



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"INSTALACIONES DE PRODUCCION EN AGUAS
PROFUNDAS".

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

J O S E L U I S M O R E L I A T R E J O



DIRECTOR: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL.

MEXICO, D. F.

FEBRERO, 2005

m. 340924



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1317

SR. JOSÉ LUIS MORELIA TREJO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

- INTRODUCCIÓN**
- I GENERALIDADES**
- II ESTRUCTURAS DE SUPERFICIE**
- III LÍNEAS DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS**
- IV SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN**
- V ASEGURAMIENTO DEL FLUJO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
 Cd. Universitaria, D. F. a 9 de diciembre de 2004
 EL DIRECTOR



M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg



Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Morelia Trejo

José Luis

FECHA: 10-02-05

FIRMA: 

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS”

TESIS PRESENTADA POR:

JOSÉ LUIS MORELIA TREJO

DIRIGIDA POR:

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

JURADO DEL EXÀMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. JOSÈ ÀNGEL GÒMEZ CABRERA

VOCAL: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

SECRETARIO: M. C. MANUEL REYES AGUIRRE

1ER SUPLENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÌN TERRAZAS ROMERO

The image shows a grid of horizontal lines with handwritten signatures written over them. The signatures are in black ink and appear to be the names of the jury members listed in the text to the left. The signatures are somewhat stylized and overlapping.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por haberme proporcionado la oportunidad de formarme como profesional dentro sus aulas, ya que es un orgullo pertenecer a una institución de gran calidad.

A la Facultad de Ingeniería:

Por ser la mejor escuela de ingeniería, y a la que debo todos mis conocimientos adquiridos a través de mi permanencia en ella.

A mis maestros:

Por su tiempo, paciencia y conocimientos proporcionados durante mi estancia en la UNAM.

A mi director de tesis:

El Ing. Carlos Javier Lira Sil, por su tiempo y dedicación prestados, para la elaboración del presente trabajo.

A mis padres y hermanos:

Juan Morelia Leyva q.e.p.d., en el lugar que te encuentres, te dedico muy en especial éste trabajo, ya que sin tu ayuda nunca lo hubiese logrado.

Narcisa Trejo Zúñiga, por ser mi todo y simplemente por existir.

Mis hermanos Martín, Ignacio, Juan, Verónica y Enrique.

A Abraham Morelia:

Todo se puede lograr en ésta vida, simplemente se requiere esfuerzo y dedicación.

A mis compañeros:

Por el buen cotarro que en su momento se presentó: Oscar Peña F., Tito Trujillo, Orlando Hernández, José Luis Hernández, Coppel, Raúl, Raya, José, Gabriel, Cortés, Noé, Ale, Richard, Joel, Jaime, Miguel, Chava, y todos los que me faltan.

ÍNDICE

Página

INTRODUCCIÓN

1

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

I.1	Concepto de aguas profundas y operaciones	5
I.2	¿ Qué cambios hay con la profundidad del agua ?	9
I.3	Estructuras de superficie	10
I.4	Selección del riser para sistemas de producción	12
I.5	Instalaciones de producción	13
I.6	Construcción de pozos productivos	15
I.7	Aseguramiento del flujo	18

CAPÍTULO II. ESTRUCTURAS DE SUPERFICIE

II.1	Introducción	19
II.2	Plataformas fijas	20
II.2.1	Instalación de la plantilla submarina	20
II.2.2	Instalación de la plataforma	22
II.3	Compliant tower	24
II.4	Plataformas de piernas tensionadas (TLP)	25
II.4.1	Flotabilidad	25
II.4.2	Piernas tensionadas	26
II.4.3	Tensión en el riser	27
II.4.4	Desviaciones laterales	29
II.4.5	Mini-TLP	30
II.5	Plataformas SPAR	32
II.5.1	Flotabilidad y risers	33
II.5.2	Piso de trabajo	34
II.5.3	Desviaciones laterales	35
II.6	Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)	37
II.6.1	Componentes del FPSO	37
II.6.2	Sistema de posicionamiento dinámico	39
II.6.3	Combinación de FPSO y sistema de posicionamiento dinámico	41
II.7	Plataformas semisumergibles. Sistemas de producción flotantes (FPS)	43
II.7.1	Configuración de las semisumergibles	43
II.7.2	Risers	45
II.7.3	Instalaciones submarinas	46
II.7.4	Anclajes	47

II.7.5	Localización y profundidad	47
II.7.6	Construcción	48

CAPÍTULO III. LÍNEAS DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS

III.1	Consideraciones para la instalación de tuberías en aguas profundas	50
III.1.1	Consideraciones de diseño	50
III.1.2	Consideraciones del material	51
III.2	Instalación de tuberías	51
III.2.1	Tendido de tuberías tipo "J" (J-Lay)	52
III.2.1.1	Despliegue del J-Lay	52
III.3	Selección del riser para aguas profundas	61
III.3.1	Risers verticales tensionados	61
III.3.1.1	Subsistemas del riser rígido	62
III.3.2	Risers flexibles	65
III.3.2.1	Configuraciones	65
III.3.2.2	Diseño de la tubería flexible	68
III.3.3	Risers híbridos	70
III.3.3.1	Sección rígida	71
III.3.3.2	Sección flexible	72
III.3.4	Riser en forma de catenaria	74
III.3.4.1	Uniones flexibles	75
III.3.4.2	Punto de aterrizaje	75

CAPÍTULO IV. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

IV.1	Introducción	77
IV.2	Contrapresión	78
IV.3	Separación submarina y bombeo. Sistema VASPS	81
IV.3.1	Concepto del VASPS	81
IV.3.2	Requerimientos del sistema de producción	83
IV.3.3	Efecto de la profundidad del agua	85
IV.3.4	Aplicaciones del VASPS	86
IV.4	Separación gas-líquido	88
IV.4.1	Caídas de presión	89
IV.4.2	Características del sistema	90
IV.4.3	Características del separador submarino para aguas profundas	91
IV.5	Separación compacta	92
IV.5.1	Separación convencional	92
IV.5.2	Separación compacta	94
IV.5.2.1	Separación gas-líquido	95
IV.6	Bombas electrosumergibles	97
IV.6.1	Diseño del árbol de producción	98

IV.6.2	Descripción del árbol horizontal	98
IV.6.3	Energía para alimentar la bomba	101
IV.6.4	Distribución de la energía	103
IV.6.5	Aplicación de la primera bomba electrosumergible en las costas de Brasil	103
IV.7	Bombeo multifásico	105

CAPÍTULO V. ASEGURAMIENTO DEL FLUJO

V.1	Introducción	107
V.2	Inhibición de hidratos	108
V.2.1	Descripción de los hidratos de gas	108
V.2.2	Prevención de hidratos	112
V.3	Inhibidores termodinámicos	113
V.3.1	Diseño del sistema de inhibición	116
V.4	Inhibidores de baja dosificación	119
V.4.1	Inhibidores cinéticos	119
V.4.2	Anti-aglomerantes	119
V.4.3	Despliegue de los LDHI's	120
V.5	Casos de aplicación	125
V.5.1	Termodinámicos	125
V.5.2	Cinéticos	126
V.5.3	Anti-aglomerantes	128
V.6	Calentamiento de líneas de flujo	129
V.6.1	Aislamiento de líneas de flujo	129
V.6.2	Arreglo de sistemas para proporcionar calor a las líneas de flujo	131
V.6.2.1	Sistema de empaquetamiento de tuberías	131
V.6.2.2	Sistema PIP	138

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
---------------------------------------	-----

NOMENCLATURA	143
---------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	144
---------------------	-----

INTRODUCCIÓN

La demanda mundial de aceite y gas, cada vez va incrementando, lo cual ha llevado a las compañías a explorar zonas situadas en aguas profundas, que se relacionan con ambientes hostiles, altas presiones y bajas temperaturas.

Para garantizar el éxito de las operaciones, las compañías se enfrentan a los nuevos desafíos en el desarrollo de campos situados en áreas de aguas profundas. Estos desafíos comprenden temas relacionados con la seguridad, medio ambiente, diseño de instalaciones, costos, productividad de los pozos y confiabilidad del equipo. Hoy en día para que los proyectos resulten viables desde el punto de vista económico, las terminaciones en aguas profundas deben optimizar al máximo la recuperación final de los hidrocarburos. Los yacimientos descubiertos recientemente tienen la capacidad para producir con altos gastos de producción, por lo cual el diseño de los pozos debe ser de acuerdo a ello. Debido a los altos costos y la dificultad de acceder a los pozos en aguas profundas, la industria petrolera debe confiar plenamente en las nuevas tecnologías para optimizar las erogaciones de capital en los proyectos.

Los adelantos tecnológicos que se requieren para quebrar las barreras impuestas por los grandes océanos son tan grandes que no se pueden alcanzar en forma individual, o a través de una sola compañía. Tanto las compañías petroleras como las empresas de servicios, las instituciones académicas, grupos gubernamentales y los fabricantes de equipos se encuentran empeñados en la búsqueda de soluciones. Algunas compañías petroleras establecen sus propios grupos especializados para supervisar las tareas en aguas profundas.

A modo de ejemplo cabe mencionar el consorcio Deepstar dirigido por Texaco en los Estados Unidos, PROCAP encabezado por Petrobras en Brasil, el Grupo Industrial Conjunto de las Márgenes del Atlántico (AMJIG, por sus siglas en inglés) en el Reino Unido y el Programa Noruego de Aguas Profundas.

La necesidad de tener un buen estudio de las condiciones físicas del fondo del océano es primordial, incluyendo las corrientes y remolinos asociados con las características topográficas. El papel que juegan estos estudios es importante para el diseño de las líneas de flujo y el tendido de las mismas.

En capítulos posteriores, se presentan las consideraciones principales para el diseño y método de tendido de tuberías generalmente usado en aguas profundas.

Quizás el punto más importante de todo es la cantidad de petróleo crudo equivalente recuperable del o los yacimientos. Un prospecto con grandes reservas permite gastos de operación más altos para cubrir totalmente el desarrollo del campo, que en el caso de uno con bajas reservas. Por lo anterior la clave para desarrollar el campo es obtener una buena estimación de las reservas.

El número requerido de pozos para el desarrollo del yacimiento y la ubicación de los mismos, es otro punto importante. Esto se determina con el tamaño, forma, profundidad y otras características del yacimiento. La reducción del costo en aguas profundas, se enfoca a reducir el número de pozos productores y maximizar la producción de cada uno.

La fabricación, transporte y escenario de instalación es lo que implica el mayor gasto de capital en aguas profundas. Las consideraciones para reducir los costos de instalación se enfocan a las siguientes áreas: 1) Plataformas, 2) Risers y líneas submarinas, 3) Sistemas de producción y 4) Aseguramiento de flujo.

En áreas donde no existe infraestructura, la opción más viable son los buques tanque, para exportar el aceite. Si la reinyección de gas no es factible o permisible, la única solución es tender una tubería para manejar el gas. En tales regiones los conceptos manejados son las plataformas tipo SPAR y los sistemas de producción flotantes de almacenamiento y descarga (FPSO).

Las plataformas flotantes son generalmente menos sensibles a los costos, debido a condiciones ambientales y profundidad del agua, que las verticales, como las plataformas de piernas tensionadas (TLP) y plataformas fijas.

El efecto primario del tipo de plataforma requerido en el diseño, es el tipo de riser; ya que los risers en plataformas flotantes son grandemente afectados por la acción de las olas y corrientes. Los tipos de risers propuestos para desarrollos en aguas profundas son los rígidos, flexibles, híbridos y en forma de catenaria, los cuales representan ventajas y desventajas con respecto a los otros, en relación a la profundidad en la cual serán desplegados.

Los tiebacks submarinos, definidos como la distancia horizontal desde el pozo objetivo hasta la plataforma, son punto esencial en el desarrollo del campo; si por ejemplo se tiene relativamente gas seco y una alta presión en el pozo, se puede considerar como condición para que la distancia del tieback sea grande, sin embargo si el crudo es una mezcla multifásica de aceite, agua, gas y arena con empuje natural del yacimiento, la distancia del tieback no podrá ser muy grande.

Los problemas que pueden existir en lo que respecta a obstrucción en las líneas de flujo, van relacionados con los hidratos, parafinas, arenas o acumulaciones de líquido en la tubería (slugging).

Los hidratos pueden ser removidos con la inyección de metanol; o evitados con la inyección de inhibidores, los cuales pueden ser termodinámicos, cinéticos o anti-aglomerantes. Por otro lado las bloqueos con parafinas, arenas y acumulaciones de líquido pueden ser removidos empleando escariadores (diablos).

