciones estandar que el Estado Señala. IMO realizó el primer artículo sobre recomendaciones específicas en la fabricación y operaciones de producción del barco.

●IMO Desarrolló en anexo con MARPOL en prevención de la contaminación del aire para reducir la contaminación de la maquinaria y la carga de la manipulación, el uso de clorofluor carbonos, halógenos, óxido de azufre y emisiones de óxido nitrogenado en el escape de gas.

### 3.12 Servicios de Ingeniería Costafuera

#### ABS.

El American Bureau of Shipping ha estado ofreciendo inspección, certificación y seguridad en la calidad (QA) en los servicios, a la

comunidad marítima para un período de un siglo. Funcionando independientemente, no gubernamental y no lucrativo, la organización ABS provee un, servicio objetivo a sus clientes.

Para servir a las necesidades específicas de costafuera e industrias petroleras, ABS a través del Departamento de Ingeniería Costafuera (OED) tiene la capacidad y experiencia para proveer la seguridad de la calidad y certificación de los servicios en proyectos costafuera. Los servicios incluyen la revisión del diseño, análisis independiente, e inspección durante la fabricación, instalación, conexiones y vida de servicio de una Instalación Costafuera.

La seguridad de la calidad y servicios de certificación pueden ser aplicados a una variedad de proyectos costafuera que incluyen:

- Unidad Perforadora Móvil Costafuera (MODUS)
- Unidades Perforadora Con Cámara Artica
- Punto Unico de anclaje (SPMs)
- Producción flotante, almacenamiento y sistemas de descarga (FPSOs)
- Instalaciones Dependientes del Sitio
- Sistemas de Ductos Submarinos
- Instalaciones de producción y procesamiento de hidrocarburos
- Instalaciones de generación de energía
- Buques de Apoyo Costafuera
- Vehículos de Operación (ROVS), y sumergibles

Este rango de proyectos costafuera ilustra el compromiso que ABS hace en la zona costafuera e industrias petroleras. Con sus oficinas principales localizadas en Houston, Londres, Singapur, Yokohama y Nueva York, así como 159 oficinas en los seis continentes, ABS puede proveer expeditos y servicios dedicados para proyectos en cualquier parte del mundo.

En proyectos mayores, ABS designa un administrador y un equipo del proyecto. El equipo del proyecto es responsable de asegurar la calidad, consistencia y tiempo apropiado del servicio de ABS en el proyecto. Además, el administrador del proyecto mantiene una directa comunicación con los clientes del equipo del proyecto y participa en las divisiones de ABS.

### **3.12.1 Revisión del Diseño y Análisis Independiente**

Los Ingenieros de ABS con la necesaria ingeniería costafuera y otras experiencias relacionadas desempeñan una revisión del diseño del proyecto propuesto costafuera. Análisis independientes utilizan nuestro avance y el estado de la capacidad técnica son llevados a cabo como requisitos usando una apropiada ingeniería software.

Para MODUs, los ingenieros de ABS desempeñan revisiones de diseño detallado de la estructura, utilizando material eléctrico, maquinaria, tubería, propulsión, y sistemas de perforación de acuerdo con las reglas de MODU ABS. Además, los ingenieros de ABS revisan los diseños de análisis y llevan a cabo análisis independientes para determinar las Respuestas de Movimiento, Capacidad del Sistema de Anclaje, Fortaleza Estructural, Tiempo de Fatiga, y Daño de Estabilidad. La revisión del diseño de acuerdo con la Organización Internacional Marítima (IMO), La dirección de energía U.K. y otros están también desempeñando certificaciones cuando cualesquiera de estas agencias la requiriera.

Para la Instalación Dependiente del Lugar, incluyendo instalaciones Flotantes de Producción, Almacenamiento de la Producción Flotante y Sistemas de Descarga y SPM's, ABS revisa y dirige análisis independientes. El diseño, parámetros ambientales, información geotécnica, cargas, material y uso de soldadores, dibujos estructurales, protección detallada de corrosión, determinación de la tensión, tiempo de fatiga, terremotos y planes de operaciones marítimos para garantizar que el diseño cumpla con los criterios apropiados. Además, ABS revisa y analiza el anclaje o desempeña un análisis independiente del anclaje, como sea necesario.

ABS evaluó diseños de Instalaciones de Producción, Procesamiento de Hidrocarburos consiste de una evaluación de colocación de instalaciones y arreglos de procesos de sistemas de seguridad y estimación de los componentes individuales del sistema.

La colocación y arreglos son revisados para verificar las áreas de proceso, y las áreas de almacenamiento de hidrocarburos sean adecuadamente separados y protegidos del área, como los espacios de maquinaria y áreas de alojamiento, que son considerados fuentes de ignición de vapor. La clasificación de la planeación de áreas y la salida de escape está evaluado como parte de esta revisión.

Los dibujos del sistema de procesos de seguridad y análisis son revisados, para establecer que la planta pueda operar seguramente dentro del rango de parámetros de diseño específicos, y minimizar el efecto de un 'suceso adverso, como una liberación de hidrocarburos, en la seguridad de la instalación.

Los componentes son revisados en detalle para verificar la adaptabilidad del servicio pretendido y pueda cumplir con las especificaciones del cliente.

La aprobación de ABS en instalaciones de diseño de producción y procesamiento de hidrocarburos es una manifestación del nivel que provee la seguridad que consiste con lo establecido en las Reglas y Lineamientos Generales publicados.

### **3.12.2 Inspección en el Lugar de la Fabricación**

Para el lugar de servicios QA, ABS supervisa, a través de una red de oficinas locales que se extienden por todo el mundo, provee el monitoreo la indentificación del material, verificando las capacidades de los soldadores y procedimientos de soldadura, y verificar la fabricación de sistemas QA, ABS supervisa y verifica la calidad de "non-destructive examination" (NDE) sus técnicos y procedimientos, llevan a cabo inspecciones eléctricas, tuberías, maquinaria y sistemas de procesamiento, y asegura el cumplimiento con las especificaciones de los clientes, normas de la industria, o regulaciones gubernamentales.

### **3.12.3 Revisión del Plan de Instalación y la Inspección del Lugar**

Los Ingenieros de ABS revisan el plan de instalación inicial con una carga exterior a través del arranque de la instalación. Durante la fase de la instalación, los Ingenieros de ABS inspeccionan los daños de transición, monitorean las actividades de instalación para verificar el cumplimiento con los planes aprobados, y monitorean la conexión y desconexión de las instalaciones de hidrocarburos. Además, ABS supervisa las actividades de prueba del tendido de tuberías, de la preparación inicial para la zanja final, de la conexión y prueba tanto para el ducto como la tubería vertical. Al ofrecer QA, servicios a través de esta fase, garantiza que los procedimientos y la mano de obra reunirán las especificaciones del proyecto y práctica de la industria recomendada.

### 3. 12.4 Inspección del Servicio, Mantenimiento y Reparación

Al continuar QA con los servicios, puede proveer durante la vida de servicio de la estructura, el desarrollo o examinar la inspección, mantenimiento y reparación (IM & R), programas para estructuras, así como instalaciones de producción y ductos, definiendo así la extensión de la inspección y procedimientos de la información, verificando la capacidad de las técnicas del NDE y procedimientos, asegurando el cumplimiento de las especificaciones del IM&R a través de monitorear el sitio de inspección específica. La periódica revisión estructural y las facilidades ingenieriles de la división de la ingeniería costafuera de inspección de datos y mantenimiento de los resultados de los registros en la reevaluación de especificaciones e inspección de programas para proveer mayor confiabilidad y manteniendo vigente en los costos de los programas

Comenzando con la fase de diseño y continuando a través de la vida de servicio, el Departamento de Ingeniería Costafuera ABS tiene la experiencia, y en la red mundial para responder efectivamente a la calidad de la seguridad de la industria costafuera.

### 3.12.5 Certificación del Gobierno

El concepto de la verificación independiente por terceras-personas imparciales esta respaldado por el gobierno de cada país en torno a la seguridad requerida mundialmente. Respecto a la seguridad de estructuras e instalaciones de sitios en sus aguas territoriales. La capacidad para hacer esta estimación, ABS tiene un amplio reconocimiento. ABS ha sido aceptando por los diferentes gobiernos de diferentes países como una agencia reconocida para la certificación de las instalaciones costafuera: Brasil, Canadá, Dinamarca, Indonesia, Irlanda, Malasia, los países bajos, Estados Unidos, Reino Unido, Australia Occidental y la República Popular de China. Además, la clasificación de ABS de las embarcaciones y las Unidades Móviles de Perforación costafuera estan reconocidas a nivel mundial y ABS tiene una relación laboral y administrativa en la industria costafuera registrada bajo sus señalamientos. La experiencia de ABS con gobiernos nacionales ha proveído la experiencia necesaria en compañías asesoras con la documentación necesaria, estableciendose así los criterios de revisión, satisfacer el trabajo en un modo oportuno, y provee al gobierno nacional con los informes y la documentación necesaria para su posterior deferencia.

### 3. 12.6 Proyectos clasificados por ABS

ABS ha estado involucrado con numerosos proyectos de sistemas Flotantes de Producción con Almacenamiento y Descarga (FPSO) el cual tiene una diversidad de arreglos y componentes que se espera estén unidos al eficiente sistema para las condiciones particulares de cada campo y ubicación. Los siguiente proyectos fueron clasificados por ABS:

#### 1. EXXON SANTA YNEZ

Este sistema FPSO fue instalado en 1981 en el Campo Hondo de EXXON, costafuera de California, EEUU a 705 pies, con un buque cisterna de 50,000 DWT (toneladas de peso muerto) estuvo anclado a 490 pies de agua por medio de un sistema de amarre de poste

sencillo de anclaje (SALM). Una instalación de producción con una capacidad de proceso de 45,000 BOPD, y genera una energía (suministrada a dos generadores de turbina de gas de 19.2 megawatt para una plataforma "Hondo A") que está instalado a bordo del FPSO clasificado por ABS.

## 2. FPSO II.

Este sistema FPSO fue instalado en 1981 en el Campo de Cadlao de AMOCO, costafuera de las Filipinas. A 886 pies, con un buque cisterna convertido de 125,000 DWT, estuvo anclado a un monopodio de carga con ancla catenaria (CALM), con un yugo rígido, la instalación de producción tiene una capacidad de proceso de 30,000 BOPD, fue instalado en la embarcación. ABS clasificó tanto el buque cisterna convertido como la instalación de producción. En el cuarto trimestre de 1991, las embarcaciones se transportaron a Singapur para un mantenimiento, y posteriormente para una nueva ubicación en las Filipinas para Alcorn Internacional.

## 3. AL KAHERA 1.

Este sistema de FPSO fue instalado en 1985 en el Golfo de Suez para la Compañía CONOCO/Geisum Oil Joint Venture, en 165 pies de agua. Las embarcaciones de almacenamiento son convertidos a 1,066 pies, un buque cisterna de 229,000 DWT. Estuvo anclado por 8 puntos de un sistema de distribución del anclaje con catenaria y con pilotes conectados al suelo marino. Un PLEM en el suelo marino está conectado al múltiple del buque cisterna por una tubería vertical flexible a lado del buque cisterna. ABS clasificó la instalación de producción así como el buque cisterna convertido.

## 4. FPSO VI.

Este sistema FPSO para la Compañía petrolera de Ashland incorpora una estructura de monoboya de descarga (consistiendo de unos cuatro soportes tipo torreta Jack, con anclaje de yugo rígido), y convertido a 1,086 pies, un buque cisterna de 270,000 DWT, con una estructura adicional añadida a la popa para conectarlo al sistema con anclaje. La producción de

hidrocarburos transportados por oleoductos a través de conductores del parámetro del bastidor de la plataforma y es transportado a través de un arreglo que gira sobre su eje montado al jacket y a las conexiones de las mangueras instaladas al anclaje del yugo rígido. El jacket estuvo instalado a 20 millas costafuera, cerca del sureste de Nigeria, en el cuarto trimestre de 1985 a 126 pies de agua, posteriormente el FPSO fue traído al sitio en enero de 1986. ABS clasificó las instalaciones de producción así como el buque cisterna convertido y la torre SPM.

## 5. KAKAP NATUNA.

Este sistema de FPSO fue instalado para la Compañías petroleras de Marathon, en Abril 1986 en 288 pies de agua, en el Mar de Natuna, costafuera de Indonesia. El sistema abarca unos 932 pies, convirtió a un buque petrolero de 140,000 DWT permanentemente anclado utilizando una boya CALM y un brazo rígido de anclaje. La instalación de producción tiene una capacidad de proceso de 70,000 barriles/día que está instalado a bordo de la embarcación. ABS clasificó la instalación de producción así como los buque cisterna convertidos y SPM.

## 6. PB SAN JACINTO.

El sistema de FPSO fue instalado en 1986, a 300 pies de agua en el Campo de Kepiting de CONOCO, Mar de Natuna, costafuera de Indonesia. Incorporó un nuevo sistema de 345 pies, barcaza pesada de almacenamiento de 9,500 DWT en Singapur. La barcaza pesada estuvo anclado en 8 puntos con un sistema de distribución del anclaje con catenaria, utilizando pilotes en lugar de anclas de gravedad. El PLEM en el suelo marino está conectado en el área de la escotilla de perforación en medio de la barcaza pesada por medio de un sistema de tubería vertical flexible. ABS clasificó las instalaciones de producción como el propósito de construir una barcaza pesada de almacenamiento.

## 7. BO HAI YOU YI HAO.

Este sistema de FPSO fue instalado en 1989, en el CAMPO BZ-28 localizado en Bohai Bag, República Popular de China para ser operado por la Corporación de Desarrollo de Aceite de China

de Japón y Consorcio de la Compañía de Aceite de Bohai. El sistema está compuesto por una torre SPM conectado a la embarcación del FPSO por medio de un "Jacket Soft Yoke" con sistemas con anclaje. La embarcación de FPSO construyó una embarcación de 50,000 DWT, que incluye instalaciones de producción certificadas por ABS.

#### 8. NANHAI FAXIAN.

Este sistema de FPSO fue instalado para ACT en 1989 en el campo Huizhou 21-1, al Sur del Mar de China. convertido a 1,145 pies, un buque cisterna ULCC de 250,000 DWT, y fue el primer FPSO adaptado con una torreta desconectable con un único punto de anclaje. Las instalaciones de producción tienen una capacidad de proceso de 30,000 BOPD fue clasificado por ABS.

#### 9. CHANG QING HAO.

Este sistema de FPSO fue instalado en 1990, en el campo BZ 34 localizado en Bohai Bay en la República popular de China a 62 pies de agua para la Corporación de Desarrolló Petrolero de China y de Japón y el Consorcio de la Compañía Petrolera de Bohai. Las características principales del FPSO, tiene una longitud de 670 pies, una barcaza de 68,400 de DWT, un "Jacket Soft-Yoke" de punto único de anclaje. El aceite es recibido a través de oleoductos desde dos cabezales del pozo.

#### 10. ANOA NATUNA.

Este sistema FPSO fue instalado en 1990, en el campo de AMOSEA's ANOA, por el Mar de Natuna, a 253 pies de agua, costafuera de Indonesia. Las características principales del FPSO tiene una longitud de 638 pies, una embarcación de 77,000 DWT capaz de almacenar 560,000 barriles de crudo, una proa montada en la torreta SPM, y con instalaciones con una capacidad de proceso de 31,500 de BOPD.

#### 11. AYER BIRU.

Esta a 700 pies, un buque cisterna de 46,500 DWT fue convertido en 1990, para servicio del FPSO para pruebas de pozo extendido. Incluye clasificaciones ABS para: los sistemas de embarcación FPSO, las instalaciones de

producción y el SPM. Su operación inicial fue al Sur del Mar de China.

#### 12. CONKOUATI.

Este FPSO estuvo instalado en el campo de YOMBO DE AMOCO costafuera del Congo, en Africa de Oeste, a 360 pies de agua, durante el cuarto trimestre de 1991. Las características principales del FPSO son: convertidos a 1,066 pies, un buque cisterna de 232,000 de DWT, una distribución del sistema con anclaje, y las instalaciones de producción.

#### 13. PRODUCTOR DE OCEANO.

Esta a 790 pies, un buque cisterna de 78,000 DWT, fue convertido a servicio de FPSO para ser usado por AMOCO costafuera en Gabon en 1991. Además fue clasificado por ABS, el buque cisterna convertido, las instalaciones de producción fueron también clasificadas.

#### PROYECTOS ACTUALES.

#### 14. CHEVRON LONDON.

La ABS provee servicios de clasificación para el sistema FPSO para Cossack de Woodside, costafuera en Australia Occidental. Con 915 pies, buque cisterna de 149,000 DWT, está convertido a servicio FPSO en combinación con las instalación de producción y una proa montada desconectable SPM, a 260 pies de profundidad. La instalación estara operando a mediados de 1993.

#### 15. SEA QUEEN

La ABS provee servicios de clasificación para el sistema FPSO para JHN's LF 13-1 proyecto al Sur del Mar de China de P.R.C. Con 850 pies, buque cisterna de 12,400 DWT, está convertido para servicios de FPSO en combinación con la instalación de la producción y un SPM desconectable.

Los proyectos anteriores representan barcos utilizados en costafuera para la producción y almacenamiento. Numerosos barcos han sido clasificados por ABS, se han utilizado como barcos de almacenamiento para uso en el puerto, sin embargo, éstos no están considerados bajo las categorías de FPSO y FSO.

### **3.12.6.1 Clasificaciones recientes por ABS**

#### **1. FSU COVENAS.**

Este sistema de FSO fué instalado para Petróleos del Occidente costafuera de Colombia en 1986, en aproximadamente 100 pies de agua, incorporó un convertido de 1,225 pies, buque cisterna de 38,400 DWT incorporado en 1976, y un sistema CALM con 6 puntos de anclaje con catenaria apilados en el suelo marino y un yugo de marco rígido. Este sistema submarino consiste de un PLEM en el fondo marino y dos mangueras flexibles conectadas al CALM.

#### **2. SAFER.**

Este sistema de FSO estuvo instalado para la Compañía de Aceite Cazar en Marzo de 1988, en el área SALIF-RAS-EISSA en el Mar Rojo, fuera de la costa de la República Árabe Del Yemen. El sistema abarca una torreta modelo SPM, incluye una proa del FSO "SAFER", unos 1,150 pies, de 500,000 DWT, transporta petróleo crudo, descargando a un buques cisternas del transbordador.

#### **3. PUTERI DULANG.**

Con el propósito de construir 795 pies, el FSO de 128,700 DWT fué instalado para Petronas Carigali en 1990, en el campo de Dulang costafuera de Malasia en 240 pies de agua. La configuración es una barcaza pesada con casco y una torreta.