En este trabajo se presenta una comparación de los tipos de inhibidores de hidratos, así como sistemas de calentamiento empleados para asegurar el flujo de hidrocarburos.

Para algunas distancias el crudo puede requerir separación y presión de bombeo para poder ser transportado hasta las instalaciones de producción. En algunos desarrollos, el equipo de separación y bombeo, se encuentra situado en la plataforma, pero con los avances de la tecnología, ahora se puede disponer de separación submarina y bombeo. La separación submarina se puede llevar a cabo dentro del pozo o colocar el equipo en el piso marino. En el estudio de los sistemas de producción submarinos, es importante recalcar lo que respecta a los costos de intervención, ya que es uno de los puntos importantes en la selección del sistema.

La mayoría de los pozos submarinos satélites son frecuentemente manejados por separado, con lo cual se obtiene la ventaja de que si existe la intervención en una línea, los otros pozos seguirían produciendo. La desventaja de este concepto es que resultaría muy costoso manejar una sola línea para cada uno; la solución propuesta es hacer converger los pozos hacia un múltiple, el cual puede estar diseñado para manejar diversas cantidades de pozos, variando su tamaño, peso y complejidad.

Por otra parte, a partir de la preocupación por el medio ambiente, la industria petrolera busca controlar la emisión de gases y la contaminación durante las operaciones en pozos. El control de emisiones durante las pruebas de pozos, la descarga de agua al océano y los fluidos utilizados durante operaciones de perforación, están controlados por entes reguladores. Las compañías trabajan en forma continua en la búsqueda de nueva tecnología y procedimientos que permitan mejorar el control de estas operaciones.

Los lugares con más actividad en el desarrollo de campos en aguas profundas son las costas de Brasil y el Golfo de México. En el Golfo de México la plataforma semisumergible *Nautilus* operada por Shell, se despliega en un tirante de agua de 2,500m en la sección del Cañón de Alaminos, en este caso la tecnología empleada se basó en que los cables de anclaje se fabricaron con poliéster.

De igual manera en el área del Golfo de México fue donde se desplegó la primera plataforma tipo SPAR, llamada *Neptune*, en el campo Vioska Knoll, y la primera plataforma Mini-TLP, llamada *Morpeth*, sobre el campo Ewing Bank.

La compañía Petrobras trabaja en el área más importante de las costas de Brasil, la Cuenca de Campos, donde se han llevado a cabo la aplicación de diferentes tecnologías, por ejemplo, en octubre de 1994, Petrobras en conjunto con un equipo de seis compañías

instalan la primera bomba electrosomergible para un pozo de aguas profundas, localizado en 1,107m de tirante de agua, en el campo Albacora.

Statoil, BP Amoco, Exxon Mobil y Petrobras instalaron las primeras bombas multifásicas para aguas profundas en diciembre de 1997 en el sur del Mar de China, en el campo Lufeng; se instalaron cinco bombas de refuerzo multifásicas fabricadas por Framo Engineering en 330m de tirante de agua.

En los capítulos contenidos en este trabajo, se presentan las diferentes tecnologías que son disponibles para el desarrollo de campos situados en aguas profundas. Se presentan comparaciones y características de estructuras de superficie y el riser con el cual se tendrá la mejor interacción.

Los sistemas submarinos de producción, como la separación submarina, son tecnologías modernas, las cuales son desplegadas en aguas profundas, por esta razón se presentan algunos sistemas que ya se encuentran en operación en aguas profundas; así como también las características de los mismos.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

I.1 Concepto de aguas profundas y operaciones.

El mejor lugar para buscar hidrocarburos se encuentra en las proximidades de descubrimientos existentes, especialmente cuando se exploran zonas marinas. Lo anterior ha despertado el interés de varias compañías petroleras por la exploración en áreas donde las profundidades del lecho marino son cada vez mayores, ante la perspectiva de hallar grandes reservas y altos ritmos de producción que justifiquen los gastos y riesgos adicionales. En estos entornos, un pozo perforado en aguas profundas puede costar 25 millones de dólares sin ninguna garantía de éxito.

Lo anterior nos lleva a que gran parte de las reservas de petróleo del mundo se encuentran debajo de los océanos, al límite de nuestras posibilidades actuales de alcance y aún más allá. Todo indica que en el futuro será posible perforar a profundidades aún mayores. Los rápidos avances realizados en los métodos de exploración y producción en aguas profundas durante los últimos años demuestran que apenas se rompe un récord, surge otro que lo supera.

Existen varias definiciones de "aguas profundas", que varían según la actividad desarrollada. Por lo general, con respecto a la perforación de pozos, se considera profundo todo aquello que supere tirantes de agua de 300m de profundidad.

Cuando las profundidades del lecho marino son mayores, surgen otros requerimientos tecnológicos, esto es cuando se consideran profundidades superiores a los 2,000m, y en este caso se dice que son aguas ultraprofundas. En estos casos, de existir soluciones, éstas se adaptan para cada proyecto. La figura I.1 nos muestra las profundidades alcanzadas hasta ahora.

Los organismos gubernamentales y entes reguladores pueden adoptar otras definiciones con respecto al concepto de profundidad, por ejemplo, lo que se encuentra más allá del cambio litológico que existe entre la plataforma continental y el talud continental.

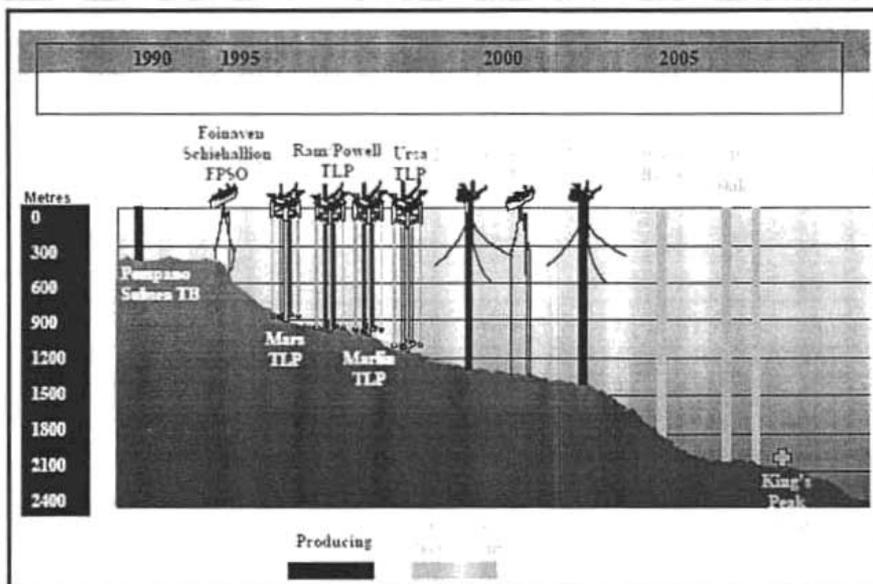


Fig. I.1 Profundidades alcanzadas

Los trabajos científicos de exploración, han perforado pozos por debajo de los 7,044m de lecho marino, sin embargo, por ser pozos de investigación no se toman en cuenta muchas de las restricciones económicas y operativas que se imponen a la industria de exploración y producción en las zonas marinas. Estos pozos pueden ser perforados sin preventor y sin riser. Su objetivo solo es de recabar información y no de producir hidrocarburos, de hecho en caso de detectarse la presencia de hidrocarburos o sobrepresión, la perforación se suspende.

Algunos campos situados en aguas profundas contienen mas de 2 mil millones de barriles de aceite y un solo pozo puede producir 50,000 BPD. A finales de 1998, en los 28 campos que producían a una profundidad del lecho marino de por lo menos 500m, se obtenían 935,000 BPD. La mayor parte de los campos se encuentran en el Golfo de México y en las costas de Brasil, aunque ya se han hecho descubrimientos en aguas profundas de las costas de África Occidental, en el Lejano Oriente y en las márgenes del Atlántico Norte. La Figura I.2 nos muestra las ubicaciones de las áreas donde se llevan a cabo operaciones de exploración y producción a nivel mundial en aguas profundas.

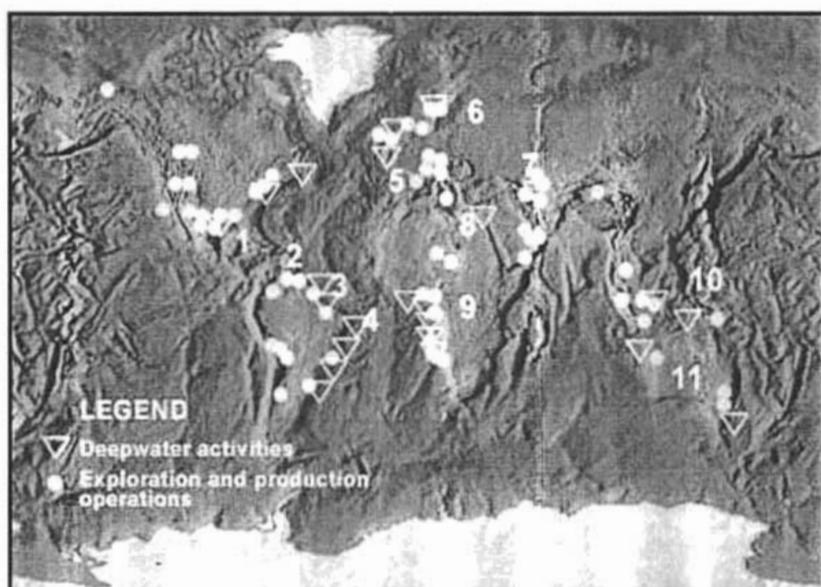


Fig. I.2 Operaciones en aguas profundas

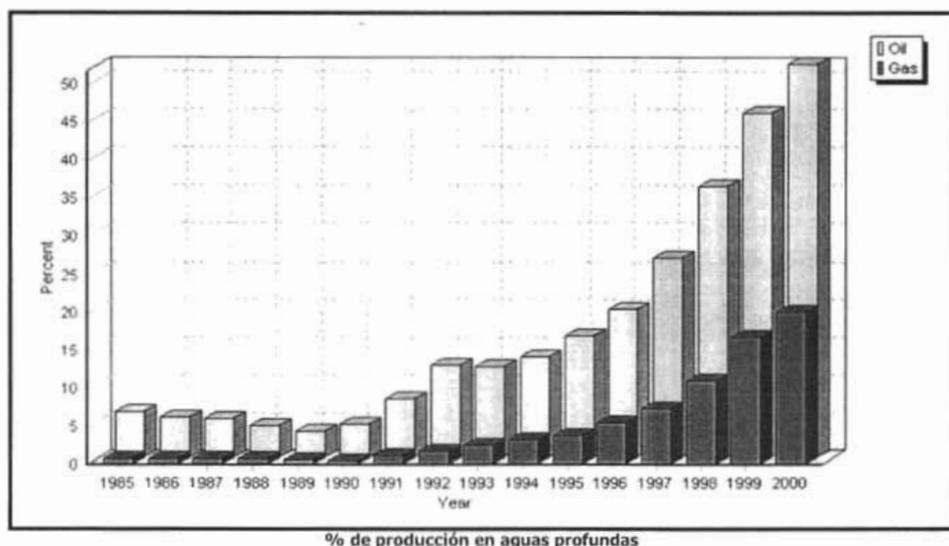
- 1.- Golfo de México
- 2.- Trinidad y Tobago
- 3.- Guyana
- 4.- Brasil
- 5.- Oeste de Inglaterra
- 6.- Noruega
- 7.- Azerbaijan, Mar Caspio
- 8.- Egipto, Delta del Nilo
- 9.- Oeste de África
- 10.- Malasia, Indonesia
- 11.- Australia

Según los informes de los analistas, en todo el mundo se han descubierto un volumen adicional de 435 miles de millones de barriles de aceite en aguas en que el lecho marino supera los 500m de profundidad. En la Tabla I.1 podemos observar los datos de producción tanto de aceite como de gas por año, obtenidos de aguas profundas.

Hasta el momento solo se ha explorado aproximadamente la mitad de la superficie que se supone contiene hidrocarburos debajo de aguas profundas. Se han efectuado algunas estimaciones, las cuales sugieren que el 90% de las reservas de hidrocarburos que aún no se han descubierto en el mundo, ubicadas en zonas marinas se encuentran en mares cuyas profundidades superan los 1,000m.

TABLA I.1 Datos de Producción por Año

Año	Producción en Aguas Profundas (Prof. > 300 m)		Producción Total		% de Producción Total	
	Aceite, STB	Gas, MCF	Aceite, STB	Gas, MCF	Aceite	Gas
1985	21,053,752	33,849,349	350,345,117	4,057,692,707	6.009	0.834
1986	19,077,066	36,900,361	355,542,244	4,043,350,172	5.365	0.912
1987	17,070,926	44,259,499	327,567,672	4,524,823,392	5.211	0.978
1988	12,984,552	38,228,499	301,206,145	4,577,391,080	4.310	0.835
1989	10,007,573	31,889,109	280,717,909	4,636,327,746	3.564	0.687
1990	12,141,988	30,502,933	274,588,473	4,907,774,159	4.421	0.621
1991	22,886,754	58,434,483	294,773,846	4,707,640,841	7.764	1.241
1992	37,295,127	87,256,174	304,865,294	4,650,566,185	12.23	1.876
1993	36,769,914	119,895,532	308,595,948	4,655,807,596	11.91	2.575
1994	41,803,238	159,473,125	314,096,027	4,823,738,315	13.30	3.306
1995	55,200,884	181,019,918	345,074,597	4,778,657,050	15.99	3.788
1996	72,213,069	278,233,940	368,869,292	5,076,875,432	19.57	5.480
1997	108,514,650	381,759,185	411,622,518	5,145,646,361	26.36	7.419
1998	159,232,680	560,475,922	444,286,807	5,041,756,536	35.84	11.11
1999	225,090,931	845,581,180	495,174,758	5,057,646,793	45.45	16.71
2000	271,156,925	998,859,153	523,225,420	4,958,287,749	51.82	20.14
2001	314,565,733	1,177,112,351	556,712,187	5,051,647,849	56.50	23.30



I.2 ¿Qué cambios hay con la profundidad del agua?

Los pozos submarinos que se elevan desde el fondo del mar sin llegar hasta la superficie, tienen un comportamiento sumamente particular. Para conseguir estos pozos y en general, unas instalaciones de producción en óptimas condiciones, es importante tomar en cuenta los siguientes parámetros para el diseño de las mismas:

- **Presión.** La presión a una profundidad mayor a 1,500 m es de más de una tonelada por pulgada cuadrada. Este factor es el de mayor consideración en el diseño de tuberías y equipo submarino, tales como separadores, manifolds, risers, etc.
- **Temperatura.** Por debajo de los 600m, en cualquier parte del mundo, el Océano se estabiliza en 4°C. Este punto influye en el aspecto de asegurar el flujo, por formación de sólidos.
- **Vida marina.** Varias colonias de organismos crecen naturalmente a lo largo del Océano, al paso de miles de años estas colonias se convierten en roca sólida; por lo cual, estas colonias deben ser evitadas al realizar operaciones de exploración y producción.
- **Fondo marino.** En algunos lugares del Océano, el fondo es muy ligero, por lo cual no puede soportar el equipo, y este puede hundirse sin control. En otros lugares existen montañas submarinas, en las cuales puede existir un deslizamiento de sedimentos y rocas que pueden dañar el equipo submarino.
- **Corrientes y ondas.** Las corrientes pueden complicar la instalación y la operación del equipo costa afuera. Las tormentas pueden generar ondas que pueden alcanzar una velocidad de hasta 20 nudos.

En la figura I.3 se muestra un comparativo de las condiciones del tiempo que domina, en lo referente al viento y corrientes, en diferentes zonas marinas del mundo.

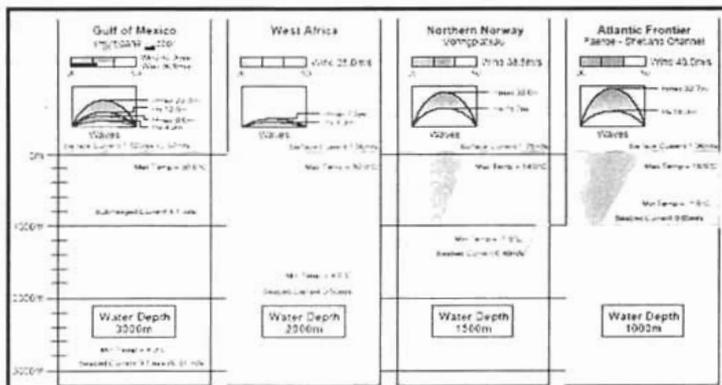


Fig. I.3 Comparativo de los patrones de tiempo predominantes

I.3 Estructuras de superficie.

Las opciones de estructuras de superficie para el desarrollo de aguas profundas son las siguientes:

- **Plataformas fijas (FP).** Consisten de una sección tubular hecha de acero soportada por pilas clavadas en fondo del mar, proveen espacio para tripulación, instalaciones de perforación y producción. Es económicamente factible para profundidades por arriba de los 450 m.
- **Compliant Tower (CT).** Consiste en una torre flexible y estrecha y un pilote como cimiento que puede soportar equipo convencional para operaciones de perforación y producción. La diferencia con la plataforma fija es que resiste grandes fuerzas laterales, usualmente se usan para profundidades entre 300 y 600 m.
- **Plataforma de piernas tensionadas (TLP).** Consiste en una estructura flotante, se encuentra conectada al fondo del mar por medio de unos cables tensionados, conectados a plantillas de pilotes empotrados en el lecho marino. El éxito de esta plataforma es en profundidades cercanas a los 1,200 m.
- **Mini plataformas de piernas tensionadas (Mini-TLP).** Esta plataforma es utilizada por su bajo costo, en reservas pequeñas situadas en aguas profundas. También puede ser usada como plataforma satélite.
- **SPAR.** Consiste en un cilindro vertical flotante. Soporta el mismo equipo que una plataforma fija, tres tipos de risers (producción, perforación y exportación). Es soportada por un sistema de 6 a 20 líneas ancladas al lecho marino. Se usa en profundidades sobre los 900m, aunque con la tecnología disponible su uso se puede extender a profundidades de hasta 2,200 m.
- **Sistema de producción flotante (FPS).** Es una unidad semisumergible, equipada con sistemas de perforación y producción. Es anclada en el lugar con cables y cadenas o puede tener posicionamiento dinámico. La producción de los pozos submarinos llega a través de risers diseñados para los movimientos de la plataforma. Se puede usar en un rango de profundidad entre 300 y 2,200 m.
- **Sistema de producción flotante de almacenamiento y descarga (FPSO).** Consiste de una tanque largo, tipo buque, anclado al fondo marino. Estas embarcaciones reducen el tiempo necesario para la puesta en producción de los pozos.

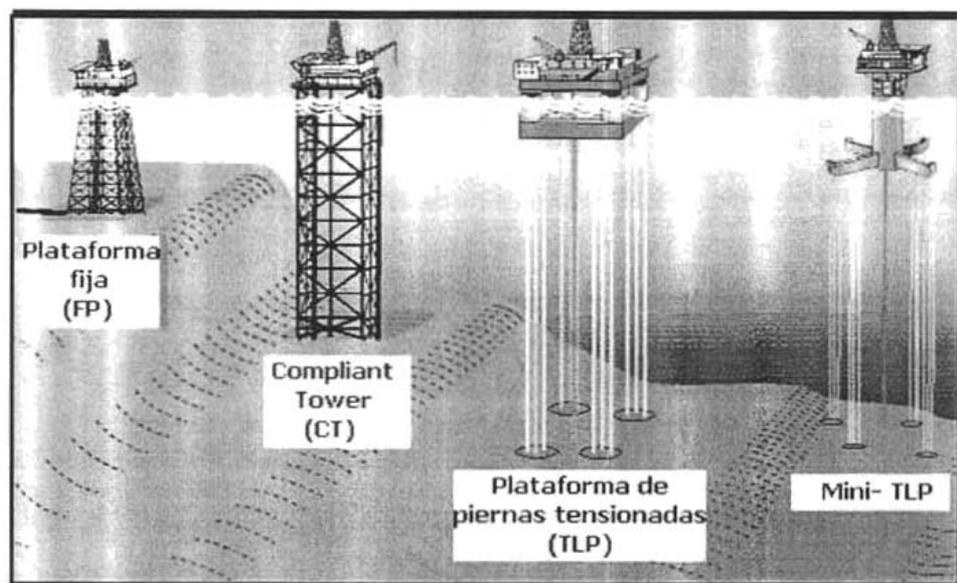


Fig. I.4a. Estructuras de superficie soportadas en el fondo marino

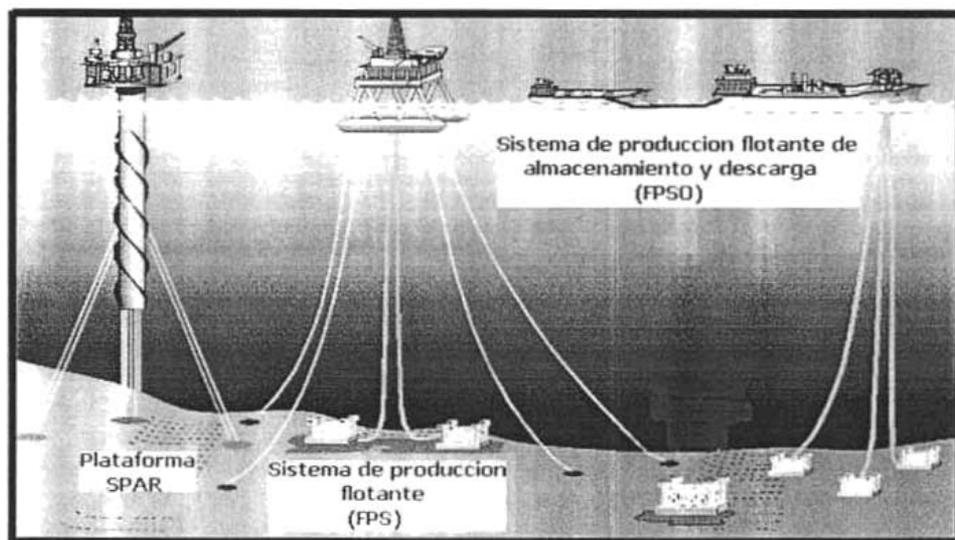


Fig. I.4b. Sistemas de producción flotantes

I.4 Selección del riser para sistemas de producción.

Los risers generalmente usados en los sistemas de producción son costosos y tienen limitaciones técnicas que pueden restringir sus aplicaciones en aguas profundas. Los risers usados entran en dos categorías principales: risers verticales tensionados, atados a TLP's y SPAR's y los risers flexibles, usados sobre una catenaria anclada al sistema de producción.

Los risers verticales tensionados se conectan al pozo submarino por medio de conectores hidráulicos, en la parte superior cuentan con una unión para controlar la curvatura y la tensión. En la superficie, el riser es soportado por la plataforma, a través de unos tensores hidroneumáticos, lo que permite el movimiento axial del riser.

Los risers flexibles están atados a la plataforma y generalmente su diseño utiliza tubería flexible. Si los movimientos de la plataforma se vuelven mas severos, los arreglos del riser pueden ser mas complicados. Estos arreglos se pueden conseguir incrementando la longitud suspendida del riser, colocando flotadores. Cabe mencionar que el uso de tubería flexible en aguas profundas puede ser muy restringido. Estas limitaciones incluyen altos costos y se requiere de mas resistencia a presiones externas.

Dos conceptos de riser recomendados para aguas profundas son los sistemas tipo catenaria y los híbridos, ambos ya implementados, entre las características que poseen son las aplicaciones en altas presiones y temperaturas y principalmente costos mas accesibles.

Risers tipo catenaria. Para estos risers, los movimientos relativos entre la plataforma y el riser se acomodan utilizando juntas flexibles. Pueden ser usados con grandes diámetros, presiones y temperaturas y pueden ser proporcionados fácilmente. Las líneas de acero son de bajo costo y flexibles y pueden ser usadas en grandes profundidades de agua, sin desproporcionar incrementos en costos. El uso de estos risers puede incrementar los gastos de producción.

Risers híbridos. La primera sección de este riser consiste en una estructura tubular central, rodeada de una espuma sintética que sirve como flotador, tiene libre movimiento axial. La estructura central se conecta a la base del riser por medio de un conector hidráulico. Las líneas periféricas son conectadas sobre la base y proveen conexión con las líneas de flujo submarinas. Los movimientos relativos del riser y la plataforma son arreglados por medio de juntas flexibles. Proveen de un sistema de desconexión de la plataforma, esto en caso de presentarse problemas en las condiciones del tiempo.

Cabe mencionar que en profundidades de agua menores a 300m el uso de estos dos sistemas es limitado, pero en profundidades mayores los beneficios de estas alternativas pueden ser muy significantes.