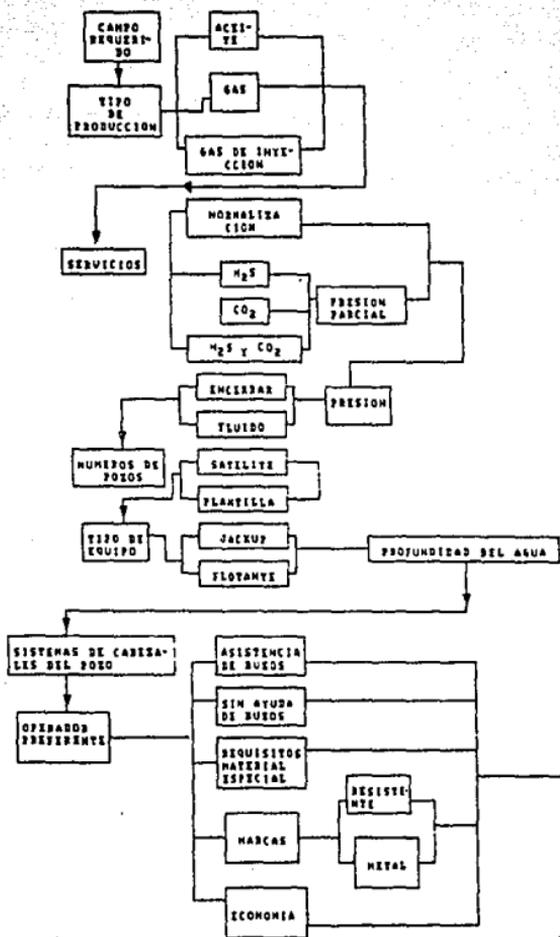
## CAPITULO 4

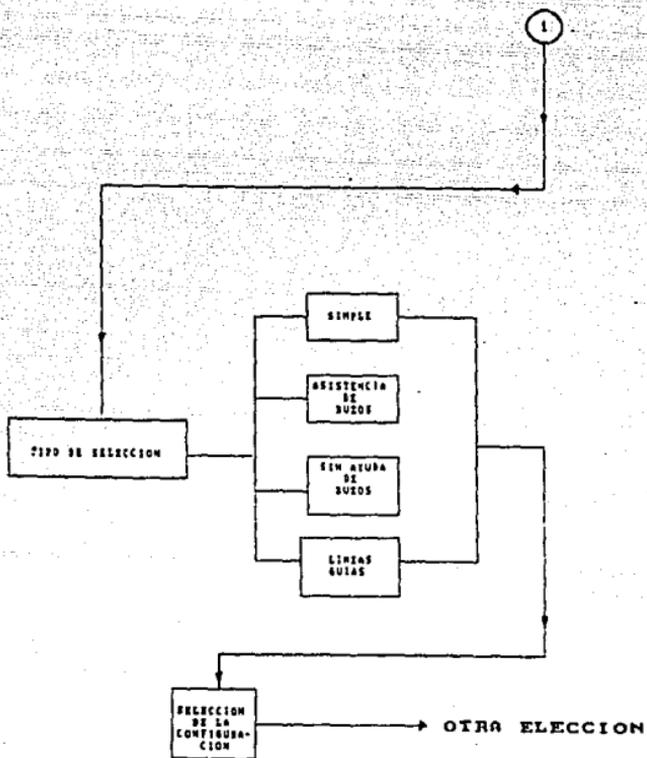
---

### SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION

Los Sistemas Flotantes de Producción se utilizaron en el Golfo de México U.S.A. a principios de 1991. Una de sus ventajas, fue de que las operaciones tienen adelantos técnicos, lo negativo fue que los planes de producción más ambiciosos e innovadores en la zona marina fueron víctimas de problemas en los yacimientos. El desarrollo consiste de pozos satélites, el Sistema Flotante de Producción (FPS) reducirá los costos en las instalaciones y en las tecnologías. EL FPS se involucra en la aplicación de pruebas de desarrollo de pozos, y se utilizan en campos marginales, con 2 o 4 pozos en un buque cisterna semisumergible. EL FPS incluye un semisumergible convertido, con tubería vertical de producción, sistemas de control, cabezales de pozos, árboles de navidad, sistemas con anclaje y oleoductos. El FPS ha sido un éxito tecnológico en sistemas para producción en aguas profundas. La economía del FPS es ideal para pozos submarinos en el Golfo de México, teniendo problemas con pozos superficiales. Los yacimientos del Golfo son complejos y requieren reparaciones de pozos y mantenimiento submarino. La explotación de los yacimientos es muy cara, por lo que una opción sería los Sistemas Flotantes de Producción. Las técnicas de desarrollo para reducir o eliminar las ter-

minaciones de los pozos, tendrá una mayor recuperación con el uso de sistemas de producción submarina. Las reparaciones de pozos incluyen válvulas de seguridad en los sistemas de control. En la medida en que aumenta la distancia de las instalaciones de los pozos satélites para una plataforma, los costos de las líneas de flujo pueden aumentar rápidamente, igualar o exceder el costo de la perforación y el equipo del pozo, el casco del barco y las líneas de flujo tienen un costo cercano al millón de dólares por cada milla de instalación, las líneas de flujo y el casco tiene una distancia de 25 millas. Posteriormente surgen complicaciones de una precaria tecnología para el flujo multifásico y la carencia de bombas confiables para alcanzar un flujo en donde la presión natural del pozo es inadecuada. Los requisitos del mantenimiento de las bombas sumergibles eléctricas hacen a los operadores renuentes a emplearlos en pozos submarinos. Estos problemas se están resolviendo, desarrollando una bomba de dos fases montada en el cabezal de pozo del fondo marino y así aumentar la presión en los campos satélites, el bajar los costos de las líneas de flujo serán elementos claves en las terminaciones submarinas avanzadas, particularmente en aguas más profundas. Ninguna discusión tecnológica marina en el Golfo





DECISION DE LA CARTA  
 PARA SELECCIONAR EL EQUIPO FPS MAS CONVENIENTE

sería completa sin estudiar la cuestión de la "Normalización". De acuerdo con la American Petroleum Institute y Exxon, presentarán un resumen final de normas dada en la conferencia en San Antonio, que provee reglas para la fabricación y para probar estos equipos y asegurar su calidad. Un esfuerzo de normalizar los diseños es limitado, debido a que estos involucran intereses de las compañías petroleras, que demanden que la documentación sea adaptada a las necesidades del operador en el área, para obtener diseños de bajo costo y reducir riesgos económicos para los operadores. Los costos más bajos, pueden aumentar el volumen del negocio para los proveedores, con respecto a las normas de calidad dando un punto de vista del fabricante, sería necesario aumentar el nivel de calidad universalmente aplicable para sacar ventajas económicas a escala. Se tiene una versión más completa para la selección del equipo para pozos submarinos FPS, que a continuación se muestra en la carta.

## 4.1 Conceptos FPS para Campos Marginales bajo Desarrollo

Tecnomar tiene en un extenso programa de investigación cuyo objetivo es el desarrollo de Sistemas Flotantes de Producción FPS, diseñado en base a un monocasco y un semisumergible. Este proyecto es patrocinado por Agip, Fincatieri, Saipem, Snamprogetti y el mismo Tecnomar, con apoyo de EEC. La investigación abarca:

- 1) Varios buques configurados
- 2) Funcionamiento de un buque multidireccional de onda espectral
- 3) Desempeño de las líneas de anclaje

Una mayor ventaja de cada sistema FPS es su aplicación en campos marginales en vías de desarrollo y en áreas remotas, y la ejecución de operaciones de pruebas de pozo. La capacidad de cambiar de lugar a nuevas áreas mejora

grandemente la economía del campo. Así, el esfuerzo por ser el primer centro de desarrollo de la configuración del monocasco del FPS. El sistema bajo consideraciones tiene una capacidad de proceso de 20,000 BPD y trabaja a profundidades de 200 a 400 m (656 a 1,312 pies). Otro importante aspecto, es el funcionamiento del buque multidireccional de ondas espectrales. Para el análisis de su funcionamiento, un programa de simulación está en desarrollo considerando tanto al multidireccional y bimodal espectral. Los resultados de un análisis del hidrodinámico fue exitosamente verificado por un modelo de prueba llevado cabo con vientos colineales, oleajes, corrientes y un espectro bimodal para 100 años de tempestad; que son condiciones típicas en el área del Mediterráneo. La información muestra que el monocasco fue diseñado específicamente para condiciones severas del Mar del Mediterráneo, es adecuado para operaciones de pruebas de pozo en áreas ambientales severas del Mar del Norte. En la tercera fase del proyecto, un estudio analizará la configuración de la línea del anclaje en aguas profundas de 400 a 1,000 m (1,312 a 3,280 pies). Como parte del programa, la Universidad Tecnológica Nacional de Atenas participará en una investigación en el comportamiento dinámico de diversas líneas de anclaje instrumentadas con boyas intermedias. La escala es de 1:15 del modelo de prueba; se lleva a cabo en una área albergada en 25 m (82 pies) de profundidad. Para las pruebas, la parte superior de un sistema con anclaje estará instalado en una barcaza pesada donde un mecanismo de excitación actuará como un simulador de movimientos del buque; el cable dinámico dará información al monitor por sensores instalados en las boyas a lo largo del cable.

Resultados que se utilizarán para legalizar y adaptar un programa de simulación por anclaje dinámico y para producir un modelo matemático para optimizar la flotación y la ubicación de la boya.

## **4.2 Nueva Generación de Sistemas de Producción y Perforación del FPS.**

La innovación Tecnológica distingue lo último en nuevas generaciones de sistemas y técnicas que se introducen económicamente a la perforación del yacimiento de aceite y gas en regiones de poca profundidad y en aguas ultraprofundas. Este tema cubre en especial los detalles de cinco sistemas de ahorro económico ideados para vencer las limitaciones operacionales de los arreglos convencionales y estructuras de tipo flotante. Las discusiones cubren:

- Semisumergibles para conducir totalmente dos operaciones de perforación de desarrollos independientes, junto con la producción completa, en aguas de 6,000 pies
- Sistemas Flotantes de Producción (FPS) planeada para ventajas en ahorros económicos sobre estructuras arregladas en aguas profundas.
- Dos Diseños de Plataformas de Producción en aguas de poca profundidad están ofreciendo una rápida recuperación económica para las operaciones en el Golfo de México.
- Una Preinstalación de un Jacket Arreglado y métodos fundados en salvar y reutilizar las naves de carga en posibles plataformas arregladas, y.
- Barcos de Pruebas de Producción de la segunda generación (PTS) para operaciones simultáneas de operaciones de perforación y producción en aguas profundas.

### **4.2.1 Perforación Doble en el Desarrollo de Semi Velocidades de Perforación hasta un 50%.**

Desde hace algún tiempo, los ingenieros de Sedco Forex han trabajado para mejorar la

economía en el desarrollo de la perforación, especialmente en áreas de aguas profundas del Golfo de México. El resultado es el Desarrollo de Perforaciones Semisumergibles (DDS). La perforación doble DDS puede llevar a cabo dos operaciones de perforación totalmente independientes, junto con la producción hasta profundidades de 6,000 pies. Aún más, dicen los diseñadores que el sistema innovador puede hacer el trabajo de dos unidades separadas con velocidades para desarrollar perforaciones por un 25 a 50%.

La configuración del barco seleccionado para el diseño patentado DDS está basado en la versión realizada del exitoso Sedco 700 con un casco gemelo, columna estabilizadora y equipo de perforación semisumergible, serie que se fundó a partir del espacio requerido y la carga necesaria para acomodar dos juegos completos de equipo de perforación.

La siguiente sección proporciona la configuración de la plataforma, los ingenieros fueron conscientes de la tecnología requerida para perforar dos pozos simultáneamente y operar dos tuberías verticales de perforación del mismo flotador; presentó problemas especiales. Por esta razón, el trabajo del diseño comienza a bordo del sistema de análisis. Llamado Función de Asesor Marítima (AMF), se están experimentando pruebas de campo. Capaz de integrar tuberías verticales, anclaje y requisitos de análisis de estabilidad del DDS, el barco y la tubería vertical relacionan parámetros que permiten al sistema funcionar como un dispositivo de advertencia en el evento de condiciones potencialmente indeseables, y reacomodar ajustes necesarios. Desde el AMF no provee control directo, los ajustes correctivos están hechos por personal capacitado.

De acuerdo con Sedco Forex, AMF tiene un departamento completo de sistemas incorporados en el diseño para presentar al Sistema Sedco Forex Administración Perforadora (MDS), que dirige actividades de perforación y adquisición de datos a través del uso de técnicas de inteligencia artificial. Los diversos sistemas servirán para percibir una variedad de parámetros en el DDS utilizando, los resultados para analizar la información del pozo perforado

así como para pozos posteriores aún en la etapa de planificación.

#### 4.2.2 Modelo FPS.

La investigación extensiva fue requerida para crear rápidamente un método de conversión de la cubierta a transformación del DDS en instalaciones flotantes de producción. Esto ha hecho posible el diseño de la cubierta modular del panel y construcción de la estructura de la cubierta principal. Cuatro paneles, uno localizado bajo la porción del estribo de la infraestructura perforadora y las otras tres abarcan un tercio de la parte posterior de la cubierta principal, están diseñadas para ser retiradas y ser reemplazadas con paneles preajustados con el equipo de producción en un sitio específico. Todo en, solamente 16,000 pies cuadrados de espacio, está disponible para ser construido en un tiempo mínimo de conversión. La carga de 8,000 toneladas puede estar acomodada a bordo del DDS de modo que el FPS pueda procesar 50,000 BPD, el equipo incluye separación, inyección de agua y compresión de gas.

##### 4.2.2.1 Tubería Vertical para el Almacenamiento

El rango de profundidades es de 6,000 pies, el resultado del diseño es un requisito para abastecer unos 12,000 pies de tuberías verticales con boya, además para la tubería de perforación tubular normal, y TR. Por esta razón, el sistema mecánico manipulador es utilizado para mejorar la velocidad y realizar la seguridad. Los puentes de grúa son independientes en la cubierta de las tuberías, así como sistemas de perforación de manipulación de tubos, garantizarán la operación constante. Son incorporadas al diseño la transmisión superior del sistema de perforación y características estándar.

Ya que es esencial el desarrollo de la perforación con equipo submarino el cambio está hecho rápidamente, el DDS está anclado con un sistema de manipulación (preventor) BOP innovador. El BOP submarino está almacenado como una unidad única completamente integrada

y puede ser acomodada fácilmente. El BOP medio superior y el más bajo puede moverse e intercambiarse rápidamente, utilizando remolques de montaje con gato rodante. El árbol de navidad y otros equipos mayores pueden moverse manejando un gato rodante o por grúas de puente.

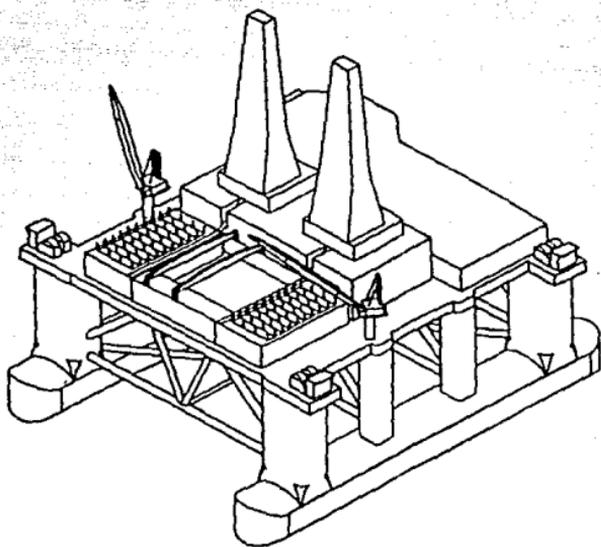
Además el tiempo de corte de la perforación tiene un 50% por el uso de sistemas de perforación de urgencia principal, el diseño necesita para el trabajo de dos sistemas de separación, el costo de la seguridad del personal, apoyo de logística y servicios.

#### Embarcaciones Particular del FPS

- Cubierta principal (W&L), pies : 294 x 236
- Esquina de la columna espaciadora (W&L), pies: 260 x 230.
- Tamaño de la esquina de la columna (W&L), pies: 45 x 36.
- Tamaño de la columna intermedia (W&L), pies: 21 x 21.
- El casco más bajo (W&H), pies: 45 x 36.
- Longitud del casco más bajo, pies :365.
- Altura de cubierta principal, pies: 131.
- Altura de infraestructura, pies: 44.
- Altura de la grúa (nominal), pies : 180.
- Peso del barco ligero, toneladas: 23,639.
- Variable de la carga de la cubierta, toneladas.: 11,000.
- Lastre, combustible etc., toneladas : 10,474.
- Desplazamiento de 82 pies, toneladas: 45,113.

#### 4.2.3 Un Desplazamiento menor del FPS Apropiado para Profundidades de 8,000 pies

El Océano Perforador & Explorador Co. (ODECO) ha estado involucrado en programas de diseños técnicos para conseguir una nueva generación de Sistemas Flotantes de Producción (FPS) que reemplaza las estructuras de tipo arregladas en profundidades de aguas extremas. El siguiente diseño, diseñado por "Océano el Dorado", con el propósito de construir, la



SEDCO FOREX PARA UN DESARROLLO  
RAPIDO DE PERFORACION

catenaria de la ancla de la plataforma semisumergible de producción es capaz de operar simultáneamente para la perforación y producción en profundidades de 1,000 a 8,000 pies.

#### 4.2.3.1 Diseño.

El objetivo mayor del programa del diseño fue seleccionar las configuraciones de embarcaciones para el El Dorado que se pueda confiar en el desempeño hidrodinámico de la estructura del casco para mantener al barco relativamente en una ruta marítima definida.

Por esta razón, el barco seleccionado conformado por una plataforma simétricamente, sostenida por seis columnas estabilizadas periféricas capaces de sostener una variable de la carga de la cubierta con una capacidad de 10,000 toneladas. A diferencia de un FPS típico utilizando una instalación de producción vinculada a terminaciones submarinas con control de pozos en el suelo marino, El Dorado utiliza tuberías verticales individuales para cada uno de los 30 pozos en el suelo marino, los cabezales de los pozos son atados a la plataforma para producir 100,000 a 150,000 BOPD.

La producción es manejado a través de tuberías verticales de 9 5/8 pulgadas con una cuerda protectora de 7 pulgadas alrededor de la tubería de producción. El diseño busca una configuración de tuberías verticales con una declinación del 1% de profundidad de agua con una guía en el fondo del mar individual hasta la cubierta del sótano de la embarcación, convergiendo la embarcación a una distribución fuera del patrón en el fondo del mar. Pueden ser acomodadas hasta 30 tuberías verticales en el área de la cubierta del sótano, con aceite y gas exportado a través de la catenaria de la línea de acero.

Una ventaja adicional de las características del desplazamiento menor del diseño de la embarcación es que permite al sistema de producción, incluyendo al barco y a las tuberías verticales, adaptables a 30 pies de oleaje.

#### 4.2.3.2 Anclaje

El sistema con anclaje seleccionado para el FPS es un sistema de tipo cadena/cable de alambre convencional incorporado a una boya con peso de grupo en cada respectiva línea de anclaje para el desempeño del sistema en aguas profundas.

El anclaje del Dorado tiene una distribución de 24 puntos utilizando una longitud corta de cadena y un peso de grupo en cada línea. De este modo, el diseño, afirman los ingenieros que el único cambio significativo se requirió para diferentes desplazamientos en aguas más profundas, es aumentar la configuración del anclaje de 24 a 36 líneas.

Una ventaja adicional de la configuración del anclaje se ha visto en la reducción significativa en la excursión de la embarcación ganada por la tracción del cable de alambre contra el grupo de pesas o un segmento de la catenaria de la cadena. Para evitar las excesivas tensiones de las líneas, la flexibilidad del sistema permite que despegue a condiciones de climas extremos.

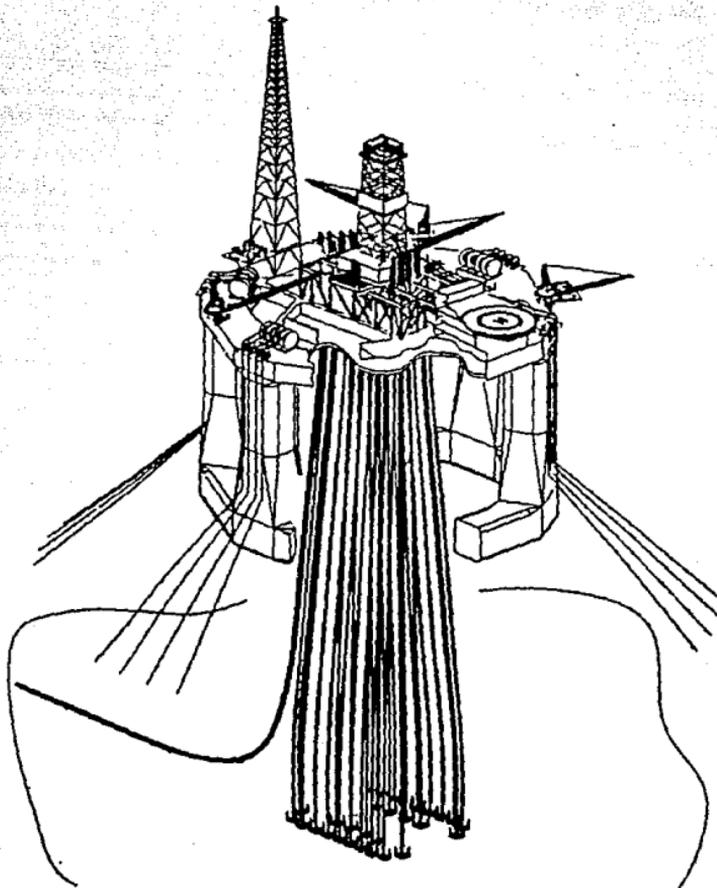
En los inicios de la etapa del diseño se concluyó el tamaño de los componentes del sistema con anclaje, el equipo no será transportado a bordo del FPS y las técnicas de instalación serán requeridas. Esto, afirman los diseñadores, probar finalmente el eficiente costo del sistema, probablemente será instalado solamente una vez, asumiendo la utilización para producir un yacimiento petrolífero grande.

El diseño del Océano El Dorado, puede ser comparable en los costo con el semisumergible FPS convertido, tiene las siguientes características:

- Desplazamiento operativo: 112,558. pies
- Dimensiones base, pies: 336 x 353.
- Dimensiones de la cubierta principal, pies: 336 x 353.
- Propuesta operativa, pies: 180.
- Alojamiento de personal: 116.

Las asignaciones de carga variable de la cubierta.

- Sistemas de producción, m: 3,000.
- Tubería vertical tensional, m: 3,000.
- Perforación equipo/sistemas, m: 2,500.
- Operación (líquidos, tubulares y consumibles) m: 1,500.



MODELO DEL FPS PARA 30 POZOS

### **4.3. Anclaje de la Torreta para Alojarse el Cabezal del Pozo Superficial del FPS**

Con el problema de elevación, que causa una embarcación superficial al ser levantado o al bajar relativamente al suelo marino, operadores de unidades flotantes de perforación han ideado sistemas compensadores para aislar la sarta de perforación y a la tubería vertical de los efectos del movimiento de la embarcación. Estos sistemas trabajan efectivamente, dado que las embarcaciones perforadoras están conectadas solamente para un pozo, para una duración limitada.

La situación es diferente para los sistemas flotantes de producción (FPS), que típicamente sostiene más de un pozo, y pueden permanecer en el lugar por diez años aproximadamente. Los sistemas compensadores utilizados para la perforación flotante guiarían hacia una innamable complejidad y con problemas de fatiga en el FPS. La solución ha sido utilizar un FPSs con pozos submarinos y sistemas de tubería vertical que son flexibles y de fácil elevación.

Tales sistemas han trabajado bien, alrededor del mundo, pero muchos operadores rechazan la técnica de pozos submarinos, por costosos, con riesgo y con dificultad de mantenimiento. Prefieren tener los pozos en la superficie. La plataforma con patas tensionadas (TLP) de elevación resistente, se ha desarrollado como un medio para localizar el cabezal del pozo en la superficie a bordo de una embarcación flotante. Pero TLP puede ser costoso, de área reducida para la capacidad de almacenamiento del crudo.

Una mejor solución, para muchas situaciones de desarrollo de campo donde la plataforma arreglada ha sido eliminada sería un FPS que ofrezca espacio suficiente y con capacidad de carga para la producción y equipo de perforación, así se tienen grandes volúmenes de almacenamiento de aceite crudo y soportes para el cabezal del pozo en la superficie. Los

Consultores de EB, miembro del Asea Brown Boveri Group, afirman que han desarrollado un sistema de un Pozo flotante. El trabajo está garantizado por el programa NTN-FPS 2,000.

El pozo flotante es esencialmente un refinamiento del monoescafo de la torreta anclada, por Sonat Offshore Drilling. En este concepto, las líneas de anclaje incluyen a un caisson, o torreta, montada cerca del centro del barco de modo tal que el barco pueda girar o doblarse alrededor de la torreta en respuesta al viento. Todo el equipo perforador, incluye a la sarta de perforación y tubería vertical, está montado o sostenido por la torreta, que no rota relativamente en el fondo del mar, pero hace subir y bajar la elevación del barco, así la compensación del movimiento es requerido por la perforación.

Para adaptar el concepto de la torreta anclada para el uso en la producción, EB ha incorporado dentro de la torreta una cubierta en el cabezal del pozo que está aislado de movimientos de elevación. El cabezal de pozo, montado no utiliza el suelo marino más que en los casos de un TLP. Este permite el uso de la tubería vertical rígida múltiple para elevar los fluidos producidos a la superficie.

El aislamiento de la cubierta y del cabezal del pozo para elevación logro, para no sujetarse rigidamente a la estructura de la torreta. En lugar de eso, la cubierta hace contacto con la torreta hasta con ocho filas de toques de hule con lubricación automática izando coginetes de hierro, bronce deslizados a lo largo de pistas de acero inoxidable. Este arreglo produce muy poca fricción entre la cubierta y la torreta del cabezal del pozo y permite la transferencia de inmensas fuerzas resultantes de movimientos de un barco grande. Permite a la embarcación moverse verticalmente en relación a la cubierta sobre un rango de 20 m (65 pies). La cubierta del cabezal del pozo ayuda a levantar a la tubería vertical y su propia flotación natural. La escotilla de perforación dentro de la torrecilla permite a los elementos de flotación estar incluidos en cada una de las tuberías verticales, ofreciendo la subida del boyante para mantener la tubería vertical en tensión y apoyo de la cubierta del cabezal del pozo. Con un total de 20 a 37 de tuberías verticales, dependiendo del diámetro de la torreta, la considerable flotación ejerce una

fuerza vertical que ayuda a reducir movimientos horizontales de la embarcación. La torreta misma es también parcialmente boyante. Tiene un espacio suficiente de bajo del nivel del agua para proveer apoyo en el boyante para pretensionar el ancla encadenada, la tubería vertical flexible y tensión para la tubería vertical arreglada, el cabezal del pozo y la grúa con apoyo y estructura deslizante. La flotación reduce la carga en los coginetes que monta la torreta a la estructura del casco del barco. Las mangueras flexibles conectadas arriba del nivel de agua para la transferencia del fluido entre la torreta la embarcación. Estas mangueras estarán enganchadas permanentemente y, permitirán la embarcación que rote 360 grados o bien en dirección alrededor de la torreta de modo que la producción puede continuar como las "veletas" de la embarcación. Una torreta de 24 m (78 pies), puede alojar 21 ranuras para pozos con 3.5 m de distancia entre el cabezal del pozo. Habrá también lugar para ocho tubos flexibles para líneas de flujo o tuberías verticales, además de 16 tubos. Incrementando el diámetro de la estructura y optimizando el arreglo, una torreta puede acomodar hasta 37 pozos.

El flotador del pozo está diseñado para la reparación y terminación de pozo. Es una opción del operador, en algunos pozos pueden ser perforados por otra embarcación y en la parte posterior atada para la producción cuando el pozo flotante sea movido hacia el lugar deseado. La posición dinámica está conformada para ayudar a la catenaria en el sistema con anclaje. EB ha estudiado diseños de pozos flotantes para gastos de producción de 60,000 a 200,000 BOPD. Debido al gran tamaño de la embarcación, con 300 m (984 pies) de longitud, provista para el gas e inyección de agua. El tamaño de la embarcación también deja espacio para 900,000 BL de capacidad para almacenamiento de aceite crudo y permite el alojamiento de 100 m. para áreas de proceso y el cabezal del pozo.

El casco del pozo flotante basado en el Tentech 1,030 diseñado con una configuración similar al del Tentech 850, actualmente en construcción en España. EB estima que el tiempo de construcción para una nueva embarcación sería cerca de 30 meses, y que la instalación en un campo requeriría de 3 semanas. EB estima además que combinando

la inversión y el costo operativo para un sistema, ascendería a no más de \$5 a 6 dólares por barril de producción.

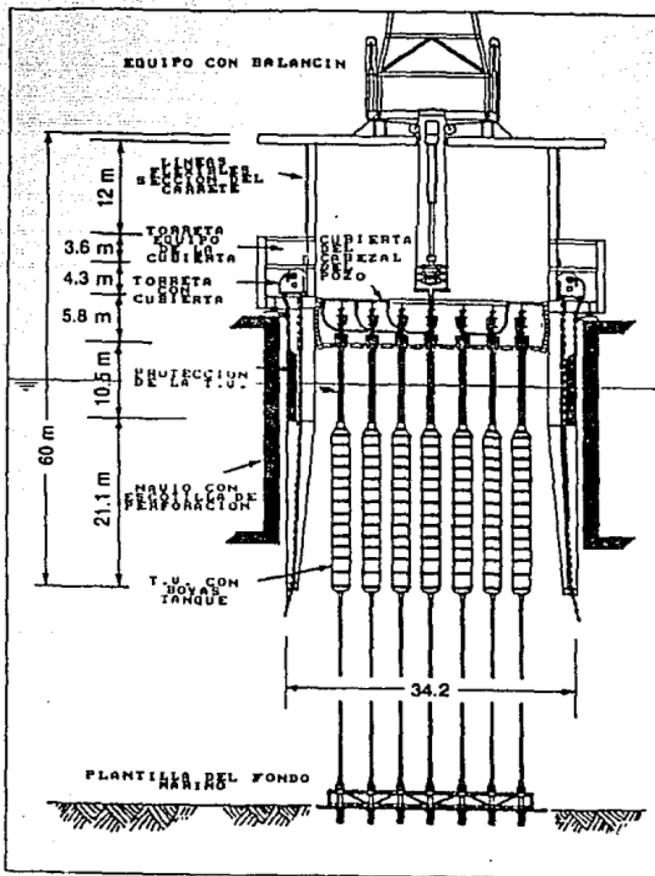
## 4.4 Ejemplo de la Eficiencia del FPS

Petrobras extenderá la tecnología del Sistema de Producción Flotante que manja una producción de aceite para dos campos grandes con un rango de profundidad de 6,500 pies.

Petrobras, Compañía Petrolera Nacional del Brasil es un pionero en tecnologías de desarrollo de yacimientos petrolíferos en aguas profundas, establecieron nuevos records en las operaciones en los campos de Albacora y Marlim en profundidades de 660 a 6,560 pies en la cuenca de Campos fuera de la costa hacia el Sureste del país. Para completar el desarrollo global de los campos en un marco de tiempo más corto y un menor costo, requiere modificaciones innovadoras de actuales técnicas de Sistemas Flotantes de Producción (FPS). La configuración final de los dos nuevos sistemas hacen frente a la experiencia de 11 años de la compañía con 20 instalaciones FPS que han sido instalados. En esta sección se comentan las operaciones de las cuales se obtuvieron información de los campos Albacora y Marlim, y se discute el propósito de las instalaciones FPS para el desarrollo total de los campos programados para ser finalizados en los inicios de 1990.

La cuenca de Campos está localizado al Sureste de la costa Brasileña, entre Rio de Janeiro y San Paulo. Las condiciones ambientales están consideradas moderadas, a un con fuerte oleaje casi constantes y a veces con condiciones adversas. El primer descubrimiento de aceite en la cuenca fue en el campo de Garoupa, a 53 millas costafuera en 413 pies de agua, posteriormente, otros campos han sido descubiertos.

Debido a las crisis del aceite en las últimas décadas de 1970 fue imperativo poner nuevos campos económicamente en operación lo más rápidamente posible. Los métodos de explotación convencionales (plataformas arregladas) no



pueden cumplir estos requisitos porque hay un tiempo de retraso de cuatro a ocho años hasta que la producción pueda comenzar. También, el riesgo de inversión debido a la carencia de información de nuevos descubrimientos de yacimientos petrolíferos. Petrobras, así instrumentó nuevas ideas para resolver el problema basado en unidades flotantes de producción (FPUs) y terminaciones de pozos submarinos, así favorece a uno de los pioneros en el desarrollo de sistemas flotantes de producción (FPS). Actualmente, hay seis plataformas y 11 instalaciones del FPS en operación; en la cuenca de Campos, con una producción del 60% de crudo doméstico con un rendimiento de 610,000 BPD. El descubrimiento de dos campos gigantes hacia el Noreste de la cuenca, enfatizó la necesidad para continuar con adelantos tecnológicos para operaciones en aguas profundas. El primero de estos fue el campo de Albacora, localizados a una profundidad de 600 a 6,560 pies. El segundo descubrimiento fue en el campo Marlim, localizado a profundidades de 1,640 a 3,940 pies. Ninguno de los dos campos ha sido completamente delimitado hasta la fecha.

**CAMPO DE ALBACORA.** El campo de Albacora se pondrá en operación en cuatro etapas. Cada etapa provee información y tecnología para las etapas siguientes. La Fig. 4.4.1 muestra el desarrollo a través de las fases 1 y 1A.

**FASE 1.** La operación fue desde octubre de 1987. Incluye seis terminaciones submarinas exploratorias con árboles mojados en profundidades que van desde 755 a 1,375 pies de agua. La producción promedio es de 18,000 BOPD y 8.83 MMPCD. (millones de pies cúbicos de gas disuelto).

Aproximadamente se invirtieron \$100 millones de dólares en esta fase de desarrollo.

Los pozos de producción están conectados a un manifold submarino para que fluya el aceite a una monoboya donde hay un buque cisterna de proceso, equipado con un diseño especial que gira sobre un eje, está anclado y atado a 755 pies de agua. Las instalaciones de producción del buque cisterna separan fluidos, trata, estabiliza

y transfiere aceite y gas, y dispone de agua. El aceite es bombeado a través del proceso de monoboya y un ducto submarino flexible a otro sistema de boya donde un buque cisterna de almacenamiento está anclado. El gas es comprimido en el buque cisterna de proceso y exportado a través de una monoboya y un ducto rígido a la plataforma arreglada en el centro del campo de Garoupa.

**FASE 1 A.** Este desarrollo adicional fue terminada en 1989, posteriormente seis pozos más se incorporaron con profundidades de 885 a 1,970 pies. El árbol está conectado al buque cisterna de proceso a través de un segundo manifold submarino instalado en la fase 1. La fase 1 de control, procesamiento y sistema de carga fue adecuado para el tamaño de la expansión en fase 1, Fig. 4.4.1.

El costo de la fase 1A está cerca de los \$95 millones de dólares para una producción esperada de 18,000 BOPD y 10.4 MMPCD.

**FASE 2.** Esta fase, comenzará a producir en 1990, involucrando el pleno desarrollo del yacimiento en areniscas de Namorado de poca profundidad. Caracterizada por su baja productividad, esta zona están en producción con 39 pozos.

Debido a la gran extensión superficial y a la poca profundidad del yacimiento abajo del fondo marino, los pozos pueden ser directamente perforados para tres planillas de manifold submarino. El control de pozos, instalaciones y equipo de producción para inyección de agua y gas está instalado en un semisumergible, para estar conectado al buque cisterna de proceso y la carga de la boya de fase 1. El gas se mueve a la plataforma central de Garoupa a través de la existencia de un ducto rígido de 16 pulgadas.

La producción máxima a partir de esta fase, ocurrió en 1985, para una producción esperada de 50,000 BOPD y 33.3 MMPCD. El costo de esta inversión está cerca de los \$700 millones de dólares.

**FASE 3.** Los yacimientos del Oligoceno-mioceno más profundos están desarrollados a través de la planilla del manifold, terminaciones submarinas y uso extensivo del

FPSs en profundidades de agua más allá de los 4,000 pies. Cerca de 114 pozos producen con ocho FPSs, todo está conectado a su vez a una plataforma central donde el aceite y gas son procesados. La producción está planificada para comenzar en 1992.

**MARLIM PILOTO.** En el campo de Marlim se perforó un pozo exploratorio en 2,750 pies de agua. Para Mayo de 1985 a Noviembre de 1986,

los pozos de extensión estuvieron perforados a 3.7 millas al sur, al este y norte del descubrimiento, se confirmó el tamaño del descubrimiento y calidad del crudo. Los límites del sureste están definidos debido a que los dos pozos de extensión resultaron buenos productores, extendiendo límites previos. Finalmente, en el área del noroeste se descubrió un campo en septiembre de 1987. Todos los pozos productores del campo son de areniscas del Oligoceno Carapebus.

Un sistema de producción piloto estuvo seleccionado para tener el campo en operación, Fig. 4.4.2, minimizando los riesgos y adquirir información para el plan de desarrollo total del campo.

**BASES DEL DISEÑO.** El objetivo del FPS piloto propuesto, es para evaluar el campo de Marlim, particularmente en el área noreste, y verificar la continuidad de la extensión del yacimiento. El sistema diseñado para:

- Minimizar el tiempo de instalación y producir el primer aceite cuanto antes.
- Maximizar confiabilidad y flexibilidad operacional
- Desarrollo y pruebas de nueva tecnología y equipo; como sistema con anclaje del FPS y tubería vertical para 2,000 pies de agua, sistemas de paquetes de grava para la velocidad del flujo esperado, maneras para lograr que fluya una multi-fase de crudo de 18 API sobre largas distancias a temperaturas bajas, etc.; y adquirir experiencia necesaria de modo que estos puedan estar incorporados para el desarrollo del campo global.
- Incluye equipo de proceso para 50,000 BOPD y 23 MMPCD que pueden estar

expandido para duplicar esa capacidad en una información posterior.

- Arreglo de seis pozos con provisiones para cuatro terminaciones.
- Usando líneas de anclaje y equipo submarino sin ayuda de buzos. La instalación y reparación de pozos son ejecutados por un barco convencional anclado, permite un patrón de anclaje requerido en el caso de ésta última. Se supuso que el pozo no requiere inyección de gas o producción de agua, y el empaque de grava reduce la producción de arena para niveles aceptables sin drásticas reducciones de la productividad. La inyección de agua no esta prevista, aunque pueda ser necesaria en el futuro.

**TERMINACIONES SUBMARINAS.** La producción debe ser tan simple como sea posible acomodando cambios futuros en el comportamiento del pozo. La tubería transporta una pistola perforadora utilizada para disparar pozos bajo condiciones con insuficientes contrapesos para permitir un inmediato flujo y limpieza de las perforaciones, y los pozos pueden tener un empaque de grava que se mencionó previamente. Un mandril de inyección de gas con una válvula de orificio que está instalado en la sarta de producción de 4 1/2 pulgadas, se introduce con nitrógeno y permitirá la inyección de gas en el futuro. Una tubería en el fondo del pozo montado con una válvula de seguridad y con dos líneas de control independientes y circuitos hidráulicos que se desarrollan para aumentar la confiabilidad del sistema. Cuatro pozos están equipados con un transductor de presión temperatura en el fondo del pozo, monitoreando la presión del yacimiento.