I.5 Instalaciones de Producción.

Los equipos de terminación de pozos se han sumergido en el agua. En lo que se denomina terminación submarina, los cabezales de los pozos que se encuentran sobre el lecho del mar se conectan con las líneas de flujo que transportan el petróleo y el gas a la superficie.

Hoy en día, las terminaciones submarinas pueden resultar demasiado profundas para los buzos, de tal modo que los equipos de producción se controlan y manejan por medio de vehículos operados por control remoto (ROV's, por sus siglas en Inglés).

El conjunto simple del cabezal del pozo y tuberías de conducción se ha ampliado hasta incluir varios cabezales conectados a un conjunto de válvulas de distribución a través de líneas de flujo, y luego a un sistema de producción flotante, a una plataforma cercana o a las instalaciones emplazadas en la costa. A través de grupos de válvulas de distribución conectados a puntos centrales submarinos se logra maximizar la cobertura del yacimiento. La distancia horizontal entre la terminación submarina y su conexión a la plataforma (tieback) ha aumentado desde algunos cientos de metros hasta alcanzar kilómetros. Cada vez con mayor frecuencia, las operaciones que se realizaban originalmente en la superficie se están trasladando al fondo del mar.

La tecnología submarina disponible hoy en día, comprende una amplia variedad de equipamientos y actividades tales como: cables guía para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas de cabezal de pozo, o de producción, preventores de reventones (BOP's, por sus siglas en Inglés), árboles de intervención y de prueba; múltiples, plantillas; ROV's, líneas de flujo, tubos ascendentes (risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y medición de fluidos, separación y reinyección de agua.

Habitualmente las terminaciones en aguas profundas se caracterizan como pozos submarinos con árboles de válvulas secos o con árboles de válvulas húmedos. El concepto de árbol seco incluye las terminaciones para estructuras fijas, plataformas de piernas tensionadas (TLP) o plataforma tipo SPAR. Estas terminaciones son similares a las realizadas por plataformas convencionales y su diseño es tal que permiten el acceso de un cable de acero durante la vida productiva del pozo. Las terminaciones con árboles de válvulas secos en aguas profundas están diseñadas con vistas a un ritmo de producción elevado.

Las terminaciones submarinas con árboles de válvulas húmedos, por lo general, mas complejas que las terminaciones para plataformas convencionales y, normalmente, incluyen elementos para la inhibición de hidratos, el monitoreo de la presión y la temperatura, además de nuevos dispositivos inteligentes para controlar el flujo en una terminación de múltiples zonas. En el diseño de este tipo de terminaciones, por lo general, no se contempla el acceso de herramientas operadas por cable.

La figura I.5 nos muestra algunos diseños de árboles de producción.

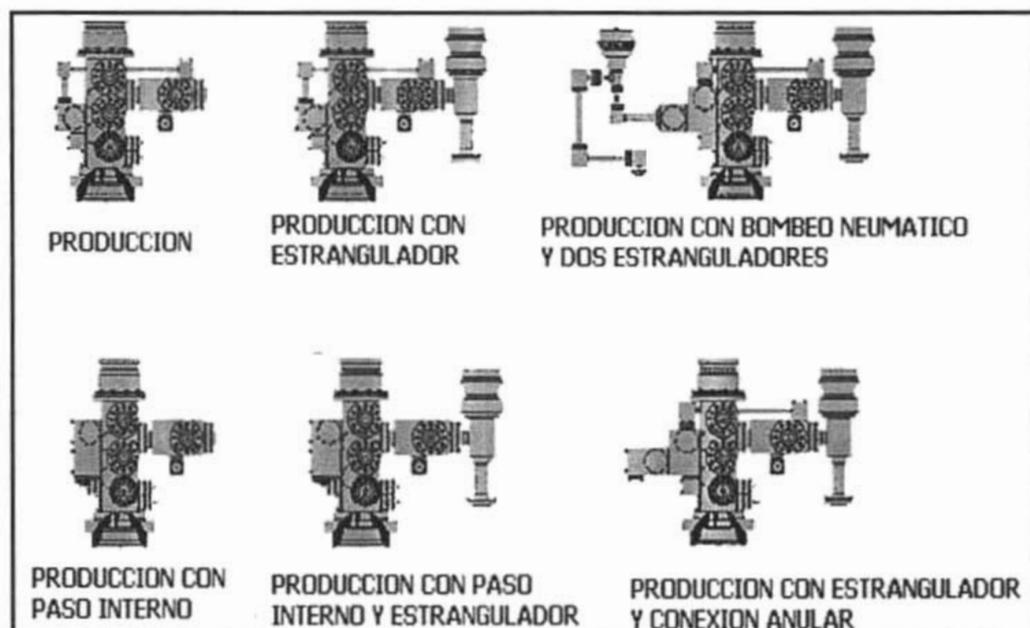
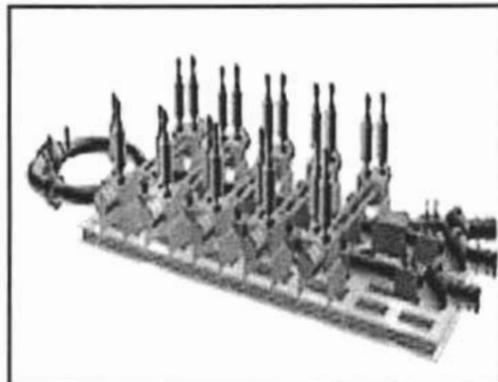


Fig. I.5 Árboles de producción

Por otra parte en lo que respecta a los conjuntos de válvulas de distribución (múltiple), también deben tener un diseño especial para aguas profundas, este diseño incluye la construcción de la base, el cuerpo del múltiple que incluye los soportes de las válvulas, estructura para soportar puntos de interfase de los ROV's, distribución de unidades de control, bancos para acumulador, módulos de control, conexiones de las tuberías y un techo protector. Figura I.6.



Fig. I.6 a) Múltiple submarino para aguas profundas



b) Múltiple típico con 10 bloques de válvulas

La distancia existente desde las obras de infraestructura es un factor determinante en el momento de optar por una terminación submarina. Cuando los pozos perforados se encuentran en las cercanías de las plataformas de producción existentes, resulta conveniente realizar una terminación submarina y conectarla a la plataforma. La distancia entre la terminación submarina y su conexión a la plataforma se encuentra limitada por la continuidad del flujo, la estabilidad del lecho marino y las corrientes. También es importante contar con el uso de una instalación central común, ya que permite reducir el costo de desarrollo del campo en forma significativa.

Un ejemplo de una instalación sencilla de producción en aguas profundas es como la mostrada en la figura I.7.

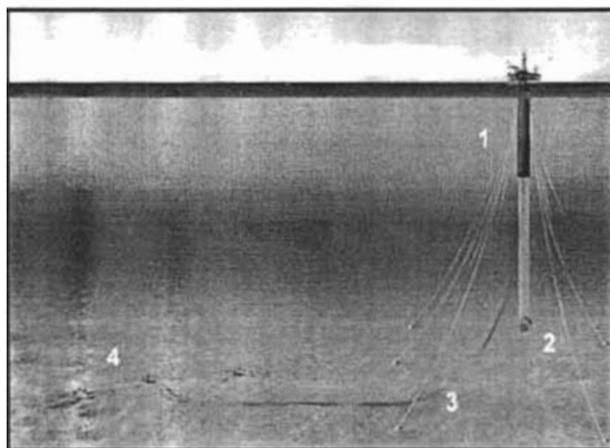


Fig. I.7 Esquema de producción submarina en aguas profundas

- 1.- La estructura es un SPAR de 63,000 toneladas, desplegado en 1,570m de tirante de agua.
- 2.- Los tubos verticales ascendentes (risers) entregan a la plataforma el aceite y gas provenientes de los pozos.
- 3.- Dos líneas llevan el aceite y el gas hacia la costa, a través de un largo sistema de tuberías en el Golfo de México.
- 4.- Pozos submarinos, envían el aceite y gas a través de líneas multifásicas.

I.6 Construcción de pozos productivos.

Para poder alcanzar una producción óptima de hidrocarburos de los pozos de aguas profundas, es necesario prestar especial atención al mantenimiento de las condiciones de flujo. El manejo de la producción constituye un esfuerzo multidisciplinario que comprende distintos aspectos, desde la deposición de asfaltenos y la formación de hidratos hasta las propiedades de producción de los hidrocarburos y la confiabilidad de la línea de flujo. Cualquier problema potencial que pudiera dificultar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hacia la embarcación o la tubería de producción se incluye dentro del rubro del manejo de la producción.

En algunas zonas marinas, el diseño de los desarrollos de yacimientos situados bajo aguas profundas se ha visto limitado por las presiones de los yacimientos, ya que de ellas depende la distancia entre el pozo y la plataforma sin una pérdida crítica del flujo. La

disminución de la presión se puede compensar por medio de la inyección de agua, mientras que la contrapresión se puede reducir con el levantamiento artificial por gas (bombeo neumático). Sin embargo, la eficiencia de ésta disminuye en los pozos con largas conexiones (tiebacks) horizontales, típicas de las terminaciones submarinas.

Para mantener la producción de crudo de estos pozos submarinos de aguas profundas es preciso encontrar nuevas soluciones para incrementar las tasas de flujo, simplificar el diseño de las instalaciones de producción, disminuir el número de plataformas de producción y disminuir las inversiones y los costos operativos.

Algunas soluciones para lo mencionado anteriormente son las siguientes:

- **Bombas de fondo.** Para hacer posible el uso de bombas electrosumergibles a grandes profundidades, las bombas deberían garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie, por lo cual se realizaron diversas pruebas en pozos a diferentes profundidades. Figura I.8.

La bomba electrosumergible constituye un elemento clave para la producción de los pozos submarinos. Debido a los elevados costos de las intervenciones en aguas profundas, la confiabilidad y la duración de los equipos resultan factores de gran importancia. La integración del sistema de terminación con el equipo de la bomba electrosumergible es fundamental, lo cual debe de tomarse en cuenta durante la planeación de los pozos en aguas profundas.

- **Refuerzos submarinos.** La posibilidad de instalar bombas de refuerzo (boosting) multifásicas submarinas como método alternativo a las bombas de fondo, es una opción atractiva cuando la producción de un gran número de pozos se puede combinar en el fondo del mar e impulsar desde un conjunto de válvulas de producción o bien cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo. Figura I.9.

Cuando se instalan bombas multifásicas sobre el lecho marino, éstas se encuentran mas cerca del yacimiento que si se instalaran al nivel del mar, con lo cual se mejora la altura de succión de la bomba y se logra utilizar un sistema de mayor potencia.

- **Separación submarina.** La separación de fluidos en ambientes submarinos, permitirá evitar levantar grandes volúmenes de agua a la superficie, que luego se deben procesar y eliminar. Esto permitirá reducir los costos de levantamiento, así como los de procesamiento y manejo del agua en la superficie. Estos ahorros pueden extender la vida económica de los proyectos en aguas profundas y reducir los riesgos de desarrollo. Además la separación submarina, ayuda a eliminar problemas de formación de hidratos. Figura I.10.