**ARBOL DE NAVIDAD MOJADO** (sin cámara impermeable). Los árboles están sin ayuda de buzos, con líneas de anclaje tipo layaway. El concepto layaway fue desarrollado para vencer problemas que ocurren cuando las líneas de flujo están jalando al árbol. El sistema layaway es simple y confiable, y ha sido garantizado en el campo a 1,640 pies de profundidad. Ha sido utilizado exitosamente hasta el momento en ocho

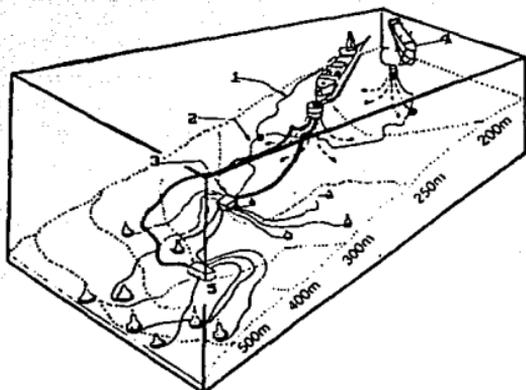


FIG. 4-4.1 EL POZO DE ABACORA SE DESARROLLA EN 4 ETAPAS

- 1 LINEA DE EXPORTACION DE GAS
- 2 LINEA DE INYECCION DE GAS
- 3 "ANILLO 1"
- 4 TRANSCONJUNTO DEL BUQUE CISTERNA
- 5 "ANILLO 2"

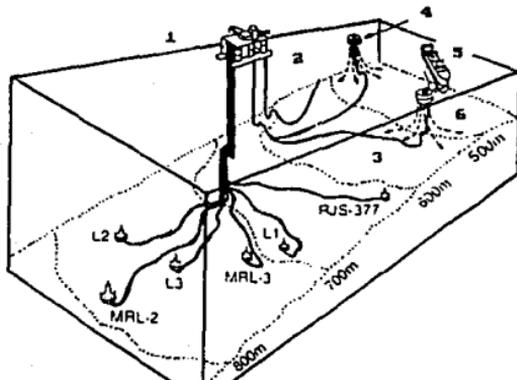


FIG. 4-4.2 SISTEMA PILOTO

- 1 UNIDAD DE PRODUCCION FLOTANTE
- 2 LINEA DE EXPORTACION DE GAS
- 3 LINEA DE EXPORTACION DE ACEITE
- 4 CALN A
- 5 TRANSCONJUNTO DEL BUQUE CISTERNA
- 6 CALN B

pozos en la cuenca. El sistema permite que las líneas de flujo y el control umbilical esté conectado al árbol submarino, mientras el árbol está en la escotilla de perforación de la perforadora. Después de probar la conexión entre el árbol y las líneas de flujo, el montaje se baja con las líneas de flujo que están distribuidas. El árbol entonces aterriza y está cerrado en la base de la guía universal (UGB) que ha sido instalado. Como las líneas de flujo están conectadas en el árbol, la colocación del resto del control, líneas de flujo y control umbilical entre el pozo y el FPU pueden comenzar inmediatamente. Una vez conectadas las líneas de flujo en el árbol está cerrado en el UGB, el árbol puede ser recuperado liberando el conector de líneas de flujo, dejando el conector en el lugar del UGB. Un BOP entonces desempeña la reparación del pozo sin perturbar las líneas de flujo. Una segunda opción es para instalar el conector de las líneas de flujo en el UGB antes de que corra y aterrice en el UGB permanente, de nuevo, las líneas de flujo pueden estar conectadas y ser probadas mientras el UGB está en la escotilla de perforación. El UGB con las líneas de flujo descarga y cierra al UGB permanente, las líneas de flujo son distribuidas. Finalmente, el árbol correría, aterrizaría y cerraría en el UGB y el manejo de las líneas de flujo. Los detalles del sistema layaway pueden ser encontrados en la revista Ocean Industry de Agosto 1986 en la página 28 y de Abril de 1988, página 200.

El sistema de control hidráulico directo es utilizado en los árboles por su simplicidad y debido a la confiabilidad del sistema múltiple electrohidráulico, es más apropiado para estas profundidades y distancias acuáticas. La terminación estándar de la tubería vertical es utilizada en la cuenca de Campos, fue modificado ligeramente para el campo de Marlim utilizando acero de mayor resistencia y añadiendo de 10 3/4 y 12 3/4 pulgadas de diámetro exterior enfatizando uniones para resistir mayores cargas. Las grapas tienen un arreglo hidráulico umbilical en la sarta de la tubería vertical. Un aparejo dinámicamente posicionado con 16 3/4 pulgadas sin anclas BOP es preferido para trabajos de terminación y reparación de pozos. Un barco convencionalmente anclado puede ser utilizado si su patrón de ancla no interfiriera con el anclaje

del FPU, el cabezal del pozo y las líneas de flujo. Una escotilla de perforación grande con acceso fácil y una grúa puente facilitan las operaciones con árboles layaway sin anclaje. El tiempo estimado para la terminación es de 40 días.

#### PRODUCCION POR TUBERIAS VERTICALES Y LINEAS DE FLUJO.

El pozo está atado al FPU por líneas flexibles. Un programa de computo es utilizado para simular un flujo con una densidad de 18 API con una temperatura de 39 grados F, fluyendo por líneas y tuberías verticales en la selección final. El análisis de los resultados muestra que la mejor solución técnica y eficacia en costos son de las líneas de flujo de 6 pulgadas de diámetro exterior y 4 pulgadas de diámetro exterior para la tubería vertical para cada pozo.

La tabla muestra información de las líneas de flujo para los seis pozos. El acceso estándar es de 2 1/2 pulgadas de diámetro interior. El control umbilical contiene 10 3/8 pulgadas a 5,000 psi, mangueras termoplásticas y un cable eléctrico. Para conectarse a pozos submarinos, están provistos 10 cuádruples QCDCs (rápida conexión desconexión de las juntas).

LA UNIDAD DE PRODUCCION. Un perforador semisumergible fue elegido para ser la unidad de producción debido a su flexibilidad y bajo costo. Las unidades de soportes de tensión, torres compliant, etc., requieren costos de inversión más altos y son aún experimentales para profundidades de agua de 2,000 pie. El semisumergible está posicionado para minimizar la longitud de las líneas de flujo flexibles entre la unidad y seis pozos, de modo que ellos no interferirán en posteriores desarrollos del área. La unidad es utilizada solamente para instalaciones de producción y alojamiento y a no ser equipadas con reparación de los pozos. Permanente anclado el semi sumergible en aguas de 2,000 pies, fue el primero en la industria petrolera.

SISTEMA DE PRODUCCION. El equipo incluye dos trenes de separación con una capacidad de 25,000 BOPD cada uno. El aceite es calentado antes de la separación para minimizar la viscosidad, reducir la formación de espuma y

**TABLA.-INFORMACION DE LAS LINEAS DE FLUJO  
PARA EL CAMPO MARLES**

POZO	PROFUNDIDAD DE POZO (PIES)	LONGITUD DE LAS LINEAS DE FLUJO (MILLAS)	VOLUMEN DEL FLUJO ESPERADO (BPD)
3-MEL	2,313	2.36	9,435
4-BJS-337	2,081	2.54	14,465
3-MEL-2	2,592	4.25	9,435
L1	2,200	2.85	9,435
L2	2,412	3.18	9,435
L3	2,395	2.86	9,435

facilitar el manejo y exportación del aceite. Es permitido un máximo del 5% de producción de agua, aunque no esperado. El diseño básico requerirá doblar la capacidad del equipo en el futuro. El aceite es transportado hasta una distancia de 2.2 millas con 8 pulgadas de diámetro exterior, por medio de dos líneas a dos monoboyas con sistemas de carga para los buques cisterna. Se utilizaron dos buques cisterna de 115,000 DWT para transportar el aceite. Este sistema fue seleccionado debido al exitoso uso de

monoboyas en Campos en base a las instalaciones FPS, y debido a que una momoboya doble es económicamente atractiva, ya que evitan interrupciones de producción en el cambio del buque cisterna.

**ECONOMIA.** La vida estimada del sistema piloto es de cuatro años. La economía está basado en \$20 dólares el precio del barril del aceite con un costo de producción esperado de \$10 dólares por barril.

## CAPITULO 5

---

### SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION CON ALMACENAMIENTO Y DESCARGA

#### 5.1 Generalidades del FPSO.

Análisis de datos históricos y recientes, revelan la tendencia de un fuerte mercado potencial para tanqueros FPSO, y otros sistemas móviles de producción costafuera, en unión con terminaciones marinas.

El Mercado Potencial a Nivel Mundial para unidades flotantes de producción con almacenamiento y descarga (FPSO), podría alcanzar los 8.5 billones de dólares en los 90s. Para entender mejor este potencial, es conveniente considerar otras alternativas de desarrollo de campos, así como sus ventajas y limitaciones de las diferentes opciones técnicas, resultados de la utilización de los FPSO's, y la reciente tendencia de la industria petrolera mundial.

##### 5.1.1 Alternativas del Desarrollo de Campo

Plataformas arregladas con terminaciones y ductos superficiales para la explotación, será el método que prevalecerá para desarrollar los campos de aceite y gas costafuera durante 1990. Sin embargo, las consideraciones técnicas y económicas dictarán frecuentemente el uso de sistemas de producción móviles costafuera (MOSP) así como otros nuevos enfoques, típicos con terminaciones submarinas. Las alternativas principales para plataformas arregladas incluyen:

- Barcazas FPSO
- Unidades de producción jack-up
- Sistemas de producción flotante Semi-sumergibles (FPSs)
- Tanqueros FPSO
- Plataformas con patas tensionadas (TLPs).

Todo estos tienen nichos especiales. Las Barcazas FPSO han sido utilizadas exitosamente para gastos de producción (generalmente menos de 10,000 BOPD) en ambientes moderados donde los vientos, y las corrientes marinas son tanto colineales como de una sola dirección, el Jack-up de MOPS es una buena solución en

profundidades menores de 300 pies, donde las reservas son inciertas o de una corta vida de producción. El FPS semisumergible es técnicamente apropiado para la mayoría de las profundidades de agua y condiciones ambientales; Pero un semisumergible FPS tiene limitaciones críticas en lo que respecta a la carga de la cubierta y al espacio, especialmente si la unidad debe tener un soporte para el equipo de perforación.

El tanquero FPSO también es apropiado para aguas profundas y condiciones ambientales severas, y es ideal para localizaciones remotas, sin infraestructura para los oleoductos. El TLPs es una buena solución para aguas profundas (mayor de 1,000 pies), en áreas como el Golfo de México, donde muchos pozos pueden ser perforados para una sola localización y requieren frecuentes reacondicionamientos.

La tecnología submarina ha continuado avanzando significativamente durante los años recientes. Algunos de los problemas percibidos con terminaciones submarinas, son el resultado de errores. Muchos defectos de anteriores equipos submarinos requirieron mejorar sus técnicas con precios razonables y confiablemente garantizados.

### 5.1.2 Los Componentes del FPSO

Los componentes del FPSO son:

- Almacenamiento del aceite
- Instalaciones de Producción
- Sistema con anclaje
- Tubería vertical de producción
- Sistema de descarga
- Instalaciones de soportes

Aunque cada componente merece una atención especial, es mejor considerar al FPSO como un sistema total que minimiza los costos, mejora la confiabilidad y reduce problemas de separación.

Por ejemplo, no tiene sentido económico desplegar tanto un semisumergible FPS (utilizando equipo de perforación) y un buque cisterna de almacenamiento en un campo costafuera. Una solución más económica sería colocar las instalaciones de producción en el

buque cisterna y eliminar los semisumergibles. Esto reduciría significativamente los gastos de capital y los costos de operación.

### 5.1.3 La Historia del FPS

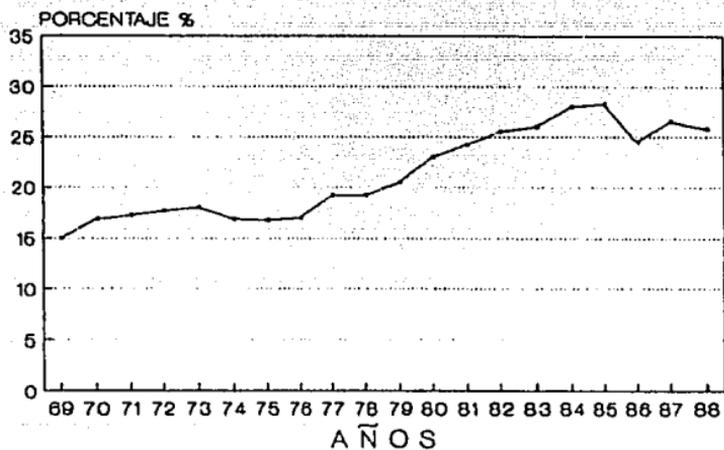
Unidades flotantes de almacenamiento y descarga (FSO) han sido utilizados frecuentemente para desarrollar campos remotos donde no hay infraestructura para oleoductos. Para evitar el uso de un FSO como una unidad de separación de la producción, se ha adicionado simplemente instalaciones de producción y tuberías verticales para el FSO, haciéndolo un FPSO.

Aproximadamente 55 buques de almacenamiento han sido utilizados con el desarrolló de 51 campos costafuera. Adicionalmente, 31 unidades FPSO han sido utilizados para producir en 31 campos costafuera, en todas las áreas geográficas, incluyendo Mar Del Norte. 22 FPSOs y 15 buques cisternas se han incorporado al servicio. La Tabla 5.1 muestra un número constante de FSOs y va creciendo rápidamente el número de FPSOs durante los últimos 15 años. Para entender mejor la historia y el futuro del FPSOs, es esencial observar algunas estadísticas de la industria. Como se indica en las Figs. 5.1.1 y 5.1.2, el porcentaje total de aceite mundial y la producción de gas para campos costafuera se ha duplicado casi durante las dos últimas décadas. El mayor uso de FPSOs ha sido en países en desarrolló que no están entre los mejores productores costafuera, como el Golfo de México. En el futuro probablemente el FPSO estará instalado entre los seis países productores que se menciona en la Tabla 5.1.

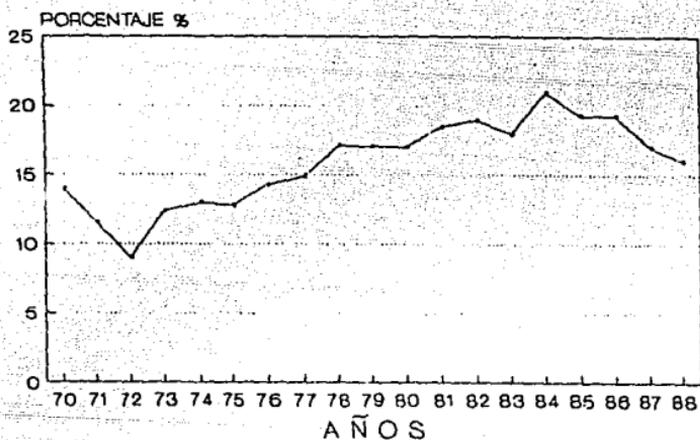
### 5.1.4 Sistemas con Anclaje

Desde que se ideó el sistema con anclaje, ha habido un avance en el FPSO, una revisión de la información histórica en sistemas con anclaje ha ayudado a comprender el mercado del FPSO.

Generalmente, cerca del 60% de las unidades con anclaje en construcción, durante los años recientes, tienen el típico sistema con anclaje



**FIG. 5.1.1 PRODUC. DE ACEITE COSTA FUERA %  
DE LA PRODUCCION TOTAL DEL MUNDO**



**FIG. 5.1.2 PRODUCCION DE GAS COSTAFUERA  
PRODUCCION DE GAS TOTAL EN EL MUNDO**

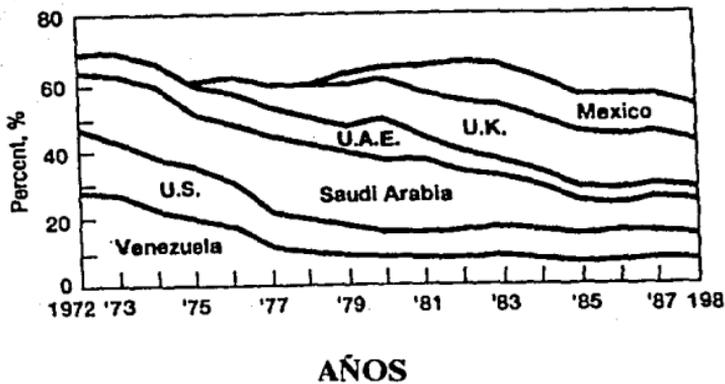


FIG. 5.1.3 PRODUCCION DE ACEITE EL PORCENTAJE TOTAL DEL MUNDO

TABLA 5.1 FPS Y FPSO ventas, 1970-1988

<u>AÑOS</u>	<u>CALIDAD</u>		<u>TOTAL</u>
	<u>F50</u>	<u>FPSO</u>	
1970-1974	6	0	6
1975-1979	15	2	17
1980-1984	19	7	26
1985-1988	15	22	37
<b>TOTAL</b>	<b>55</b>	<b>31</b>	<b>86</b>

TABLA 5.2 Mercado Anticipado

<u>AÑOS</u>	<u>CALIDAD</u>		<u>FPSOs</u>
	<u>SISTEMA CON ANCLAJE</u>	<u>CONNECTOR GRIP</u>	
1991	7	0	6
1992	7	9	6
1993	6	10	7
1994	9	12	7
1995	10	13	8
1996	11	14	8
1997	12	15	9
1998	14	16	10
1999	15	18	11
<b>TOTAL</b>	<b>93</b>	<b>115</b>	<b>72</b>

utilizados en los FSOs o FPSOs. Las unidades restantes han sido para cargar y almacenar en las terminales y son comúnmente conocidos como boyas.

Las Figs. 5.1.4A y 5.1.4B muestran el número de sistemas con anclaje bajo diseño y planeado durante 1980, una comparación de las dos curvas proven una perspectiva entre el mercado de los sistemas con anclaje. Las gráficas muestran que pocas unidades con anclaje estuvieron bajo diseño y planeación entre 1981-82 y 1986-87, mientras hubo una gran actividad en 1984-85 y 1988-89. Similarmente es evidente que la construcción de las unidades con anclaje tienen un retraso de dos años entre la planeación y diseño para una unidad dada. La actividad de construcción más baja fue en 1983-84 y 1988-89, y fue preponderantemente en 1985-86. El patrón histórico sugiere que la actividad de construcción debería haber sido altas en 1990-91; Sin embargo, ha permanecido bajo, esta aparente anomalía estadística puede ser explicado por los eventos mundiales en esta última mitad de los 80s. La declinación en el precio del aceite a \$9 dólares por barril en las compañías petroleras; obligó a disminuir las inversiones en 1986, retrasando proyectos alternativos para producir en campos económicamente marginales. El efecto de esta situación puede ser observado claramente en la Fig. 5.1.5, donde muestra un salto significativo en el número de sistemas con anclaje en estudio, empezado en 1986 y continuado hasta 1990.

Los acontecimientos mundiales también restringieron el mercado de los sistemas con anclaje en 1990. En la primavera de ese año, se presentaron contratos de construcción por un gran número de unidades con anclaje que estarían instaladas durante 1991. Sin embargo, la invasión de Irak a Kuwait en Agosto, parece haber desorganizado los planes. Muchas compañías petroleras decidieron esperar y ver cuales eran los impactos reales de la guerra, incluyendo la evaluación de la extensión de los daños en las zonas productoras en el Golfo Pérsico.

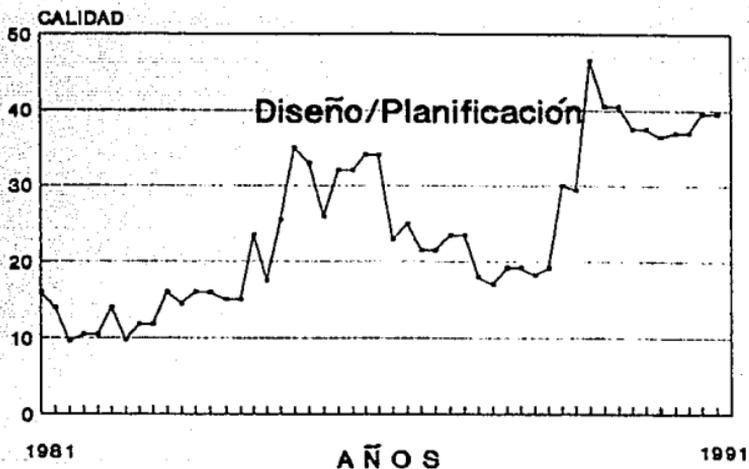
### 5.1.5 Dirección de la Industria.

El mercado del MOPS y las instalaciones deberían continuar expandiéndose por las siguientes razones:

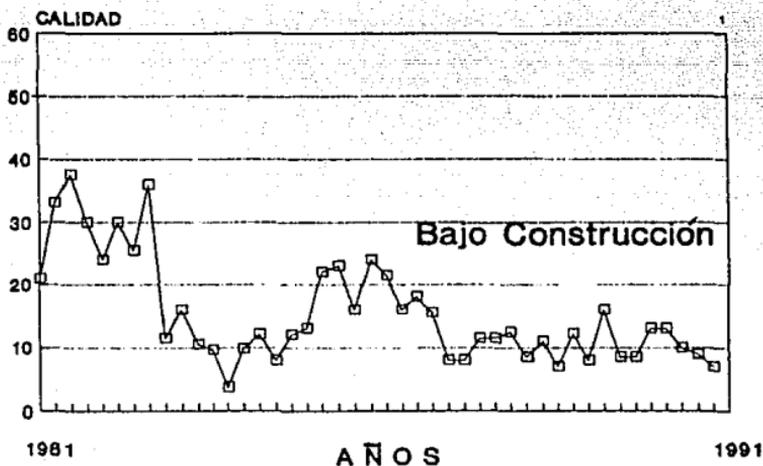
- Desarrolló de pequeños campos costafuera Económicamente marginales.
- Permiten ahorros económicos sobre varios campos.
- El uso de un FPSO es ahora aceptado por las compañías petroleras. En los pasados 15 años, al menos 31 FPSOs han trabajado exitosamente para desarrollar campos costafuera en áreas geográficas que incluyen el de Mar Del Norte.
- El alto costo de los oleoductos y los buque cisterna en los campos costafuera hacen económicamente posible utilizar buques de almacenamiento y descarga en campos petroleros costafuera.
- En campos costafuera de aceite y gas, continúa ampliándose el mercado para los FSOs y tecnología relacionada. Ha habido 767 descubrimientos en campos costafuera desde 1986. Muchos de los cuales son candidatos para utilizar unidades MOPS. Estos campos representan un mercado potencial de \$10 a 15 billones de dólares para el MOPS y tecnologías relacionadas.
- Las Compañías petroleras han mostrado un fuerte interés en la conexión de aguas profundas del Golfo de México, un total de 1,344 acuerdos han sido conexonados; en profundidades mayores a los 1,000 pies, durante los acuerdos del alquiler desde 1986 hasta 1990.
- Descubrimientos futuros deberían generar un comercio de MOPS adicional de \$8 a \$10 billones de dólares durante esta última década. El mercado a nivel mundial de MOPS será de \$26 a 35 billones de dólares durante el resto de la década.

### 5.1.6 Proyecto del Mercado

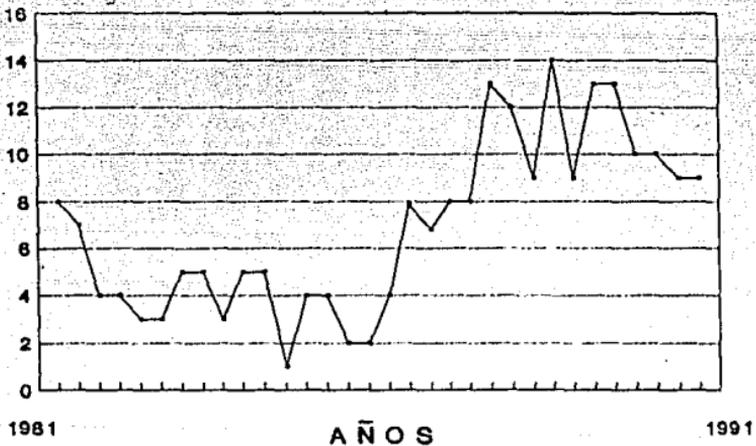
En la Tabla 5.2 se muestra la demanda de sistemas permanentes con anclaje, bases



**FIG. 5.1.4A SISTEMAS CON ANCLAJE EN PLANIFICACION /DISENO Y ETAPAS DE CONS.**



**FIG. 5.14B SISTEMAS CON ANCLAJE EN PLANIFICACION/DISEÑO Y ETAPAS DE CONS.**



**FIG. 5.1.5 SISTEMA CON ANCLAJE BAJO ESTUDIO  
1981-1991**

TABLA 5.3 VALORACION DE LA CONSTRUCCION

<u>Descripción</u>	<u>Calidad</u>	<u>Valuación de la construcción \$ millones</u>
-Tanquero FPSOs	72	5.400
-Barcaza FPSOs	9	180
-Anclaje Permanente	93	1.400
-Flujo por el Connector Grip	115	230
-Contratos para Operaciones FPSO	<u>81</u>	<u>1.296</u>
<b>TOTAL</b>		<b>8.506</b>

gratorias y buques cisternas FPSOs durante los 90s. Por otro lado en la Tabla 5.3 se indica los datos de construcción para el FPSOs e instalaciones, así como contratos de operaciones con un valor aproximado de \$8.5 billones de dólares.

El mercado principal para el FPSOs incluye: Mar Del Norte, Brasil, Oeste de África, China, Australia y S. E. Asia. El Golfo de México ha tenido un fuerte potencial a principios de la segunda mitad de esta década.

## 5.2 Diseño para Campos Marinos Marginales de poca Profundidad.

En áreas remotas, un FPSO de bajo costo puede ser una solución atractiva al problema de desarrollo de yacimientos petroleros marginales. Se describe el proceso de la conversión de un buque cisterna de 78,000 DWT (toneladas de peso muerto) a un FPSO de 15,000 BOPD de bajo costo llamado "Ocean Producer". Todos los aspectos que incluyen la conversión del buque, así como la ingeniería, administración del proyecto, construcción, certificación e instalación, están discutidos en detalle.

Hoy en un mundo de bajos e inciertos precios del aceite, hay una necesidad de Sistemas de Producción Móviles Costafuera (MOPS) de bajos costo, que puedan ser utilizados para explotar reservas marginales en áreas relativamente benignas. Típicamente, estas áreas también pueden estar caracterizados por encontrarse yacimientos petrolíferos en zonas remotas y sin infraestructura para los oleoductos. Por lo tanto en un sistema independiente, es capaz de tomar aceite directamente del cabezal del pozo, procesar, almacenar y acondicionar el producto y entregar a un buque cisterna para su traslado por medio de uno de sus carriles, o sea un buque cisterna Flotantes de Producción con Almacenamiento y Sistema de Descarga de un FPSO.

A continuación se describirá el costo de la tecnología del FPSO cuando está instalado en el pozo.

### 5.2.1 Diseño y Proyección de la Administración

A condición de que la concesión del costo de alquiler sea económicamente viable, para gastos de producción de 5,000 a 15,000 BPD, fue establecido un presupuesto del capital total de \$25 millones de dólares para la conversión, movilización e instalación.

El plan global del proyecto debe ser ejecutado en un año, para que se obtenga la primera producción de aceite, esto se realiza para el primer cliente del FPSO. Los planes establecen que a mayor tiempo son mas costosos, la ejecución de un proyecto rápido es también considerado como un éxito financiero. El plan del proyecto está mostrado en la Fig. 5.2.1.

**PROYECTO DE ORGANIZACION.** Logrando los ambiciosos objetivos del presupuesto y del plan, se establecieron compromisos que deberían de ser éxitos tanto para el cliente como para el contratista. Se utilizaron pequeños equipos que fueron adaptados con partes debidamente autorizados para el proyecto. Una carta hidrográfica de la organización de contratistas está mostrado en la Fig. 5.2.2. El capital de bajo nivel en Ingeniería de proyecto no fue incluido. Los diseños, proyectos de supervisión de la administración y construcción incluyendo las aprobaciones de la calidad, se calcula que fue aproximadamente el ocho por ciento del presupuesto del proyecto.

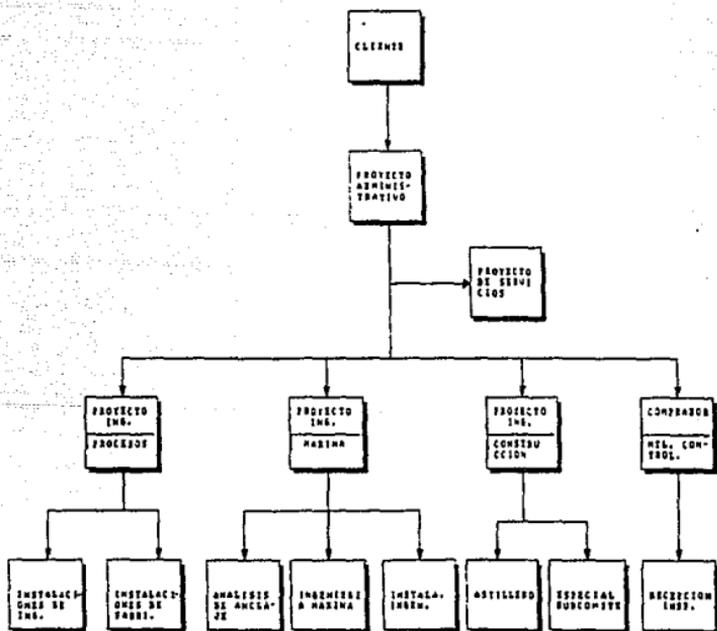
**PARAMETROS DE CAMPO.** El "Ocean Producer" FPSO fue convertido para trabajar primeramente en el campo Beta de Gombe costafuera de Gabon. Con los parámetros de campo siguientes:

- Ubicación: 70 millas al sur de puerto Gentil a 3 millas costafuera.
- Profundidad del tirante de agua: 50 pies.



## FIG. 5.2.2- PRODUCTOR DE OCEANO FPSO

### PROYECTO DE ORGANIZACION



● **Condiciones de fondo:** El fondo marino rasgos particulares en un medio de arcilla suave.

**Condiciones:**

- Vientos: 61 km.
- Corrientes: 5 km.

**Parámetros de Producción:**

- Gasto de aceite: 15,000 BPD.
- Gasto de agua: 0-12,000 BPD.
- Gasto de gas: 6 MM PCG
- Sedimentos y agua: < 1%

De todos los parámetros especificados para el FPSO, la poca profundidad de agua afectó muchos aspectos del diseño siendo un mayor reto a vencer.

### 5.2.2 Selección del Buque Tanque

En consideración del costo y tiempo requerido para la construcción y rehabilitación del casco de un buque tanque convertido, resulta en circunstancias normales un bajo costo y un plan rápido. El buque representa el mayor presupuesto y desembolso (aproximadamente el 25%), la compra tiene que ser con extrema cautela. Esta situación estuvo agravada por el presupuesto total que fue relativamente pequeño, hoy en día la comercialización de un buque cisterna, equivale a un buque viejo. Es de principal importancia la estructura del casco, el costo del acero renovado puede dar como resultado un presupuesto que se exceda antes de comenzar la instalación.

El buque seleccionado para la conversión del "Ocean Producer" fue el "ex-Baltimore Sea", este barco estuvo en excelente condición estructural con una buena maquinaria y con todo el equipo necesario para la conversión. Dándole un mantenimiento apropiado, es razonable suponerle una vida útil de 10 años al FPSO en un medio ambiente no muy extremo.

El tamaño de este buque excedió los requisitos de capacidad de almacenamiento: 500,000 barriles vs. 350,000 barriles. La inversión en el

sistema de anclaje en un buque más grande es justificado en base al bajo tirante de agua, y a la capacidad de almacenamiento.

### 5.2.3 El Sistema con Anclaje

El anclaje de un buque grande en aguas poco profundas es uno de los mayores retos técnicos de todo el proyecto, las técnicas analíticas convencionales respondieron de diferente manera en un modelo de un buque en aguas profundas y uno en aguas someras. Por lo que un nuevo modelo de sistema de anclaje tridimensional se desarrolló en las líneas del buque. Sin embargo, extensivas pruebas fueron requeridas para verificar y perfeccionar el diseño del anclaje. Para acomodar el barco, se requirió de grandes longitudes de cable de 3 1/4 de pulgadas. para su elasticidad. Se requirieron de seis puntos para el arreglo asimétrico debido a la carga inclinada de gran magnitud, provocada por la desviación de 60 grados y por el oleaje. Diez toneladas, arrastrara el ancla que tendrá una tensión de 600 kilo-libras de capacidad. Para evitar interferencias con el FPSO se anclaron los soportes. Las maniobras de movilización del buque cisterna es orientado en las líneas donde crece la corriente para minimizar la transferencia de carga y facilitar el acercamiento.

**DISTRIBUCION DEL ANCLAJE.** Muchos factores llevaron a la selección de la distribución del anclaje, los más importantes son:

- 1. La dirección del oleaje
- 2. Disminuir el costo del capital de un sólo punto de anclaje
- 3. La separación mínima de la plataforma del FPSO y el cabezal del pozo que minimiza la caída de presión en las líneas de flujo.

Una característica del sistema de anclaje es que es desconectable, otra ventaja del diseño desconectable es que el FPSO puede navegar en agua más profundas, la combinación de un tirante profundo y el movimiento del buque indica la dirección del fondo. Para que el sistema de anclaje desconectable sea práctico y opere con

seguridad, las siguientes características están incorporadas en el diseño:

- 1. Monitoreo de la carga de la línea anclada
- 2. Proa, de libre monitoreo en medio del buque para tocar el fondo
- 3. Modificaciones de la máquina principal.

#### 5.2.4 Sistemas de Líneas de Flujo y Tubería Vertical

Con una desviación nominal de 870 pies entre el cabezal del pozo de la plataforma y la popa del buque cisterna, de 1,000 pies de longitud y 6 pulgadas de diámetro interior en las líneas de flujo flexible de la tubería vertical, fue utilizado para llevar la producción directamente de la plataforma al FPSO, la estructura de la tubería vertical requerida para acomodar el buque es otro reto técnico debido a la gran cantidad de movimientos. La colocación de las tuberías verticales en la popa del FPSO desarrolla el movimiento mencionado, el cual tiene una inclinación de 60 grados, trabajando dentro de la columna de agua de 50 pies, una doble estructura de tuberías verticales de ondulación holgada, de aproximadamente 360 pies de longitud se requieren para suministrar la flexibilidad necesaria (Fig. 5.2.4). Sin embargo, los análisis indican que de esta forma aún es posible que se deforme el tubo flexible bajo ciertas condiciones. Por esta razón, se seleccionó un tubo de hule aglutinado. Una de las primeras aplicaciones para este tipo de tuberías fue el de transportar el crudo. Esta fue solamente posible debido a la baja presión de operación y al bajo valor de GOR. El tubo fue probado extensivamente con gas, para ser aprobado para este servicio.

La línea de flujo fue anclado en el fondo del mar para que se establezcan las corrientes transversales. Abrazaderas en el módulo de flotación se utilizaron para lograr la forma de la tubería vertical. Los conectores hidráulicos estuvieron incorporados en la popa del buque para facilitar una rápida liberación de la línea del anclaje desconectable.

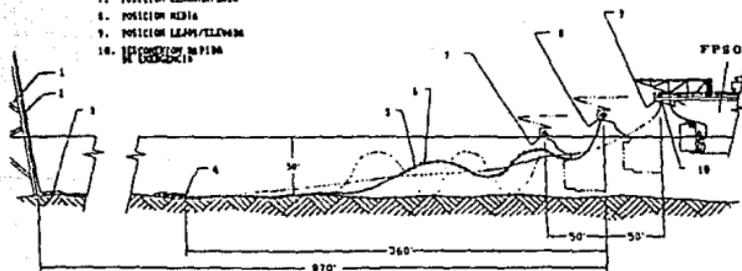
#### 5.2.5 Instalaciones de Proceso.

La producción del pozo es tomada a partir de cada una de las líneas de flujo y dirigida a bordo de la proa del FPSO, donde fluye a través de los carriles de las válvulas de seguridad (SDV). La corriente de flujo de cada pozo, pasa por un conducto procesador hacia la proa que está localizado en el costado del babor. Esta orientación coloca al proceso en un alojamiento donde hay pocas corrientes de viento. La producción está en un manifold y es enviado ya sea al separador de prueba o directamente a los separadores de la producción. Estos separadores, liberan la mayor parte de gas disuelto y retira aproximadamente el 90% del agua. La corriente de aceite es entonces calentada con vapor para estabilizar el aceite. El proceso, está diseñado para operar con bajas presiones de flujo, al calentar el aceite, fluye a un separadores vertical de oleaje y succión donde el gas residual es retirado y las bombas succionan el volumen de crudo. Independientemente de la presión corriente arriba, la corriente del pozo puede fluir empujada a través de las dos etapas seguido de tratamiento electrostáticos. La primera etapa del tratamiento electrostático retira el agua restante de la solución. Sin embargo, el cloruro en cantidades pequeñas en el agua es tan alto en cuanto a la especificación de sal permisible. Por lo tanto, el agua dulce ( a bordo) se está inyectando corriente arriba en la segunda etapa de tratamiento para diluir la concentración de sal. Entonces la segunda etapa de tratamiento electrostático retira la salmuera diluida para lograr la especificación de sal. La producción de agua está tratada a 50 ppm, se utiliza un hidrociclón para el aceite. La parte del proceso de gas, consiste de un combustible de gas scrubber y un quemador deshidratador mecánico para gas de baja emulsividad de quema, montado encima de la cubierta donde es enviado para ser utilizado hacia el área del proceso de la popa de la plataforma, donde es utilizado para el funcionamiento de las calderas y tiene las siguientes especificaciones:

- Caldera: 35,000 lb/hr a 150 lb/pg cuadrada
- El generador: 125 kw a 450 V.

CONFIGURACION DE LAS LINEAS DE FLUJO  
 FIGURA 5.2.4

1. PLATAFORMA DEL POZO
2. LINEAS DE FLUJO Y TUBERIAS VERTICALES
3. BOMBAS DE CONEXION
4. PUNTO DE ANCLAJE
5. MÓDULO DE PLATACON
6. LINEAS DE FLUJO
7. POSICION CENICAP/BIJON
8. POSICION MEDIA
9. POSICION LEANS/ELLENOR
10. POSICION MEDIA DE COORDINACION



Es utilizado un Centro de Control del Motor (MCC), en la plataforma, para distribuir potencia entre el barco y el proceso. Bajo circunstancias normales el vapor da la energía suficiente para hacer funcionar tanto el proceso como el barco, de ese modo se minimizan costos de combustible.