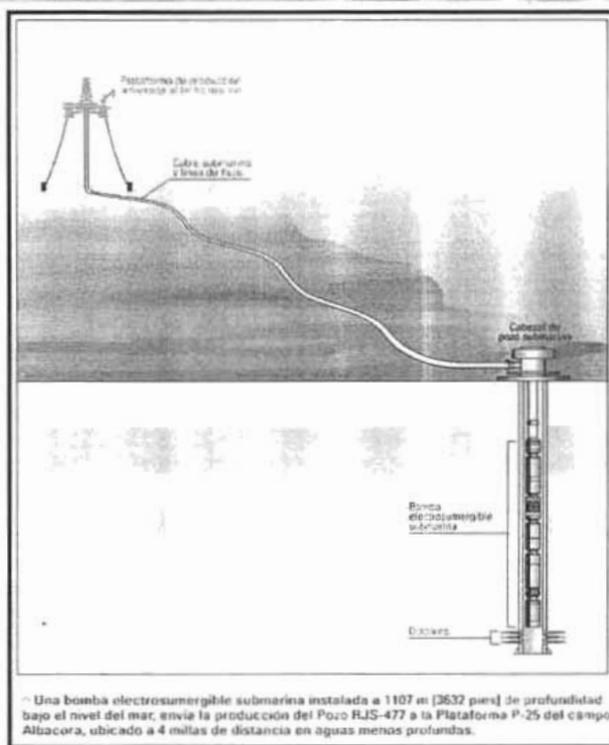


Fig. I.8

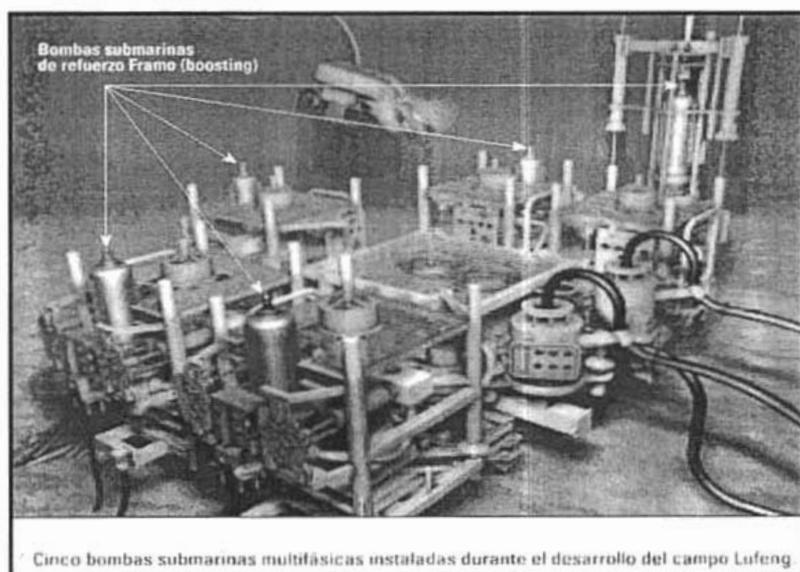


Fig. I.9

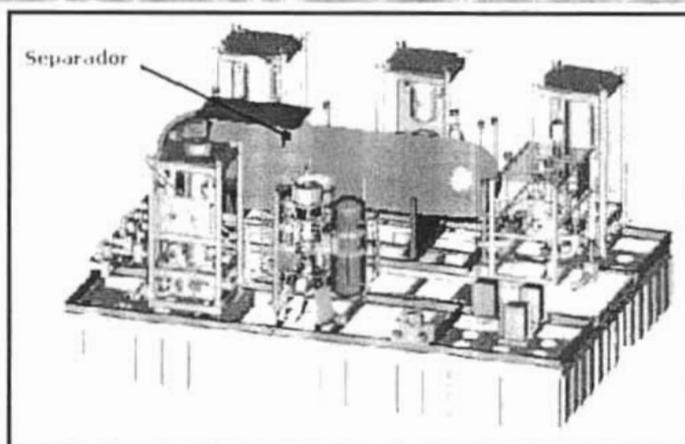


Fig. I.10 Separación Submarina

I.7 Aseguramiento del flujo.

A las profundidades de agua en cuestión, las bajas temperaturas y las altas presiones pueden provocar la precipitación de sólidos, que reducen o bloquean completamente el flujo. La precipitación de asfaltenos y parafinas constituye un problema en ciertos yacimientos, donde, por lo general, se debe recurrir a una intervención en algún punto de la vida del pozo.

Las incrustaciones de minerales también pueden restringir el flujo, por lo cual es necesario impedir su formación o eliminarlas. La formación de hidratos de gas sólidos puede causar bloqueos en las tuberías y en las líneas de flujo, en especial cuando una mezcla de agua y gas se enfría mientras fluye a lo largo del lecho marino a través de una tubería de gran longitud. Estos hidratos pueden despresurizarse en forma explosiva cuando llegan a la superficie. En el pasado, provocaban catástrofes en las operaciones de perforación en zonas marinas. Los hidratos se pueden formar también en forma natural en el lecho del mar y por debajo del mismo, por lo cual representan un peligro si se les penetra durante la perforación.

Las técnicas de prevención utilizadas comprenden el calentamiento de las tuberías, la separación del gas y el agua previo al desplazamiento del crudo y la inyección de inhibidores para impedir la formación de sólidos.

CAPÍTULO II

ESTRUCTURAS DE SUPERFICIE

II.1 Introducción

Es muy importante la selección de la plataforma a utilizar en proyectos para aguas profundas, ya que influye la profundidad del tirante de agua, las condiciones ambientales, como son las olas y la velocidad del viento, el equipo que será soportado por la plataforma y las operaciones que se llevarán a cabo, como lo es la inyección de fluidos, almacenamiento y descarga, perforación o sólo producción.

Entre las estructuras estudiadas están las plataformas fijas (FP), que son requeridas para menos profundidad (aproximadamente 300m), la Compliant Tower que también está fija en el fondo del mar, pero el rango de profundidad para su uso es de aproximadamente de 460m a 920m.

Otra estructura es la plataforma de piernas tensionadas (TLP), la cual es una estructura flotante, anclada en el fondo del mar por medio de piernas tensionadas, la profundidad de agua para la cual es recomendada oscila en los 1,200m de tirante de agua. También existe la mini- TLP, que es utilizada en yacimientos de aguas profundas pequeños.

Entre las estructuras flotantes está la plataforma tipo SPAR, que es un cilindro vertical, que también está anclado al fondo del mar por medio de unos cables, es recomendado para tirantes de agua de 900m, pero ya se ha mejorado el sistema hasta alcanzar los 2,300m. Por otro lado está la plataforma flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), el cual es un buque tanque anclado al fondo del mar, con esta estructura se puede operar en grandes tirantes de agua y donde no existe infraestructura para poder transportar los hidrocarburos extraídos.

Todos estos sistemas mencionados tienen grandes diferencias, como lo es la configuración, sistemas de anclaje, respuesta a los movimientos, construcción e instalación y rangos de profundidad de agua. Dichas variables van a tener gran influencia en la selección de la plataforma para proyectos de aguas profundas.

II.2 Plataformas fijas

La mayoría de las plataformas situadas costa afuera son las llamadas plataformas fijas (Jackets), que consisten de una sección vertical, hecha de acero, la cual está soportada en el fondo del mar. Esta estructura vertical soporta todo el peso de la plataforma. Las piernas están unidas por abrazaderas en el plano vertical y horizontal, lo que le permite a la estructura resistir las cargas ambientales (ondas, corrientes, olas, etc.). Comúnmente las piernas de las esquinas están ligeramente inclinadas, para que el sistema tenga suficiente fuerza y rigidez en la parte baja de la estructura. Ver figura II.1.

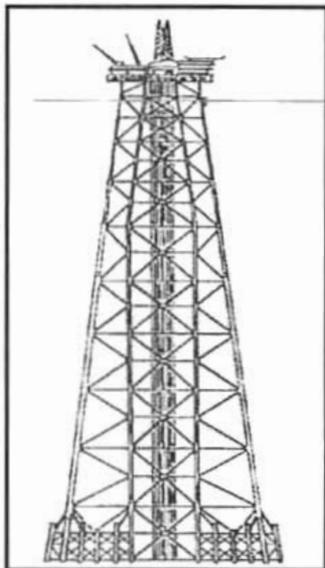


Fig. II.1 Plataforma Fija (Jacket)

Estas plataformas son económicamente factibles para instalarse en tirantes de agua de 460m.

II.2.1 Instalación de la plantilla submarina.

En primera instancia, es instalada la plantilla submarina. El número deseado de pozos es perforado con un buque, mientras la plataforma es construida en la costa. La fabricación de las plataformas fijas es complicada, debido a las grandes dimensiones de su base. Las secciones del fondo son ensambladas por bloques. Una vez que la fabricación es terminada, la plataforma es deslizada hacia una barcaza, para después ser transportada al lugar de interés. Después el buque de perforación es retirado para instalar la plataforma sobre la plantilla. Una vez instalada, los pozos submarinos son conectados hacia la

plataforma. La tubería de producción se corre y los árboles de producción son instalados, para después comenzar con la producción (figura II.2).

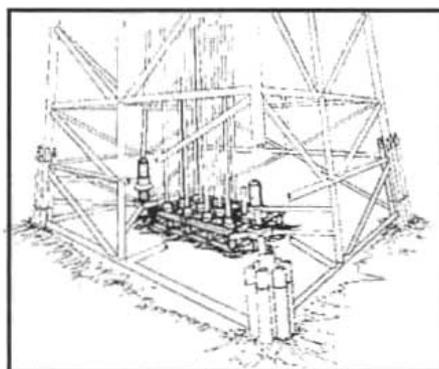


Fig. II.2 Plataforma con platilla submarina

La plantilla submarina (figura II.3) recomendada para este tipo de plataformas, es para mas de seis pozos y tiene incorporados receptáculos para cada pozo y tres o cuatro puntos para su nivelación. También cuenta normalmente con receptáculos para la instalación de la plataforma y equipo de guías. La plantilla es bajada al fondo marino usando uno de los siguientes métodos:

- Es bajada al fondo del océano por medio de una barcaza. Una vez en el agua, es bajada por medio de unas guías hasta el lugar de interés.
- Otro método de instalación requiere adicionar a la plantilla flotadores, y después esta es bajada con la tubería de perforación hasta el lugar de interés. También se puede instalar directamente desde el buque de perforación.

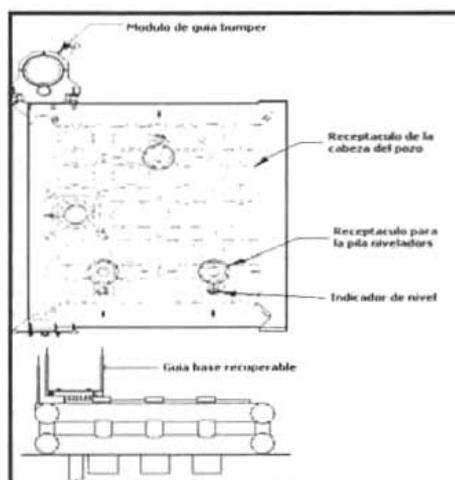


Fig. II.3 Plantilla submarina

Una vez en el fondo del mar, la plantilla es nivelada, para permitir el alineamiento del sistema de perforación y posteriormente la instalación de los risers. La nivelación se logra por medio de unos indicadores de nivel que son montados en la misma plantilla. El sistema está diseñado para alcanzar una nivelación final dentro de un margen de 5 grados.

II.2.2 Instalación de la plataforma

Existen dos formas de instalación de la plataforma fija sobre la plantilla submarina, las cuales son las siguientes:

- La primera forma está diseñada para plataformas instaladas en tirantes de agua de entre 120m, en este caso la plataforma es bajada por medio de una barcaza hacia la plantilla. Para orientar y alinear la plataforma se utilizan dos pilas guía de tamaños diferentes (figura II.4a), estas pilas se extienden varios metros sobre la plantilla y los postes guía. La plataforma es bajada a la altura de la pila guía más larga y es propiamente orientada, después se baja sobre la segunda pila guía, para luego ser bajada hasta el fondo marino. La plataforma después es nivelada y su piernas son ancladas.
- El segundo método es utilizado para plataformas mas pesadas, instaladas en tirantes de agua mayores a 120 metros. Estas plataformas son bajadas por un lado de la plantilla hasta que se encuentre unos 5m por arriba de la misma (figura II.4b). La plataforma se pone contra dos pilas que se encuentran adyacentes a la plantilla. Después se corre una pila bumper con una guía y se ancla a la plantilla, una vez que esta pila bumper se cementa en la plantilla, la guía es recuperada, con esto, el peso de la plataforma durante la instalación, no se transmite hacia la plantilla, sino hacia la pila bumper. Como la plataforma es empujada hacia la pila bumper, es colocada propiamente con respecto a la plantilla. Después de ser debidamente nivelada, se procede a anclar las piernas de la plataforma.

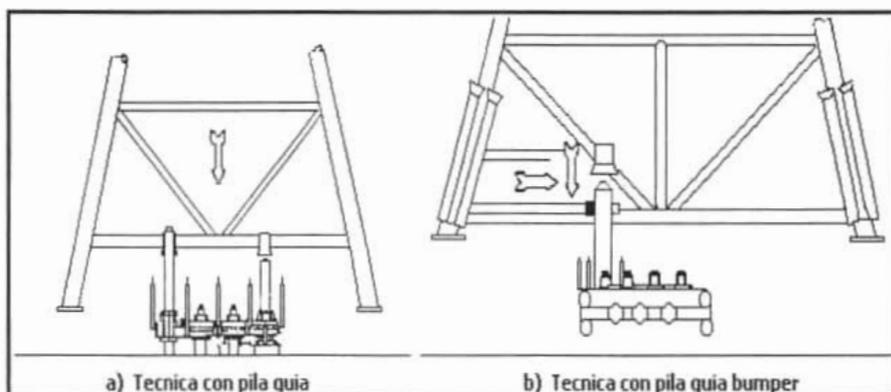


Fig. II.4 Técnicas de instalación

La tabla II.1 muestra el despliegue de estas plataformas alrededor del mundo.