### 5.2.8 Conversión y Certificación

La conversión de el buque cisterna a un FPSO, se realiza esencialmente en dos fases. En la entrega, el buque fue inspeccionado totalmente y se inició las actividades de reparación de un buque normal. Los detalles de mayor reparación incluyeron:

- La carga y el acero del lastre del tanque son renovados
- La carga y el ánodo del lastre del tanque son renovados
- Reparaciones y renovaciones de la tubería
- Reparación de la galería y el sistema de escotilla
- Reparación de la caldera
- Inspección, pruebas y reparaciones necesarias de la maquinaria

la mayoría de estas reparaciones fueron realizadas como un requisito de inspección de un buque estándar para la Sociedad de Clasificación (ABS), y se requirió poco apoyo de diseño. El grado y calidad del trabajo fue ejecutado satisfactoriamente y vigilado por el inspector de ABS. La ingeniería y obtención de equipo requerida para la fase de reparación de la conversión fue desempeñado audazmente. Los dibujos y cálculos fueron presentados a ABS para su revisión y aprobación, fue un proceso muy interactivo porque, en la mayoría de las circunstancias, la fabricación tenía que comenzar antes de que llegara la aprobación. Las actividades del proyecto de conversión comenzaron a abordarse en el cuarto mes y continuó hasta que el barco abandone el dique seco. La conversión de la instalación involucra el siguiente equipo y sistemas:

- Estructura de la cubierta

- El Sistema de Detección de fuego y Gas
- El Sistema de Distribución de energía eléctrica
- Botes Salvavidas
- Liberación de la Tapa de anclaje
- La Planta de proceso, interconexión de la tubería e instrumentos
- La Caldera de gas, Generador y Central de Control del Motor (MCC)
- Torre de quema
- Flujos de líneas Desconectables
- Tratamiento de agua (Proceso de Desalado)
- Destilación primaria de gas inerte en el generador
- Carga del anclaje

LAS INSTALACIONES. Debido al límite del costo, el FPSO no se le adapta con grandes malacates de anclaje, y no pudo desplegar su propio sistema con anclaje como un aparejo de perforación. Para evitar utilizar barcazas de grúas costosas, el sistema fue diseñado para distribuir y resistir la tensión utilizando una Single Anchor, Handling, Tug Supply (AHTS) al barco. La resistencia de la tensión se logró utilizando un anclaje "deadman" y un "ratcheting" potencialmente tensional al malacate (AHTS). A la llegada del "Ocean Producer" el sistema con anclaje se instaló con una tensión de 600 kilo-libras, inmediatamente al arribar a un dique seco, el FPSO se coloca a el bozar (cabo para amarrar algo) lejos de la preinstalación con soportes anclados utilizando su propia potencia, esto en menos que 24 horas por medio de un ram hidráulico grande. Una vez en la estación, se comenzó el trabajo usando diversas instalaciones de línea de flujo y una extensión de anclaje. Tan pronto como los soportes se han anclado y la primera producción fue obtenida, inmediatamente se realizó una hidropueba en la línea de flujo (ver Fig. 5.2.4). Todas las actividades asociadas con la instalación y prueba fueron desempeñados satisfactoriamente.

## 5.3 Ejemplos de la Eficiencia del FPSO en el Mundo.

### 5.3.1 FPSO II—Una Segunda Generación de Sistemas Flotantes de Producción para la Zona Marina de las Filipinas

A continuación se presenta el desarrollo lógico de campo usado en la sección del concepto de producción flotante, describe los nuevos diseños de ingeniería requeridos para el sistema de anclaje, el tren de separación y menciona el trabajo de modificación del buque cisterna requerido para transferir un buque cisterna comercial en un sistema flotante de producción ABS. Se inició la producción del campo Cadlao, en la zona marina de la Isla Palwan (Filipinas) con dos pozos con terminación submarina integrados a un sistema flotante de producción, almacenamiento y sistema de descarga FPSO. El FPSO instalado en dicho campo, utiliza un buque cisterna equipado con instalaciones de procesamiento sobre su cubierta, anclado en el sitio con un sistema de anclaje de yugo rígido. Este sistema es propiedad y operado por la compañía Terminal Installations Ins. (TII) en renta a la compañía Amoco Philippines Petroleum. Antes del descubrimiento del campo Cadlao, la división de operaciones especiales de Amoco condujo un estudio de varios esquemas de producción marina, los cuales podrían usarse para desarrollar yacimientos con datos inciertos o localizados en áreas muy remotas. Con el descubrimiento del campo Cadlao, un estudio de factibilidad más detallado mostró que el desarrollo más efectivo se alcanzaría utilizando el sistema FPSO. Debido a varias ventajas. El uso de un FPSO permitiría explotación de un yacimiento de tamaño desconocido, sin inversiones para costosas instalaciones permanentes. El FPSO puede moverse a otra lugar similar en el caso de que los datos de producción mostrara que el yacimiento es mucho mayor que lo previsto y se justifica el desarrollo convencional, o inversamente si el

tamaño del yacimiento es limitado. Esta última consideración estima que el sistema de costo más efectivo sería la renta.

Otros factores que influenciaron en la decisión para usar un FPSO en Cadlao fueron la lejanía de las áreas desarrolladas en tierra firme, las cuales pudieran proporcionar la infraestructura requerida para una terminal en tierra, la existencia de muchos arrecifes entre el campo Cadlao y la tierra firme impiden el tendido de oleoductos debido a lo tortuoso. Las plataformas con almacenamiento en tierra firme requieren una terminal marina de carga. Las plataformas con almacenamiento flotante requieren el mismo buque cisterna con un sistema de anclaje de yugo rígido, de tal forma que el sistema de costos más efectivo será el buque cisterna que soportar la planta de separación así como para la instalación de almacenamiento. La Fig. 5.3.1 presenta un esquema general del FPSO.

El campo Cadlao es una estructura arrecifal altamente fracturada. En base a otras estructuras similares se espera un activo empuje hidráulico. El aceite es de alta calidad con una densidad de 45 API, la RGA determinada en pruebas iniciales fue de 200 pies cúbicos/bl pero esto fue incierto. El aceite crudo contiene concentraciones de H<sub>2</sub>S entre 1,000 y 4,000 ppm. los estudios del yacimiento indican finalmente que la producción de aceite será obtenida con altos porcentajes de agua. Debido a la incierta RGA y el alto porcentaje de agua, se decidió dimensionar los separadores para una producción de 30,000 bl/día esto proporcionará suficiente tiempo de retención en el tren de separación para aceptar una variación considerable en el de producción, en la RGA y en el incremento en el agua producida. Se decidió que la instalación tendría la capacidad para inyectar inhibidores químicos de corrosión o para circular fluidos para matar el pozo, y para proporcionar bombo neumático el caso de que el incremento en el porcentaje de agua llegue a un grado tal que se requiera bombo artificial. El criterio de diseño especificó que toda agua de desecho sobre la cubierta no contuviera más de 50 ppm de aceite. El criterio de Amoco fue que el gas producido sería usado como combustible para la instalación, el restante sería quemado.

**CRITERIO DE DISEÑO.** Los parámetros necesarios para el diseño del sistema FPSO caen dentro de 2 categorías generales de producción y ambiente, el criterio ambiental fue establecido como sigue:

- Profundidad del agua: 310 pies
- Diseño máximo de oleaje para 100 años: 56 pies
- Diseño mínimo de ola para 100 años: 30 pies
- Velocidad máxima del viento: 109 nudos

Las condiciones de diseño anteriores junto con los análisis de muestras de suelo en los puntos de anclaje definieron un sistema de anclaje aprobado por Lloyds (casa clasificadora).

Las condiciones de diseño que relacionan las propiedades de los fluidos producidos con los procedimientos de separación, fueron especificadas por Amoco Internacional. El criterio de diseño para los 2 pozos puede resumirse como:

- Producción máxima de fluidos: 30,000 bl/día.
- Producción inicial de agua: cero.
- Producción final del agua: 90% de la producción total de la fase líquida
- Producción máxima de gas: 6,550 pies cúbicos/día
- Presión de cierre en la cabeza del pozo: 2,000 lb/pg cuadradas
- Flujo en el tanquero: 395 lb/pg cuadradas
- Temperatura de flujo: 130 a 170 grados F
- Densidad del aceite: 45 a 50 API
- RGA: 450
- H<sub>2</sub>S en el gas producido: 2,260 ppm
- Aceite máximo en el agua de desecho: 50 ppm
- Máximo porcentaje de agua en el aceite procesado: 3 %

Con las propiedades anteriores se puede diseñar un manejo óptimo del fluido y una planta de procesamiento. En adición al procesamiento de los fluidos procesados, la planta FPSO también tiene la capacidad de comprimir el gas para circularlo a través de los árboles submarinos.

Para inducir pozos inicialmente cerrados o para una producción artificial por bombeo neumático. Los líquidos también pueden bombearse en la planta por medio de un servicio de bombeo. Esta característica permite bombear tapones de líquido para el control de la corrosión y otras operaciones de mantenimiento en la vecindad del pozo. La planta diseñada para cumplir los requerimientos de procesamiento, manejo y almacenamiento de la producción, así como los controles y los sistemas de seguridad fueron revisados y certificados por la American Bureau Shipping.

**EQUIPO SUBMARINO.** La producción como se mencionó anteriormente proviene de dos pozos, cada uno de ellos terminado con un árbol de válvulas submarino modelo Cameron, de 4 pulgadas x 2 pulgadas, controlado hidráulicamente. Los árboles consisten de 3 componentes principales:

- 1. Una base de soporte con línea de flujo para la conexión de dos ductos
- 2. Arreglo de válvulas del árbol
- 3. Árbol hidráulico y controlador de la línea de flujo

Los árboles se diseñaron para cumplir con dos principales criterios:

- a) Instalar un árbol que pudiera ser retirado para operaciones de reparación sin tener que desconectar las líneas de flujo
- b) Tener la capacidad para recuperar el árbol cuando el pozo sea abandonado, y sea reutilizada en otra área.

El árbol originalmente se instala como una unidad integral, pero cada componente puede ser retirado por separado y reinstalado. Cada pozo está equipado con dos sensores de presión de fondo y temperatura. Las señales eléctricas de los sensores son transmitidos por medio de cables eléctricos desde los árboles pasando a través de una conexión flotante a los registradores en el cuarto central de control del buque cisterna.

Hay dos oleoductos de acero de 6 pulgadas conectados desde cada pozo a los tubos verticales flexibles. Una línea es usada para la producción y

la otra para inyectar inhibidores de corrosión, arrancar o matar el pozo. Los árboles submarinos están diseñados de tal forma que ambas líneas pueden usarse para la producción o para alternar su función de una línea a otra si se tienen problemas en alguna línea. Las líneas de flujo están conectadas entre los árboles y la base de anclaje de la línea de flujo, mediante piezas rígidas convencionales. Las bases de anclaje de la línea de flujo, conocidas como FLABS, están localizadas a una corta distancia del pozo para prevenir las fuerzas de expansión del oleoducto que están siendo ejercidas contra los árboles.

Las FLABS tienen actualmente bases permanentes, con los postes removidos y grapas instaladas para anclar las líneas de flujo.

Las FLABS fueron instaladas por el equipo de perforación después de terminar el pozo. El equipo perforó un agujero de 36 pulgadas y los FLABS fueron instaladas sobre la T.R. de 30 pulgadas y cementadas en el lugar. Las FLABS pueden ser retiradas al abandonar el campo desanclándolas de la T.R. de 30 pulgadas.

Cada par de oleoductos termina en su propia línea y manifold (PLEM) localizada debajo de la boya FPSO dentro del sistema de ancla. Los PLEM'S permiten aislar las líneas de flujo en una emergencia o si es necesario reemplazar o reparar los tubos flexibles. El arreglo de válvulas del manifold está montado sobre una base gufa permanente y el arreglo se corre en la TR de 30 pulgadas por el equipo de perforación, en la misma forma que los FLABS. Los PLEM'S fueron colocados a 6 pies arriba de la línea de lodo. Una rampa, diseñada para correr sobre las líneas guías y sobre dos postes, se instaló con la torre de la barcaza sin ayuda de buzos. La rampa soporta los oleoductos que van del fondo del mar al manifold; las líneas se anclan a la rampa para restringir el movimiento, se instaló para cada línea entre las válvulas y las tuberías verticales flexibles, un cople de conexión rápida FMS tipo CM-1, operado por buzos. Estos conectores son tipo piñón y caja con sellos metal a metal con rings como respaldo. Las terminales caja fueron unidas a las válvulas del manifold sobre la base gufa. Las terminales piñón fueron montadas sobre un arreglo de conductor, el cual fue unido a las tuberías verticales flexibles sobre la torre de la

barcaza. El arreglo de conectores con las tuberías verticales unidos, fue bajado por las líneas guías hasta los conductores. En ese momento las terminales piñón son alineadas con las terminales caja. Una vez que los piñones fueron asentados dentro de las cajas, un buzo aseguró el conectar, operando un arreglo de mandril candado. Este diseño eliminó el tedioso esfuerzo de los buzos para alinear cada pestaña del tubo vertical flexible a las pestañas individuales de los PLEM'S y ajustar los pasadores de las pestañas.

**SISTEMA SENCILLO DE ALMACENAMIENTO FLOTANTE (SBS).** El sistema SBS se muestra en la Fig. 5.3.2 se combina una boya anclada con catenaria convencional o boya CALM con una conexión de yugo duro entre la boya y el buque cisterna. La catenaria de la boya mantiene la estación, cambiando la pretensión en las cadenas de anclaje, desarrollando así fuerzas de equilibrio necesarias para contrarrestar la suma de las fuerzas ambientales que actúan sobre el tubo vertical. Las cargas del anclaje eventualmente son transmitidas a varios puntos del mismo, los cuales para sistemas de esta magnitud son cimientos.

El yugo rígido entre la boya y el buque cisterna proporciona una conexión confiable, capaz de cumplir las condiciones de diseño para 100 años. Con efecto de preservar las características fundamentales del concepto de punto único de anclaje, simple, el yugo y la boya están desacoplados con un mínimo grado de libertad. Esto permite al buque amarrado, resistir las olas o naturalmente buscar la posición de menor resistencia a las fuerzas ambientales.

Los fluidos son transportados hacia los PLEM'S y hacia el buque cisterna a través de mangueras flexibles flotantes submarinas. Para amarrar al Cadiao se seleccionaron 4 mangueras Colflexip de 6 pulgadas de diámetro interno y 3,000 lb/pg cuadradas de presión de trabajo, como se describe en la Fig. 5.3.1, los conductores están diseñados con un patrón de ingeniería, el cual por la profundidad del agua el diseño es llamado configuración "steep-s". En un extremo, esta geometría permite la máxima extensión de la boya bajo las condiciones de diseño de tormenta para 100 años, sin transmitir fuerzas a las mangueras. En contraste, bajo condiciones de calma, las

mangueras son prevenidas contra arrastre en el piso marino. Las mangueras son mantenidas en la configuración "steep-s" por tanques de flotación especialmente diseñados que soportan y guían las mangueras sobre los tanques de flotación. Colas de arrastre especialmente diseñadas permiten a los buques cisternas resistir una tendencia de las mangueras, de girar cuando las condiciones del mar no son en la misma dirección que la alineación de los tubos verticales.

La base final diseñada para el desarrollo del campo Cadiao, representa la boya más grande tipo SBS en la industria hoy en día. Esto resultó después de que la ingeniería empezó, las condiciones de diseño de tormentas de 100 años, donde se incrementa significativamente.

El incremento en el diseño se debió a la altura de ola fue causado por un huracán en observación, el cual paso muy cerca del campo Cadiao.

Aunque la relación entre profundidad del agua y la altura diseñada por el oleaje estuvo dentro de los límites normales experimentales para el sistema SBS, el diseño final fue certificado por LLOYDS, donde todos los factores estándar de seguridad estructural fueron preservados. La boya mostrada en la Fig. 5.3.3 tiene un peso de 1,500 toneladas, 62.3 pies de diámetro y una altura de 29.5 pies. La boya soporta 6 cadenas de 6 pulgadas de diámetro las cuales corren desde los topes de las cadenas sobre la estructura de la boya hasta los cimientos del anclaje en el piso marino, los cimientos tienen cada uno 5 pies de diámetro con una pared de 2 pulgadas y una longitud de 100 pies.

El yugo rígido está desacoplado desde la boya, permitiendo rotar sobre una serie de 3 baleros de 19.7 pie de diámetro.

El mismo grado de libertad debe darse a cada uno de los patrones de fluido y esto se alcanza a través de una serie de 4 mordazas para altas presiones de flujo. Cada superficie sellante en la mordaza está diseñada para trabajar con una presión máxima en el cabezal del pozo y fue satisfactoriamente probado a esta presión antes de su instalación. Tiene una mordaza de 24 vías, controlada hidráulicamente. Está mordaza contiene agujeros aproximadamente de 7/16 pulgadas de diámetro y maneja presiones del fluido de control hidráulico arriba de los 500 lb/pg cuadradas.

La estructura de yugo mostrada en las Fig. 5.3.2 y 5.3.3, la cual conecta la boya amarrada al buque cisterna, es de acero soldado y tiene una longitud de 131.2 pies. Vista en planta el yugo tiene un ancho de 82 pies en la conexión con el brazo del buque cisterna y varía en anchura desde 12.1 pies en la boya a 6.2 pies en cada orilla del brazo del buque cisterna.

La profundidad del yugo permanece constante a 16.4 pies a través de toda su longitud. Las dimensiones reales del yugo fueron establecidas por la correlación de los resultados de pruebas de simulación, con cálculos analíticos predichos.

Cada una de las 4 líneas de flujo, parten de la mordaza sobre la boya amarrada y viajan a lo largo de un brazo del yugo al brazo del buque cisterna, donde cada línea pasa a través de una mordaza de tubería hacia el área de la cubierta del buque cisterna.

En la Fig. 5.3.4 se muestra el brazo del buque cisterna el cual interconecta el sistema de amarre con la estructura del buque cisterna. Esta área de construcción especial es de particular interés debido a los complejos cálculos de transferencia de carga requeridos para asegurar una transferencia estructuralmente suave de las fuerzas de amarre dentro de la estructura del buque cisterna. El buque cisterna Cadiao está amarrado en la popa, en lugar de la proa, la razón principal es porque bajo la mayoría de todas las condiciones ambientales, los vectores viento y oleaje llegarán a ser colineales, permitiendo así a la popa estar viento arriba que la proa del buque cisterna. Ya que el área de comportamiento en la popa, permite transportar cualquier afluente desde la planta de procesamiento y desde el área de desecho del gas mas allá del área de comportamiento.

El modelado ha mostrado que para los sistemas de yugo rígido, la magnitud de las carga amarradas y los correspondientes movimientos del barco no son significativamente influenciadas por la sección del anclaje en popa o proa.

**SECCION DEL TANQUERO.** El buque cisterna seleccionado para el FPSO II es un buque de 125,000 DWT, de 885 pies de largo por 107 pies de eslora, certificado por la ABS.