No.	Campo	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Perforación	Riser Rígidos
1	Cognac	Shell	USA	312	1979	Si	62
2	Bullwinkle	Shell	USA	412	1989	Si	60
3	Amberjack	BP	USA	315	1991		35
4	Heritage	Exxon	USA	326	1993	Si	60
5	Harmony	Exxon	USA	366	1993	Si	60
6	Pompano	BP	USA	393	1994		40
7	Virgo	Elf	USA	344	2000		14

No.	Capacidad de Producción		Peso sobre plataforma (ton.)	Peso de la subestructura (ton.)	Peso de las piernas (ton.)	Dimensiones de la base (m)
	Aceite (MBPD)	Gas (MMPCPD)				
1	80	2.8		35,000	12,000	122 x 116
2	200	8.7	17,000	49,400	10,500	148 x 124
3	22	0.6	3,800	22,000		99 x 91
4	60	2.8	3,200	26,000		110 x 85
5	60	2.1	3,600	33,000		118 x 91
6	40	1.4	3,100	35,000		
7	23		5,000	25,000		

II.3 Compliant Tower

Estas plataformas difieren de las fijas, en que éstas son configuradas para responder con flexibilidad a grandes oleajes. Esto es conseguido con una zona de articulación en la parte baja de la estructura y puentes de tubo flexible que se extienden a través de toda la longitud de la estructura. Ver figura II.5.

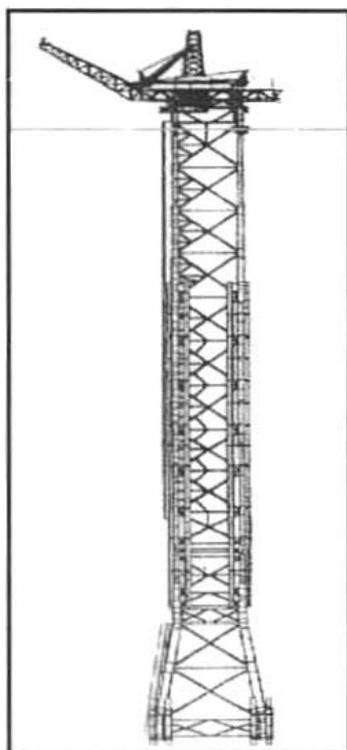


Fig. II.5 Compliant Tower

La construcción del Compliant Tower, es similar a la plataforma fija, solo que en este caso debido a su gran longitud, es construida e instalada en dos secciones. Los tirantes de agua para los cuales es recomendable son entre los 305m y 610m.

La tabla II.2 nos muestra el despliegue de las plataformas de tipo Compliant Tower.

Tabla II.2 Despliegue de Plataformas Compliant Tower						
No.	Campo	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Perforación
1	Lena	Exxon	USA	305	1984	Si
2	Baldpate	Amerada	USA	503	1998	Si
3	Petronius	Texaco	USA	535	2000	Si

No.	Riser Rígidos	Dimensiones de la base (m)	Capacidad de Producción		Peso sobre plataforma (ton.)	Peso de la subestructura (ton.)
			Aceite (MBPD)	Gas (MMPCPD)		
1	58	37 x 37	30	1.4	9,500	21,000
2	19	43 x 43	60	5.7	9,000	26,200
3	21	34 x 34	60	2.8	8,000	33,000

No.	Peso de las piernas (ton.)	Dimensiones de la base (m)	Periodo Natural		
			Balanceo (s)	Flexión (s)	Torsión (s)
1	7,700	37 x 37	28	3.8	5.7
2	5,000	43 x 43	32	5	6.4
3	8,800	34 x 34			

II.4 Plataformas de piernas tensionadas (TLP)

Mientras que las Compliant Tower y las fijas son soportadas por estructuras de acero, las TLP son estructuras flotantes amarradas al fondo del mar por medio de piernas tensionadas verticales. Este tipo de plataformas están provistas de columnas en las cuales se conectan flotadores horizontales, localizados en el fondo de éstas columnas.

II.4.1 Flotabilidad

La flotabilidad de la estructura permite mantener en tensión las piernas tensionadas, lo cual impide movimientos de desplazamiento, ya que se convierten en fuerzas adicionales de tensión. La flotabilidad, también permite restablecer las fuerzas contra movimientos horizontales, actuando como un péndulo invertido. La primera plataforma instalada fue la Hutton en 1984, esta contaba con 6 columnas, conectada en la base con flotadores. Este diseño ha ido cambiando, por ejemplo la Snorre en 1992, sólo cuenta con 4 columnas (figura II.6), entre 12 y 16 piernas tensionadas son colocados en las columnas. La figura II.7 es un diseño más reciente, en la cual, el diseño sugiere columnas cuadradas y flotadores rectangulares.

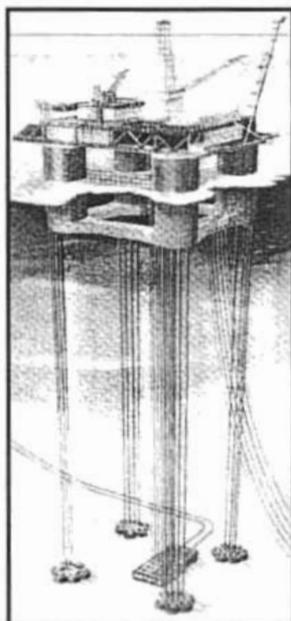


Fig. II.6 TLP Snorre

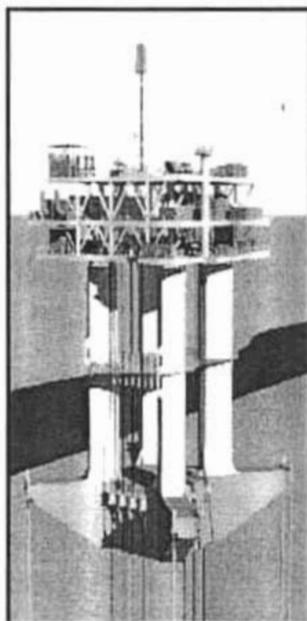


Fig. II.7 TLP Prince

Los requerimientos de flotabilidad son importantes, debido a el peso de toda la estructura, soporte de los risers, tensión en las piernas; debe tener firmeza para compensar el centro de gravedad y manejar la tensión en las piernas.

II.4.2 Piernas tensionadas

El sistema de anclaje es de vital importancia para mantener la integridad total de la plataforma. Las piernas experimentan extremas cargas de tensión, por lo que requieren de mucho cuidado en su diseño, selección de material y proceso de fabricación, para asegurar su larga durabilidad con mínimos requerimientos de inspección.

Las piernas tensionadas son fabricadas en cortas longitudes (9.5m a 17m), para facilitar su transporte y almacenamiento. Estas piernas son ensambladas con pernos para evitar soldadura. Algunas TLP's cuentan con una herramienta, la cual se corre a través de la pierna, hasta el fondo, para realizar una inspección del estado de la misma.

El nivel de tensión también determina la inclinación máxima de la plataforma, con la cual el resultado de las fuerzas dinámicas, no causará fallas por fatiga en las piernas. Generalmente en la parte alta y baja de las piernas, se incluyen uniones flexibles para acomodar los desplazamientos angulares, sin introducir excesivos esfuerzos de flexión en las piernas.

Se han descubierto nuevas cargas dinámicas sobre las piernas, que generan vibraciones globales de la TLP. Una de ellas, es la resonancia, causada por el rápido incremento de cargas hidrodinámicas durante el paso de largas ondas. Este efecto es llamado así, debido a que se comporta igual a una campana cuando es golpeada.

II.4.3 Tensión en el riser

Todos los risers son soportados por la TLP, por medio de tensores. Los tensores algunas veces son requeridos para mantener en constante tensión el riser, mientras la longitud del riser puede ser aumentada o disminuida. Una vez que las piernas son ancladas, es muy notable que la longitud entre la unión flexible en la base de la columna de la TLP y la unión flexible en el conector, es mas corta que la longitud del riser; cuando la TLP se inclina, también obliga al riser a adoptar una forma curva (ver figura II.8), esto si el riser no esta tensado. Este efecto de bajada obliga al riser a siempre permanecer en tensión.

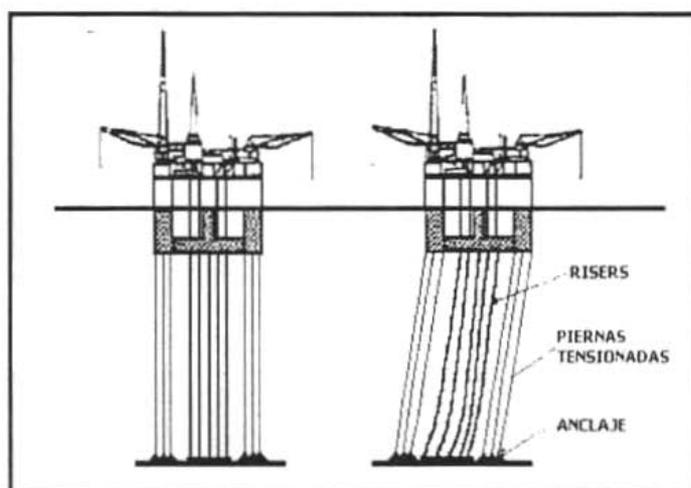


Fig. II.8 Curvatura de los risers por el efecto de bajada

Cada riser es soportado por un sistema de tensores que consta de cuatro cilindros hidráulicos y cuatro acumuladores de aire, los cuales son colocados en la forma en que muestra la figura II.9. Durante condiciones normales de operación el sistema de tensión es pasivo, y en caso de que se requiera retirar un par de cilindros para mantenimiento o reparación, la presión de operación es incrementada en los otros dos para dar la tensión requerida. El sistema total es contenido en una estructura cuadrada que entra muy bien en la cubierta de los árboles de producción, sin obstruir el área de trabajo.

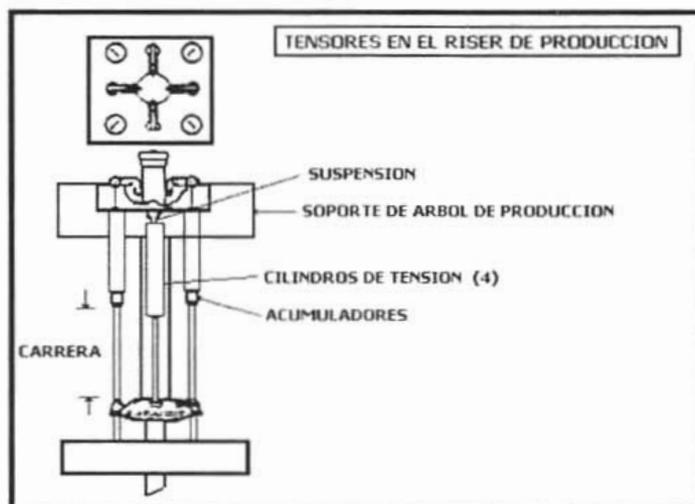


Fig. II.9 Equipo de tensión

La figura II.10 muestra el ensamble del riser de producción. Los tensores mantienen en constante tensión, mientras los movimientos por desplazamiento entre la plataforma y el riser, son acomodados.

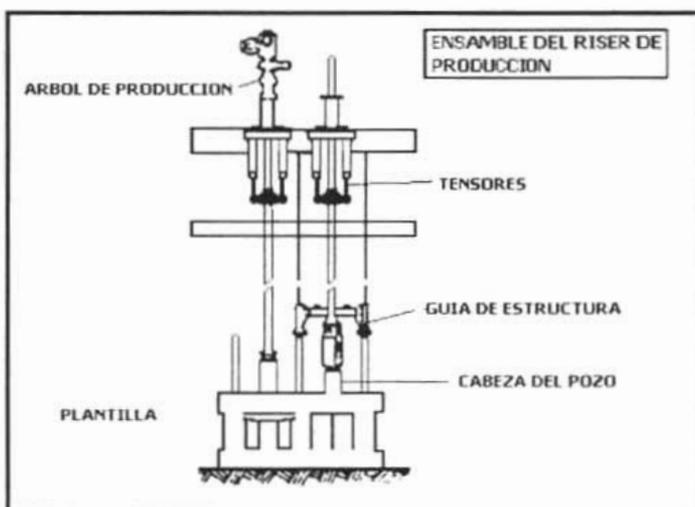


Fig. II.10 Ensamble del riser de producción

Una tensión grande sobre el riser, previene el hundimiento de la misma en el fondo del mar, reduce choques con risers adyacentes y mejora el comportamiento de fatiga. El factor de tensión comúnmente es de 1.45 veces el peso total del riser en agua.