Los estudios de factibilidad de Amoco han indicado que el tamaño mínimo requerido del buque cisterna para el campo Cadlao fue de 75,000 a 80,000 DWT, pero la sección final dependió del precio y del costo para convertir y obtener la certificación "Class Society". En el caso de FPSO II, los buques cisternas en la clase de 75,000 a 80,000 DWT fueron más caros que los buques cisternas en la clase 100,000 a 130,000 DWT. Una revisión del mercado de los buques cisternas con ciertos criterios básicos redujo la lista del buque cisterna disponibles a 10. Estos criterios básicos fueron que el barco no tuviera más de 10 años de antigüedad, debería ser movido por turbinas de vapor, no tener menos de 80,000 DWT y no menos de 130,000 DWT y estar disponible en un tiempo especificado, con un precio competitivo. Una revisión de las inspecciones y condiciones de la "Class Society" bajaron la lista a 3 buques cisternas. Entonces fue conducida una inspección detallada entre Amoco y el personal marino del TII. Con la lista de los 3 buques cisternas, variando en precio por más del 100% se hizo un análisis de costos para llevar cada buque cisterna al estado requerido para un FPSO. La sección final se basó en la menor combinación de precio inicial más el costo para la conservación.

Las siguientes son algunas de las consideraciones básicas para realizar el análisis de costos y la selección final.

1. El buque cisterna deberá tener un tamaño para proporcionar suficiente capacidad de almacenaje, para los gastos de producción anticipados y el calendario esperado de carga del buque cisterna para exportación
2. El tamaño del buque cisterna debe ser suficiente para minimizar el movimiento del barco y permitir la producción durante las condiciones climáticas mas severas de tal forma que el tiempo de cierre no sea excesivo
3. El FPSO estará equipado con un sistema de gas y es deseable que el buque cisterna seleccionado está también equipado
4. Un sistema de lavado del aceite crudo es esencial para un FPSO y es deseable también para el tanquero
5. Limpieza del casco. Condición de pérdida de corrosión
6. Condiciones de las paredes de los buque cisternas de almacenamiento
7. Condiciones del carguero y movimiento de tubería, especialmente en las superficies internas
8. Tipo y condición de bombas de transferencia del carguero
9. Tipo, número y condición de los comportamientos
10. Capacidad de generar energía eléctrica
11. Grado de automatización
12. Sistema de protección contra incendio

El FPSO Cadlao tiene una capacidad máxima de almacenamiento de 720,000 bl y capacidad para transferir hacia los buques cisternas, fue necesario instalar sistemas de lavado del aceite crudo y gas. El buque cisterna tienen un lastre segregado permanente. El casco esta protegido contra la corrosión externa, mediante un sistema de protección catódica. La protección antiincendio incluye un sistema central de espuma, sistema de regadoras de agua, toberas de monitoreo y extinguidores distribuidos en posiciones estratégicas. Detectores de H2S accionan alarmas si este gas es detectado y hay equipos de protección localizados estratégicamente en áreas críticas. Se requirió una cara renovación para cambiar del asiático estándar a los estilos del oeste estándar. Se instaló un helipuerto para un helicóptero. Sikorsky S-60. Los calentadores estan equipados con quemadores duales de combustible para utilizar tanto gas separado como sea posible.

El buque cisterna está equipado para descarga Tandem unicamente. Aunque hay un fuerte inclinación para cargar lado a lado debido a que los gastos de carga son mayores, la reducción en el tiempo realizado de transferencia usualmente es poco significativa para la operación. La experiencia en el área del campo Cadlao mostró que aún en días de calma, las olas que pasan de lado a lado de los buques cisternas amarrados pueden incrementar la altura del manifold y a veces soltar las defensas y dañar los seguros.

Aunque a menos que se instalen cerrojos para levantar las defensas dentro de la cubierta del FPSO ellos se pueden romper de sus seguros y perderse durante algunas tormentas. Después de una cuidadosa consideración de todos los factores se decidió que un sistema de carga Tandem debería usarse. El diseño de amarre Tandem se basa en el concepto de que un FPSO con amarre de yugo rígido no es más que un SPM alargado y que todo lo requerido es un amarre suave con mangueras flotantes. El hecho de que hay una multitud de sistemas SPM en uso en todo el mundo, usando amarre suave y mangueras flotantes y el infrecuente tiempo de bombeo, sugieren que este tipo de sistemas será el menos caro y más convenientemente.

#### MODIFICACION DEL BUQUE CISTERNA

Una vez que un buque cisterna especificado es seleccionado para servicio, como un FPSO, se volvería evidentes muchos requerimientos especiales. Aunque los buques cisternas usualmente se discuten primero en términos de tamaño y edad y después en términos del equipo existente, cada barco posee muchas características individuales. Cada barco será modificado de su condición existente a la aceptable para el propietario, el operador y las clasificaciones involucradas. Las plataformas deben ser lo suficientemente fuerte para soportar los grandes barcos llenos de fluido y al mismo tiempo ser lo suficientemente flexibles para responder a los movimientos horizontales y verticales que experimentan las cubiertas del buque cisterna o la estructura. Los requerimientos de la clasificación dictan la altura mínima de las plataformas de soporte. El buque cisterna seleccionado para el FPSO Cadlao es operado por una turbina de vapor y utiliza gas producido como sea posible, se decidió equipar los calentadores con quemadores duales de combustible. Esto no sólo por el costo del combustible, sino también reduce el volumen de los requerimientos de gas desechado para la planta de procesamiento. El suministro dual de combustible, es necesario para mantener el requerimiento de gas, el sistema de compresión de gas, así como las demandas necesarias cuando el suministro de gas producido sea eliminado debido al cierre de los pozos. Se requiere tubería

especial para proveer combustible y el sistema fue probado por ABS. Fue necesario adicionar un sistema de gas inerte al buque cisterna seleccionado para el FPSO Cadlao. Un sistema de lavado de crudo también se instala sobre el buque cisterna para proveer un aumento de sedimentación en el fondo y la acumulación sobre las paredes del buque cisterna de almacenamiento. La segunda operación es un parámetro importante en cualquier operación marina y los sistemas FPSO no son la excepción. Todos los procesos montados en el buque cisterna así como los controles submarinos están ligados a un sistema de apagado de emergencia (ESD). Cuando el sistema ESD es activado debido a una secuencia normal los pozos serán automáticamente cerrados y la planta de procesamiento descargará a la atmósfera. Mucho antes de que el sistema ESD sea activado, el sistema de control integral indicara las condiciones de inestabilidad cuando ellas se presenten.

Dependiendo de la severidad de un evento anormal, las luces del panel de control parpadearán o una alarma sonora se activará. El establecimiento de la jerarquía de control y monitoreo del buque cisterna, planta de procesamiento y equipo submarino representa un esfuerzo principal de ingeniería ya que muchas funciones están estrechamente ligadas.

**PLANTA DE PROCESAMIENTO DE ACEITE Y GAS.** La filosofía de diseño, para el equipo de proceso es instalar cada unidad para una máxima flexibilidad en la construcción y transportación hacia las bodegas del barco, para la instalación final y las pruebas pre-establecidas. Después de que todos los módulos fueron posicionadas y aseguradas sobre las plataformas de soporte, se fabrican carretes para conectar las unidades de proceso así como ligar a ellas dentro de la boya y los sistemas de tubería del buque cisterna.

La planta de procesamiento es relativamente simple, ya que no se anticiparon otros problemas más grandes de gas amargo. Cuatro líneas pasan desde el yugo rígido a la cubierta del tanquero y entran al manifold. Las líneas son ANSI 1,500 y cambian a ANSI 150, corriente abajo de los estranguladores, los cuales están localizados

sobre el manifold de entrada, cada línea tiene válvulas corrientes abajo de los estranguladores para que cualquier línea puede suministrar a la primera etapa de separación o a un separador de prueba. Las válvulas también permiten que cualquier línea se utilice como una línea de servicio. Líneas adicionales entran al manifold para suministrar ya sea gas inerte comprimido o el gas producido para comprimir gas a mangueras submarinas y líneas de flujo.

Desde el manifold de entrada la producción fluye tanto a una primera etapa y a un separador de prueba. El esquema de operación es tal que un pozo estará en prueba en todo tiempo.

Cada separador es dimensionado de acuerdo con el pozo de mayor gasto y tiene 7 pies de diámetro y 25 pies de longitud. Debido a que los separadores operan en un ambiente móvil, se aplican especiales características de diseño interno.

Los separadores están diseñados para manejar 3 fases de separación para 20,000 barriles de líquido por día. Las presiones de operación para los separadores variaron desde aproximadamente 70 lb/pg cuadradas a 40 lb/pg cuadradas abs.

Las corrientes de aceite de ambos separadores se combinan y entran a un separador de segunda etapa el cual tiene 7.5 pies de diámetro y 25 pies de largo. Este separador trifásico está diseñado para aceptar 30,000 bls de líquido por día y opera a 17 lb/pg cuadradas abs.

Después de que el aceite deja la segunda etapa de separación y antes de descargar dentro de los comportamientos del tanque de almacenamiento, la corriente es enfriada por un enfriador tipo platos.

El enfriador condensa los ligeros y permite una mayor recuperación de líquidos. No se instalaron coalescedores ya que se determinó que en largo tiempo de retención en el almacén final del tanquero daría la especificación de calidad del aceite.

Una parte del gas colectado de la primera etapa de separación es desviado a un enfriador por aire. Este gas de aproximadamente 250,000 pies cúbicos/día, es usado como gas combustible para los calentadores del barco.

Todo gas extra de alta presión que no es desviado al servicio de gas combustible, es dirigido al quemador localizado cerca del arco del

tanquero. En suma, todos los gases de baja presión colectados, ya sea de la segunda etapa de separación del enfriador o el aceite espumado será dirigido por un cabezal de baja presión al mismo sistema de quemadores. El volumen total para desecho es de 650,000 pies cúbicos/día con una relación de retorno de 10 a 1. La corriente de alta presión, después de pasar a través de un separador "Knuckuut", va a una tubería de 15 pies de altura y 10 pulgadas finalizando en los quemadores. Esta corriente es quemada a 15 pies, arriba de la base del quemador.

Para ayudar a una combustión eficiente y preservar una corta flama, el aire es forzado dentro de la tubería exterior de 32 pulgadas a 60,000 pies cúbicos/min desde un soplador de 75 hp. La línea del gas de baja presión es una línea de 4 pulgadas posicionada dentro de una línea de 10 pulgadas. Todo el gas de baja presión fluye al quemador para combustión. El juego total de tuberías verticales está dentro de un cilindro de 14 pies y 6 pulgadas de diámetro exterior el cual tiene 70 pie de altura y tiene una capa interior refractaria de 3 pulgadas de espesor, para reducir la radiación de calor desde las paredes del cilindro, existen agujeros en la base del cilindro exterior para permitir ventilación natural y la combustión de todo el gas, si falla el sistema de soplete. El diseño del quemador es tal que la flama esta totalmente encerrada aun cuando la combustión es por ventilación natural. El sistema terrestre del quemador se muestra en la Fig 5.3.5.

Esta técnica algo no convencional, para manejar gas marino resulta del hecho de que a diferencia de una plataforma de producción convencional, la cual tiene limitación de espacio y capacidad, una cubierta de tanquero ofrece mayor espacio y capacidad.

Las corrientes del agua recolectada de la primera y segunda etapas de separación pasan dentro de un espumador de aceite, donde ocurren en forma adicional la separación de agua aceitosa. El aceite recolectado en esta etapa es regresado a la 2 etapa de separación para su proceso adicional. El agua restante es recolectada en un tanque vertedor de agua aceitosa para un asentamiento de largo tiempo antes de su desecho final. El agua es limpiada de aceite a 50 ppm antes de desecharla al mar.

Tres equipos son disponibles para servicio a los pozos. Una bomba tipo T-10 montada en un patín, movida por un motor diesel permite bombear líquidos dentro de los pozos. esto permite, ya sea matar o arrancar los pozos o inyectar inhibidores de corrosión.

Los compresores pueden aceptar ya sea gas inerte o producido. El gasto de inyección máximo es de 100,000 pies cúbicos/día con una presión final de descarga de 400 lb/pg cuadradas abs.. Este gas puede usarse para elevar las mangueras flotantes y las líneas de flujo fuera de los árboles submarinos.

El aceite crudo es exportado al tanquero a través de una unidad de medición. La unidad de 3 medidores de turbina de 10 pulgadas y un anillo probador de 30 pulgadas. Los medidores están dimensionados para un gasto máximo de descarga de 3,500 bl/hr, lo cual requiere que solo 2 de los medidores estén en servicio al mismo tiempo.

El sistema de control que monitorea y controla el comportamiento del sistema total FPSO es manejado en el cuarto de control, mostrado en la

Fig. 5.3.6, ésta muestra los diversos controles que comunican con el equipo submarino, la planta de procesamiento y el equipo en el tanquero. El equipo submarino es controlado a través de un sistema hidráulico directo. Los módulos de equipo de proceso tienen paneles de control locales y suministran sólo información monitoriada de regreso al cuarto central de control. los controladores de procesos son neumáticos con monitores eléctricos.

**MANEJO DEL PROYECTO.** Estrecha coordinación y cooperación entre el contratista y el cliente fue primordial para realizar el proyecto Cadiao, ya que el trabajo de ingeniería se desarrolló simultáneamente en Monaco, Houston y Londres. Durante la fase de construcción, el equipo fue construido en USA, Reino Unido, Holanda, Francia, Japón, Singapur y Nueva Zelandia, durante el mismo período de tiempo. El primer crudo fue producido 18 meses más tarde después de que se firmo el contrato.

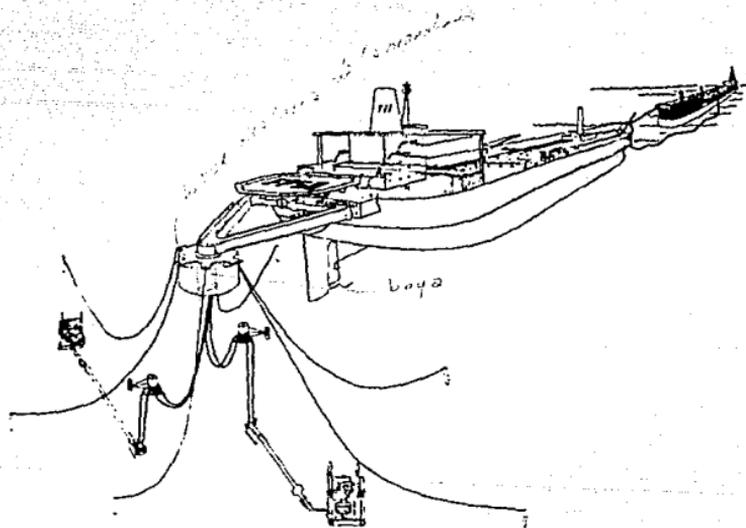


FIG. 5.31 ESQUEMA DEL FPSO CADLAO

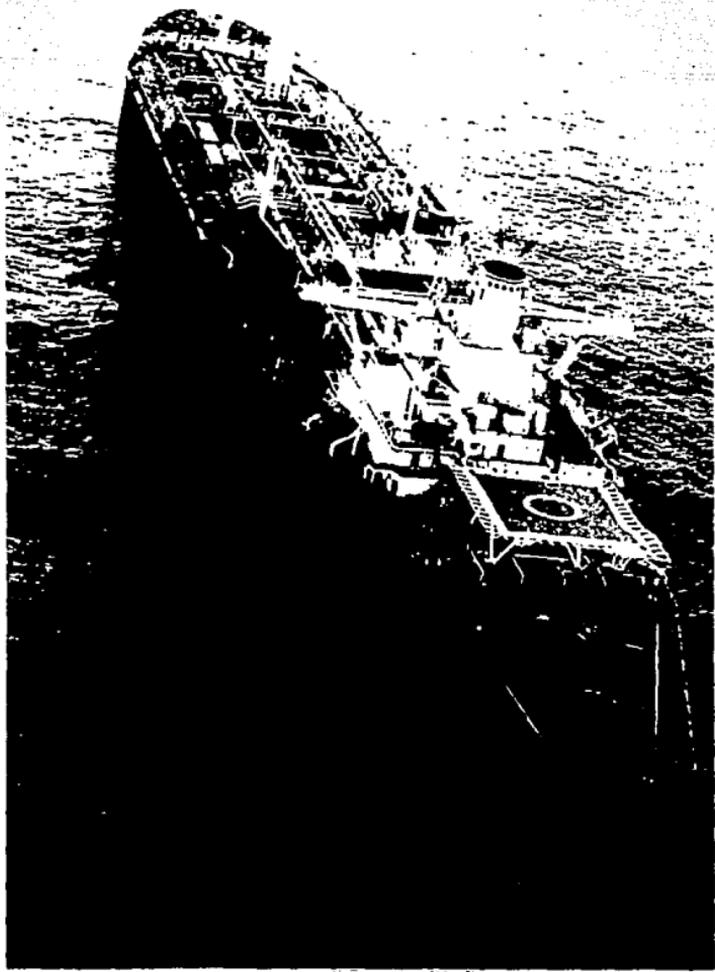
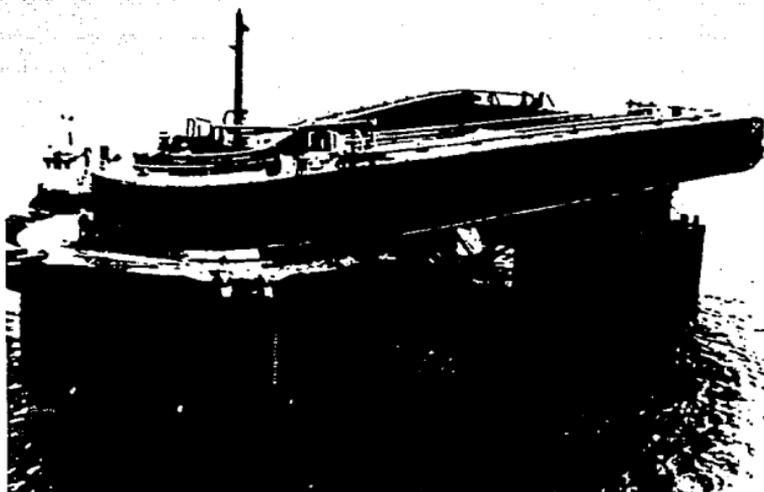