Los risers de importación y exportación se conectan debajo de la plataforma. El espaciamiento entre los risers, regularmente es gobernado por los requerimientos de acceso al árbol de producción o por trabajos de perforación. Regularmente estos espaciamientos son largos, para minimizar los efectos de interferencia entre los risers.

II.4.4 Desviaciones laterales

Bajo significantes movimientos de las olas, se busca un cuerpo de pivoteo (riser o plataforma) con rigidez estructural continua a través de la columna de agua. Se presenta una desviación angular θ , que es una bajada vertical S expresada por la siguiente ecuación:

$$S = L(1 - \cos \theta)$$

Donde L es la altura de la estructura desde el punto pivote (Figura II.11). En 10% (6°) de desviación, es un indicativo máximo para las TLP, en las cuales se generan bajadas de alrededor 5m en tirantes de agua de 1,000m.

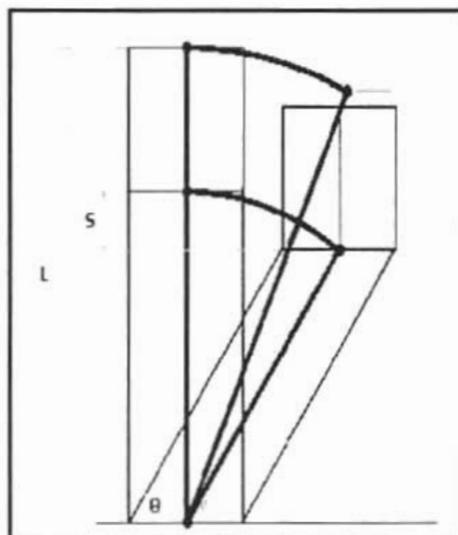


Fig. II.11 Desviación lateral de la TLP

II.4.5 Mini-TLP

Para tamaños pequeños de cubiertas, se emplea una sola columna y se desarrollaron flotadores radiales, cada uno soportado por tres piernas tensionadas (figura II.12).



Fig. II.12 Mini-TLP

Las nuevas mini-TLP, tienen una cubierta muy pequeña, lo que le permite un alto grado de estandarización para ser colocadas en lugares geográficos específicos, además estas estructuras pueden ser reusadas.

La tabla II.3 nos muestra el despliegue que han tenido las plataformas de piernas tensionadas, así como las características principales de las mismas.

Tabla II.3 Despliegue de Plataformas de Piernas Tensionadas (TLP)						
No.	Campo	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Perforación
1	Hutton	Conoco	UK	148	1984	Si
2	Jolliet	Conoco	USA	537	1989	No
3	Snorre	Saga	Noruega	310	1992	Si
4	Auger	Shell	USA	872	1994	Si
5	Heidrun	Conoco	Noruega	345	1995	Si
6	Mars	Shell	USA	896	1996	Si
7	Ram/Powell	Shell	USA	980	1997	Si
8	Morphet	British B	USA	509	1998	No
9	Allegheny	British B	USA	991	1999	No
10	Ursa	Shell	USA	1160	1999	Si
11	Marlin	BP Amoco	USA	986	1999	
12	Typhoon	Chevron	USA	610	2001	No
13	Prince	El Paso	USA	457	2001	No
14	Brutus	Shell	USA	910	2001	Si

No.	Riser Rígidos	Capacidad de Producción		Peso sobre plataforma (ton.)	Peso de la subestructura (ton.)
		Aceite (MBPD)	Gas (MMPCPD)		
1	32	110	0.3	20,900	26,500
2	20	35	1.4	5,500	4,100
3	44	230	3.2	40,000	33,000
4	32	100	8.5	22,000	18,300
5	56	220	5	59,600	181,000
6	24	200	5.2	16,800	14,200
7	20	70	7.4	21,600	13,600
8	0	40	1.3	3,600	2,300
9	0	30	1.3	3,600	2,300
10	20	150	11.3	31,000	28,500
11		40	7.1	7,000	
12	0	40	1.7		
13	9	35	2.3	5,500	
14	8	100	8.5	22,000	12,300

No.	Pretensión Total en las piernas (ton.)	Pretensión Total en Riser (t)	Piernas tensionadas			
			Numero	D/t	Diámetro (pg)	Peso (ton.)
1	13,000	1,350	16	3	10	
2	4,900	1,500	12	30	24	1,900
3	25,000	3,500	16	21	32	4,000
4	10,700	5,600	12	20	26	5,200
5	30,500	5,360	16	29	44	4,800
6	8,900	3,600	12	23	28	5,500
7			12	23	28	9,100
8		0	6		26	
9		0	6		28	
10	18,900	10,900	16	21	32	14,700
11			8			
12		0				
13			8		24	
14			12	26	32	6,800

II.5 Plataformas SPAR

Estas estructuras consisten de un cilindro vertical que soporta todas las instalaciones superficiales (equipo de perforación y producción), tres tipos de risers (perforación, producción, inyección y exportación), y está anclada en el fondo marino por un sistema de tensores en forma de catenaria, que pueden ser entre 6 y 20 líneas de anclaje (figura II.13).

Los SPAR son construidos en Finlandia y transportados en buques, una vez en el lugar de interés se ponen de pie y se preinstalan las líneas de anclaje, las cuales son tensionadas.

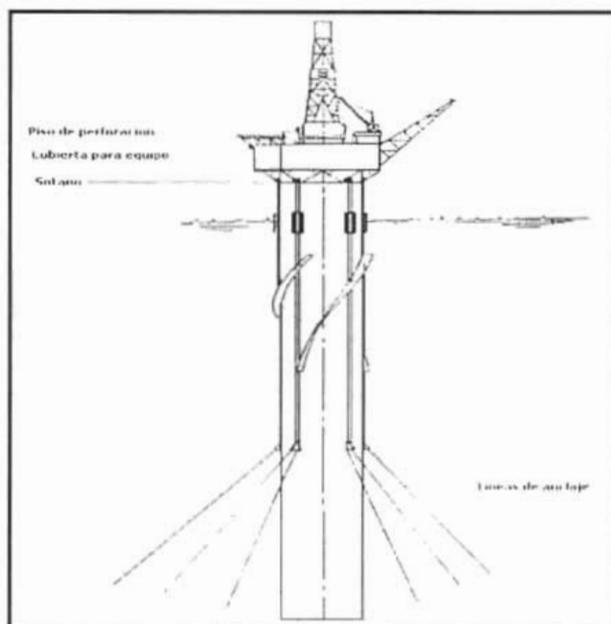


Fig. II.13 Estructura SPAR

El primer SPAR clásico fue el Neptune en 1997 (figura II.14), ya en diseños más recientes, los SPAR ya son diseñados con la estructura baja en forma cuadrada y solamente la sección superior es de forma cilíndrica (figura II.15). La geometría de los SPAR se adapta completamente a cualquier rango de profundidad y peso de instalaciones superficiales.

El máximo esfuerzo que experimenta la estructura es cuando se está poniendo de pie, durante su instalación.

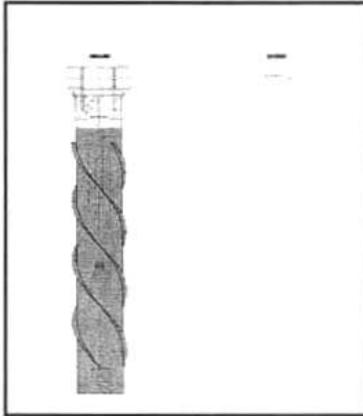


Fig. II.14 SPAR Clásico (Neptune)

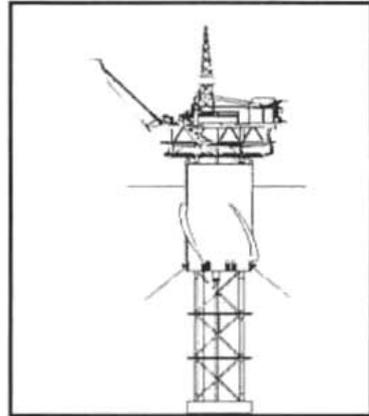


Fig. II.15 SPAR con geometría diferente (Truss)

II.5.1 Flotabilidad y risers.

Los risers sobre los SPAR's, utilizan su propia flotabilidad, para provocar la fuerza de tensión. La principal ventaja sobre el sistema de tensores de las TLP, es que los risers son soportados por ellos mismos y no por la estructura de la plataforma.

Es empleada una tubería de revestimiento sobre los módulos flotadores, como dispositivo para evitar el pandeo de la sección superior del riser (figura II.16). También es empleada espuma sintética para reducir la curvatura cuando el riser es bajado, y con lo cual también se previene el pandeo del mismo.

Las estructuras SPAR también cuentan con uniones flexibles de titanio, lo que les otorga gran flexibilidad con los desplazamientos.

Los risers en los SPAR, experimentan altos momentos de flexión en el punto de reacción en que se entra a la estructura (figura II.18), por tal motivo, las uniones de los risers deben ser protegidas, debido al desgaste, entre la estructura y el riser, de igual manera se colocan guías dentro de la estructura, para mantener aproximadamente paralelos los risers con el eje del SPAR. La fricción debe ser minimizada en estos puntos de contacto, para asegurar el libre movimiento vertical, sin causar mayor esfuerzo.

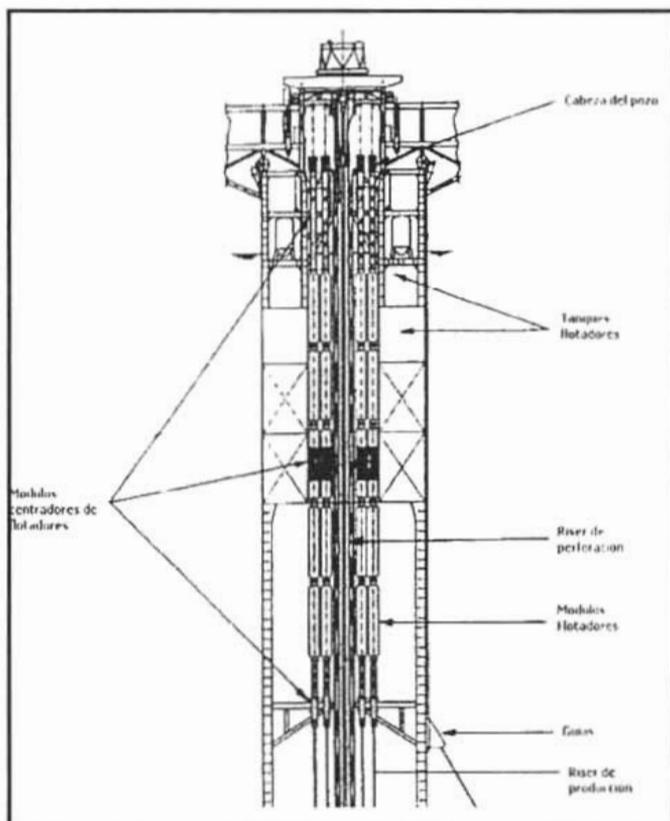


Fig. II.16 Sistema de flotadores y risers

II.5.2 Piso de trabajo

El piso de trabajo (figura II.17) tiene un área rectangular de 18m x 24m. Para este diseño se incluyen 32 ranuras para pozos, en arreglos de 4 líneas con 8 cada una. Las ranuras para los pozos pueden ser utilizadas para colocar los risers de producción, inyección o exportación, aunque también pueden ser colocados fuera de esta área como lo muestra la figura. Las operaciones de perforación se llevan a cabo en el centro. También se encuentra el área de manejo del preventor de reventones (BOP) y el equipo para bajar los risers (LMRP). También se observa el área del vehículo operado a control remoto (ROV). El manejo de estos equipos se realiza por medio de un riel, en el cual son desplazados.