FIG. 5.3.2 EL FPSO II



**FIG. 5.3.3. ESTRUCTURA DE BOYA Y YUGO RIGIDO**

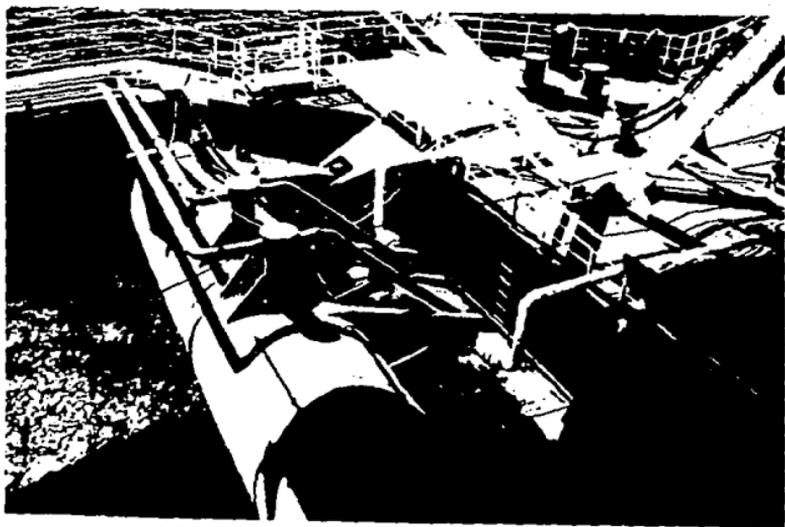


FIG. 5.3.4 BRAZO DEL BUQUE CISTERNA

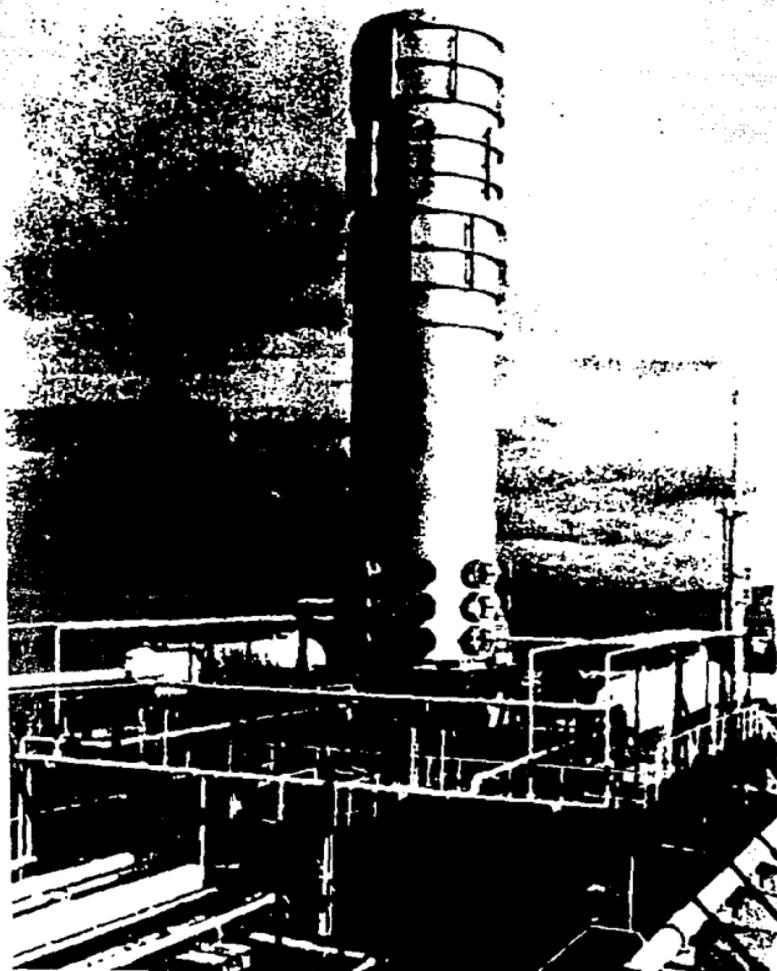


FIG. 5.3.5 SISTEMA DE QUEMA PARA EL GAS DISPERSO



FIG. 5.3.6 CONTROL CENTRAL

## CONCLUSIONES

---

Los Sistemas Móviles de Producción Costafuera tales como el FPSO y el FPS se utilizarán en un futuro cercano en el Golfo de México por las siguientes razones:

1.- FPSO y FPS son ideales para campos marginales ya que podemos desarrollar campos que se considerarían antieconómicos por ser de tamaño limitado

2.- Nos proporcionan producciones tempranas por su rápida instalación, bajos costos y nos da información de las características del yacimiento que es necesario para la optimización de las instalaciones permanentes

3.- Son ideales para áreas de poca infraestructura costafuera que carecen de tendidos de oleoductos por el alto costo de las líneas de flujo, ya que cada milla de las líneas de flujo tiene un

precio aproximado de un millón de dólares por milla

4.- Nos dan una máxima producción en un corto período de tiempo, sin la necesidad de instalar plataformas que nos llevaría a esperar un largo período y utilizando más dinero del que nos proporcionaría la explotación del yacimiento. Con las ganancias obtenidas se podrían costear instalaciones permanentes

5.- Resuelve el problema de los arrecifes que se refiere al tendido de oleoductos

6.- Nos permite la explotación de yacimientos de tamaño desconocido

7.- Son útiles para aguas profundas con un tirante de agua de 5900 pies.

Concluimos que son eficientes para resolver los problemas de campos remotos en la Zonda de Campeche.



## GLOSARIO

---

**ANCLA:** Instrumento de hierro forjado, a manera de garfio o anzuelo que arrojado al mar y fijado al mismo un extremo de una cadena o cable cuyo otro extremo queda a bordo también impide que el buque vaya a la deriva.

**AMARRE:** Todo cabo, cable o cadena con que se hace firme un buque al muelle, a las boyas, a otro buque o cualquier punto sólido y suficiente cuando se esté en el puerto.

**ANLAJE:** EL acto de anclar. Denominación de un antiguo derecho que tenía el Almirantazgo.

**ANCLAR:** Echar las anclas al llegar al fondeadero.

**API:** Instituto Americano del Petróleo

**BABOR:** Situados en el eje longitudinal del buque y mirando hacia la proa, el casco queda dividido en dos mitades, que se llaman "babor" y "estribor". Babor es la mitad de la izquierda.

**BARCAZA:** Embarcación de puerto que sirve para transportes auxiliares, especialmente el de cargas desde los muelles u otros buques hasta el costado del que debe embarcarla de nuevo.

**BAO:** Pieza de forma ligeramente alabeada que va de babor a estribor, ensablado o empernada con los finales altos de cada cuaderna habiendo por consiguiente tanto baos como cuaderñas. Sirven para reforzar la construcción del buque. Además sobre las baos descansa la cubierta.

**BORDA:** EL canto superior de un buque.

**BOGA:** Cuerpo metálico de forma esférica, cilíndrica o fusiforme herméticamente cerrado.

**BOZA:** Trozo de cabo el cual uno de sus extremos va ligado al cable o cuerpo que se está halando para que no pierda ni se escurra.

**CABLE:** Denominado así el cabo de cañamo, de 11 a 32 pulgadas, de circunferencia y 120 brazas de largo.

**CABO:** Cualquiera de las cuerdas que se emplean a bordo.

**CALM:** Monopodio de carga con ancla catenaria.

**CANTO:** Cada uno de los extremos de giro del timón. Esquina o grosor de alguna cosa.

**CARGA:** Los productos que un buque tiene en sus bodegas en un momento dado. (Loading line) Marca reconocida oficialmente y pintada y grabada en los costados del buque, señalado hasta donde podrá llegar el nivel del agua en las diferentes estaciones del año.

**CASCO:** El conjunto de baos, cuadernas, quillas, sobrequillas, roda y codaste y demás piezas después del revestimiento exterior, en grada o a flote.

**CODASTE:** Pieza metálica de arista recta. Formando un ángulo recto o algo obtuso con la quillas en la extremidad que ha de ser la popa, sirve para montar en ellas las hembras del timón.

**COMPAS:** Brújula, aguja náutica o rosa de los vientos.

**COSTADO:** Cada una de las 2 bandas-babor es la izquierda y estribor es la derecha que forman el casco de un buque.

**COSTAFUERA:** Arena geográfica marina a partir de la orilla del mar. En general orilla del mar es la línea donde se encuentran la tierra y el mar.

**CUADERNA:** Reunión de piezas metálicas o de madera que arrancando de la quilla se extiende simétricamente a banda y banda hacia arriba perpendicular siguiendo una ancla y calculada curva para formar la unión de las demás cuadernas.

**DIQUE SECO:** El dique se diseña para obtener la máxima ventaja de construcción de buques en semi-tandem se usa para ello el área de construcción de popa del mismo dique.

**DESENCALLAR:** Volver a flotar una nave por sus propios medios.

**DWT:** Toneladas de peso muerto.

**EJE:** Barra de acero de diámetro apropiado que va desde los cigüeñales hasta la hélice.

**EMBARCACION:** Una de las denominaciones generales que se aplican a toda construcción naval capaz de flotar.

**EPTS:** Producción temprana y sistemas de prueba.

**ESCOLLO:** Piedras submarinas a poca profundidad.

**ESCOTILLA:** Abertura de forma rectangular hecha en la cubierta que se emplea para izar la carga.

**ESLORA:** La longitud de un buque (es la que se cuenta desde el coronamiento de popa hasta la parte alta de la roda)

**ESTRIBOR:** La mitad o costado derecho del buque mirando hacia la proa.

**FONDEAR:** Bajar caer el ancla teniendo cuenta el fondo, dirección y fuerza del viento y de la corriente y la distancia tierra o a otros buques, fijando la cadena necesaria para que el buque queda sujeto a aquella.

**FPSO:** Sistemas Flotantes de Producción, Descarga y Almacenamiento.

**FPS:** Sistemas Flotantes de Producción.

**GRUAS:** Están especialmente diseñadas para construcción naval corren a lo largo de dique seco.

**GUIÑAR:** Hacer variar, con frecuencia y deliberadamente, la dirección de la proa del buque por algún motivo.

**IMO:** Organización Internacional Marítima.

**JACK-UP:** Plataformas que se usan a profundidades menores de 160 m.

**LASTRE:** Piedra, arena o lingote que se estiba en el plan de los buques que carecen de tanques de lastre, para que naveguen convenientemente cuando no transportan carga en sus bodegas.

**LLOYD :** Nombre de sociedad inglesa de seguros que hoy es la máxima autoridad mundial de registro de buques.

**MASTIL:** Torre portátil que puede elevarse como una unidad, que se distingue de una torre estándar porque en ésta no se puede hacer.

**MANIFOLD:** Múltiple, juego de válvulas: sistema de acceso de una tubería u otro conducto, que sirve para dividir un flujo en varias partes, para combinar varios flujos.

**MARGINAL:** Yacimiento económicamente pobre de área limitada.

**MARPOL:** Prevención de la contaminación en el mar.

**MMCF:** Millones de pies cúbicos.

**MMCFS:** Millones de pies cúbicos a condiciones estándar o generalmente las condiciones estándar son de 20 grados C. y a 1 kg/cm<sup>2</sup> de 60 grados F y 14.7 lbf/pg 2

**OLEAJE:** Conjunto y sucesión de olas.

**OBRA MUERTA:** La parte alta del costado del buque por encima de la cubierta.

**PH:** Es la medida de la acidez o la alcalinidad de una solución.

**PILOTE:** Estaca que se clava en el fondo de un puerto.

**POPA:** Parte posterior de la nave, en donde está el timón.

**PROA:** La parte delantera de todo buque comprendida entre la última cuaderna y el tajamar.

**QUILLA:** Gran pieza de hierro acero sobre la que se asientan las varengas perpendicularmente a su longitud y que para el buque representa el asiento de toda su armazón.

**RGA:** Es el gasto total de gas a condiciones estándar entre el gasto de aceite muerto a condiciones estándar.

**SALM:** Sistema de amarre de poste sencillo con anclaje.

**SALS:** Sistemas de almacenamiento de poste sencillo de anclaje.

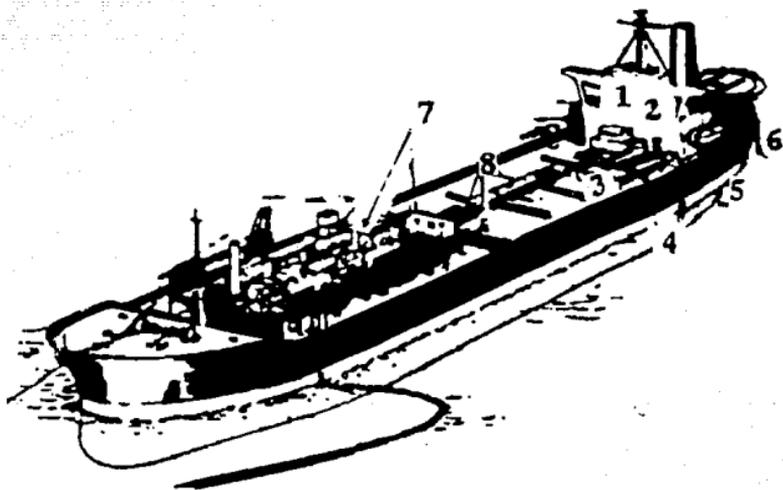
**SBM:** Monoboya de carga.

**SOLAS:** Seguridad de vida marítima.

**TAJAMAR:** Pieza metálica en la que van remachados los extremos de las últimas planchas de la proa.

**YUGO:** Cada uno de los maderos o ángulos metálicos que se empernan en el codaste y con el forro para formar la popa.

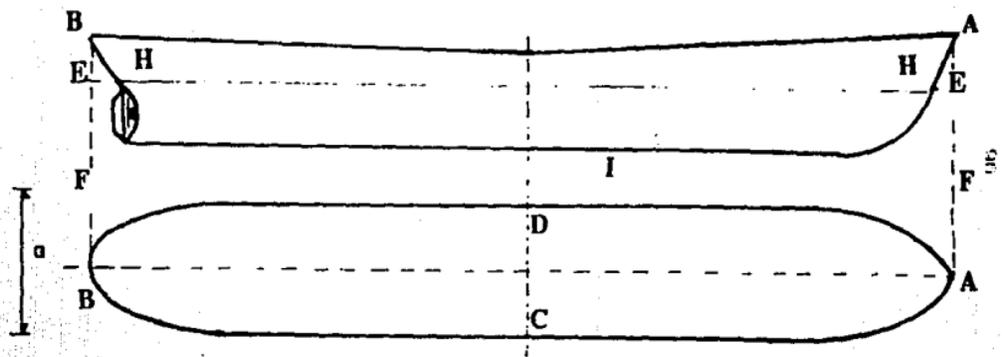
## MODELO FPSO



## MODELO FPSO

- 1.- PUENTE DE MANDO
- 2.- ALOJAMIENTO DE LA TRIPULACION
- 3.- SALA DE MAQUINAS SOBRE CUBIERTA
- 4.- SALA DE CONTROL DE TRIPULACION
- 5.- TURBINA DE ALTA PRESION
- 6.- ARBOL DE LA HELICE
- 7.- BATERIA DE SEPARACION
- 8.- EXTINTORES

- A. PROA
- B. POPA
- ACD. ESTRIBOR
- ADB. BABOR
- EE. LINEA DE FLOTACION
- FF. ESLORA DE FLOTACION
- G. MANGA
- HH. CUBIERTA
- I. QUILLA



## BIBLIOGRAFIA

- 1) ORECCO, M. G., DEEPWATER DEVELOPMENT ECONOMICS, OTC 5548 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, MAYO 1987
- 2) NOBLE DENTON ASSOCIATES, EARLY PRODUCTION AND TESTING SYSTEM FOR APPLICATION IN THE GULF OF MEXICO AND THE SOUTH CHINA SEA, COOPERATIVE INDUSTRY PROJEC REPORT, FEBRERO 1989
- 3) OCEAN INDUSTRY, OFFSHORE DEVELOPMENT USING MOBILE PRODUCTION SYSTEMS, ABRIL/MAYO 1994
- 4) INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION: INTERNATIONAL CONVENTION THE FOR SAFETY OF SEA, CONSOLIDATED TEXT OF THE 1974 SOLAS CONVENTION, THE 1978 SOLAS PROTOCOL AND 1981 & 1988 AMENDMENTS, BATH PRESS, BATH, 1986
- 5) INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION: REGULATIONS FOR THE PREVENTION OF POLLUTION BY OIL, IMO LONDON, 1986
- 6) INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION: INTERNATIONAL CONVENTION ON LONDON LINES, 1966, IMO, 1981
- 7) AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: BP IFFL DRAFT RECOMMENDED PRACTICE FOR DESIGN, ANALYSIS AND MAINTENANCE OF MOORING FOR FLOATING PRODUCTION SYSTEM, FIRST EDITION, API, WASHINGTON, DC, 1994
- 8) AMERICAN BUREAU OF SHIPPING: RULES FOR BUILDING AND CLASSING STEEL VESSELS, ABS, NEW YORK, 1994
- 9) AMERICAN BUREAU OF SHIPPING: GUIDE FOR THE CERTIFICATION OF DRILLING SYSTEM, ABS, NEW YORK, 1994
- 10) AMERICAN WELDING SOCIETY: ANSI/AWS D1.1-91, STRUCTURAL WELDING CODE-STEEL (1991), AWE, MIAMI, 1991.
- 11) AMERICAN BUREAU OF SHIPPING: GUIDE FOR VESSEL ASSESSMENT AND RECONDITIONING, ABS, NEW YORK, 1994.
- 12) P. NELEON: MAJOR STEEL RENEVALS IN FPRO BALLAST TANKS WITHOUT CEARING PRODUCTION, OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, PAPER NO OCT 8250, 1990.
- 13) OIL POLLUTION ACT OF 1990, PUBLIC LAW 101-880, CONGRESS OF THE UNITED STATES OF AMERICAN, WASHINGTON, D. C., 1990
- 14) CHABOT L. G. AND FETTY, T. D., "OCEAN EL DORADO: A DEEPWATER FLOATING PRODUCTION SYSTEM," PAPER OTC 5805, PRESENTED AT OTC 88, HOUSTON , MAYO 2-5, 1988

15) FILHO, J. M. F. AND RIBEIRO, O. J. E., "CRITICAL POINTS FOR THE PROJECT OF VERY DEEP SUBSEA COMPLETION," OTC 3809, MAYO, 1988

16) VARELLA I. C. AND AZPIAZU, V. R., "TECHNOLOGY CONFERENCE, MONTE CARLO, MONACO, 1987.

17) OIL AND GAS JOURNAL'S ENERGY DATABASE AND OCEAN CONSTRUCTION LOCATOR

18) EARLY FLOATING PRODUCTION, STORAGE OFFLOADING SYSTEM STILL OPERATING, AMOCO'S CADLAD FIELD UNIT COMPLETES 10TH YEAR IN SERVICE.

19) ECONOMIC EARLY PRODUCTION AND TESTING SYSTEM FOR THE DEEPWATER GULF OF MEXICO, ORECCO, UNOCAL CORP., AND DAVID TEIN, NOBLE DENTON & ASSOCS. INC.

20) AMERICAN BUREAU OF SHIPPING

21) NEW GENERATION DRILLING AND PRODUCTION SYSTEMS, MARETTA TUBB, MANAGING EDITOR.

22) DEEPEST WATER FPS FACILITIES TO BE INSTALLED OFF BRAZIL, C. E. C. V., SENIOR OPERATIONS ENGINEER, BRAENOR AS, NORWAY.

23) FPSO MARKET PROJECT AT \$2.5 BILLION FOR 1990, JOE V. KEY OCEAN SERVICES, INC., HOUSTON.

24) FPSO OCEAN PRODUCER: A UNIQUE FRO SALLOW WATER MARGINAL FIELDS, HEVLETT, C. V., OCEANKEEPING PRODUCTION SYSTEM

25) A SECOND GENERATION FLOATING PRODUCTION SYSTEM FOR OFFSHORE PHILIPPINES, LEROY WILLIAMS, AMOCO PRODUCTION CO.

26) TURRET MOORED FPS HOUSES SURFACE VELLHEADS: OCEAN INDUSTRY, APRIL/MAY 1991, PAG. 75

27) OFFSHORE DEVELOPMENT USING MOBILE PRODUCTION SYSTEMS, MICHEL L. YEERS, OCEAN PRODUCTION SYSTEM, OCEAN INDUSTRY APRIL/MAY 1991

28) SINGLE LEG ANCHOR SYSTEM FOR DEEPWATER MOORING, CALM, OCEAN INDUSTRY, AUGUST 1990.

29) RISER/ANCHORLINE CLASH STUDIED FOR TROLL II FPS, OCEAN INDUSTRY, APRIL/MAY 1990.

30) FPS CONCEPTS FOR MARGINAL FIELDS UNDER DEVELOPMENT, P. BRANDO AND M. BENETTI, OCEAN INDUSTRY, APRIL/MAY 1990.