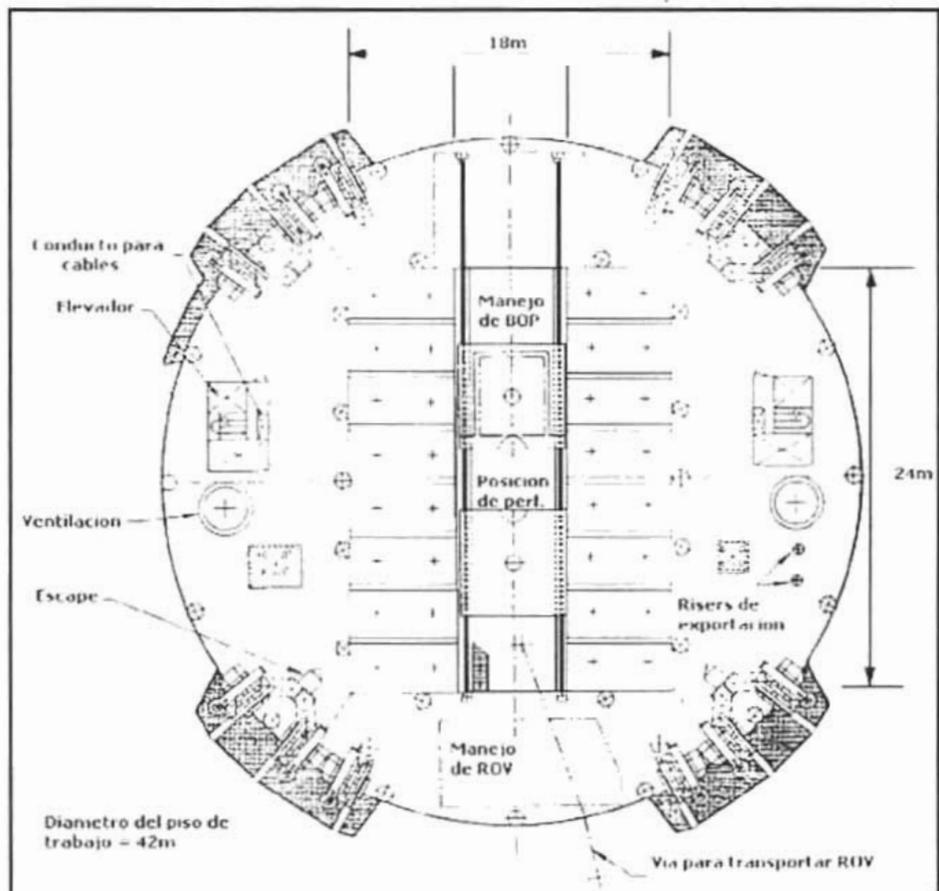


Fig. II.17 Piso de trabajo

II.5.3 Desviaciones laterales

Estas estructuras no experimentan desviaciones debido al oleaje, aunque los riser experimentan desplazamientos verticales considerables (figura II.18).

De igual manera la bajada vertical S se obtiene con la misma ecuación que para las TLP, tomando como pivote el riser:

$$S = L(1 - \cos \theta)$$

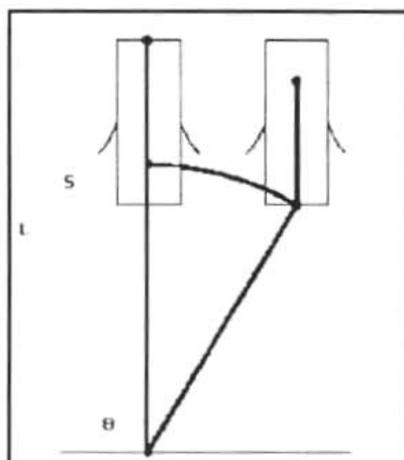


Fig. II.18 Desviaciones laterales

El despliegue de éstas plataformas se presenta en la tabla II.4.

No.	Campo	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Perforación	Riser Rígidos
1	Neptune	Kerr McGee	USA	588	1997	No	16
2	Genesis	Chevron	USA	790	1999	Si	20
3	Hoover/Diana	Exxon Mobil	USA	1,463	2000	Si	8
4	Nansen	Kerr McGee	USA	1,128	2001		8
5	Boomvang	Kerr McGee	USA	1,128	2002		8
6	Horn Mountain	Vastar	USA	1,646	2002		

No.	Capacidad de Producción		Peso sobre la Plataforma (ton.)	Subestructura			
	Aceite (MBPD)	Gas (MMPCPD)		Peso (ton.)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Tipo
1	30	0.8	6,000	11,700	22	215	Clásico
2	55	2.3	16,000	28,000	37	215	Clásico
3	100	9.2	27,000	35,400	37	215	Clásico
4	40	5.7			27	166	Truss
5	30	5.7					Truss
6	65	1.7			32	167	Truss

II.6 Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).

Como las operaciones se han extendido a lugares muy apartados, en zona de aguas profundas y donde no existe infraestructura para transportar los hidrocarburos, y además, los yacimientos son pequeños; existe una solución para su explotación que además es muy económica, ya que no se necesita desplegar grandes distancias de líneas de flujo, dicha solución es el empleo de Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).

Este sistema consiste de un buque, posicionado en el fondo marino por medio de unos cables, y cuenta con un buque tanque mas pequeño en el cual se recibe la descarga de los hidrocarburos para ser transportados.

El uso de los FPSO en campos costa afuera alrededor del mundo, se ha convertido en una opción para la industria petrolera. El número de estas unidades ha ido aumentando al orden de 107 sistemas de producción flotantes y 54 buques de almacenamiento, en todo el mundo.

II.6.1 Componentes del FPSO.

Los Sistemas FPSO tienen cinco principales componentes, los cuales son los siguientes:

- **Estructura flotante y Servicios.**

Estos componentes incluyen la maquinaria, equipos, cuartos para trabajadores, servicios de propulsión y servicios auxiliares. En general la estructura flotante puede ser dividida en dos categorías:

- Forma de barco (FPSO)
- Sin forma de barco (TLP, SPAR, Semisumergibles)

En el caso de los FPSO, cuando el almacenamiento es necesario, la tendencia es adoptar forma de barco y al contrario cuando no es necesario almacenamiento. En algunos casos estas unidades pueden tener capacidad para almacenar y soportar la producción durante el inicio de vida del campo o durante las pruebas de pozos. En otros casos las unidades son diseñadas sólo para producción y descarga.

- **Sistema de Anclaje.**

El sistema incluye líneas de anclaje, conectores, pilotes, anclas, etc. Para el caso cuando en el lugar se cuenta con instalaciones, se incluyen sistemas de desconexión, flotadores, piernas de anclaje, pilotes, etc. En caso contrario se incluye todo el sistema de posicionamiento dinámico, y equipo e instalaciones asociadas al mismo.

Los sistemas de anclaje pueden ser de diferentes tipos, entre los cuales podemos citar los siguientes:

- SALM. Consiste de una sola pierna anclada en un punto, este sistema es el primero en aplicarse (1963); usando una estructura tipo "Jacket", montada con una cabeza rotatoria (figura II.19). Otra forma del SALM, comprende una cadena vertical conectada a la base. La cadena queda tensionada verticalmente, debido a las fuerzas de flotación generadas por el tanque; para éste arreglo, el riser de producción queda sujetado en la misma cadena.

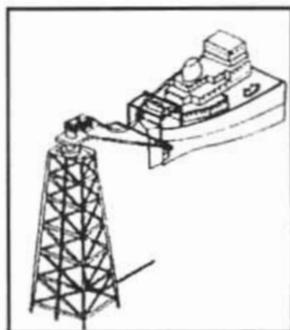


Fig. II.19 SALM (Jacket)

Otra mejor alternativa, es que la pierna anclada sea una tubería rígida, la cual contenga al riser de producción, y a su vez, otorga protección al mismo (figura II.20).

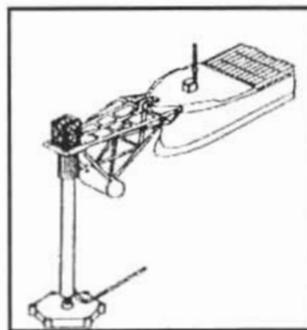


Fig. II.20 SALM (Tubería rígida)

- CALM. Este es un anclaje en forma de catenaria, desarrollado por Imodco en 1959. El sistema consiste de un flotador en la parte superior, que contrarresta las fuerzas generadas por el peso de las cadenas en forma de catenaria (figura II.21). Este sistema se aplicó en 1997, para una FPSO de reuso en el campo Marlin, en las costas de Brasil, en 1,420m de profundidad.

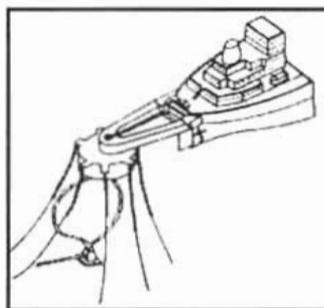


Fig. II.21 CALM

- **Sistema de producción.**

Este componente consiste de unidades de proceso, sistemas de seguridad y control, equipo auxiliar para el proceso de hidrocarburos líquidos y mezcla de gases, provenientes de los pozos.

- **Almacenamiento.**

Este componente puede ser considerado como parte de la estructura flotante o ser un sistema separado de la estructura.

- **Sistema de exportación / importación.**

En el sistema típico de los FPSO, el sistema de exportación / importación es elaborado de tubería rígida o una combinación de rígida y flexible y está asociado con los componentes del riser, como lo es un sistema de tensores, módulos flotadores, sistemas de anclaje y sistemas de seguridad. Para el riser de importación los puntos de conexión son el múltiple en el fondo marino y la estructura flotante en una conexión giratoria.

II.6.2 Sistema de Posicionamiento Dinámico (DP)

El Sistema de posicionamiento dinámico no es una medida nueva, ya que durante décadas ha tenido aplicaciones. De igual manera ha ido avanzando a la par con el desarrollo de las computadoras y sistemas satelitales. Esta nueva tecnología ha sido desplegada para exploración de campos en aguas profundas, precisar la posición de las estructuras, tamaño del equipo y nuevas regulaciones.

El típico sistema de posicionamiento dinámico está conformado por los siguientes componentes:

- **Computadora.**

El cerebro del sistema es una computadora, que recibe información desde los puntos de referencia, y consta de tres principales datos:

- Posición.
- Dirección.
- Movimientos verticales.

Esta información es llevada a la computadora, donde ésta interpreta los datos y determina la fuerza que se debe ejercer para mantener la posición deseada. Con un sistema de administración de potencia en la computadora, se envía una señal de respuesta a las unidades de propulsión.

- **Sistemas de referencia.**

La información que determina la posición, dirección y movimientos es enviada a la computadora por varios tipos de herramientas:

- Dirección. Por giroscopios.
- Fuerza y dirección del viento. Por anemómetros.
- Movimientos verticales. Por sistemas de referencia verticales.
- Posición. En este punto varios tipos de herramientas son usados, dependiendo de la localización geográfica (son utilizados sistemas de antenas instaladas en diferentes estructuras fijas) y profundidad del agua (señales hidroacústicas enviadas a un transductor colocado en el fondo del mar).

Los sistemas satelitales son los más empleados sobre todo para aplicaciones en aguas profundas y lugares donde no se cuenta con estructuras fijas cercanas al lugar de operación.

- **Unidades de propulsión.**

Una vez que la computadora ha establecido la información para la FPSO, se envían señales al sistema de administración de potencia y a los controles en el timón. Se emplean dos caminos de comunicación, porque la computadora también interpreta la información del empuje y dirección del empuje, lo cual podría ser necesario cambiar, y dicho cambio se efectúa en el timón.

II.6.3 Combinación de FPSO y Sistema de Posicionamiento Dinámico (DP)

La combinación de estos dos conceptos, provee un único resultado, por un lado se tiene la posibilidad de recibir y estabilizar el aceite directamente desde la cabeza del pozo, sin la necesidad de instalaciones adicionales ni estructuras. Por otra parte el sistema de posicionamiento dinámico, provee la alternativa de movimiento, posicionamiento y propulsión en caso de ser necesario.

Existen reglas y recomendaciones para la fusión de éstos dos conceptos. Para el caso del sistema de posicionamiento dinámico , su clasificación puede ser obtenida por los siguientes puntos:

- **DP-0.** Es un manual de control para el mantenimiento de la posición.
- **DP-1.** Con esta notación, la unidad puede ser posicionada automáticamente y también se posee un manual de control.
- **DP-2.** La unidad es capaz de tener posición automática e incluye análisis de fallas, lo cual quiere decir que si algún sistema falla, la estructura permanecerá en posición. Esto va enfocado a utilizar dos computadoras, para que en caso de que una falle, la otra entra en operación.
- **DP-3.** La unidad es capaz de permanecer en posición, aún cuando existan fallas en el cuarto de control (incendio o inundación), lo cual implica que se debe tener un control adicional, independiente del cuarto de control.

Para el caso de la FPSO, existen varias reglas que deben ser seguidas, entre las cuales se puede citar el desarrollo de las "Prácticas Recomendadas por el API".

La figura II.22, muestra el conjunto de FPSO y sistema de posicionamiento dinámico.

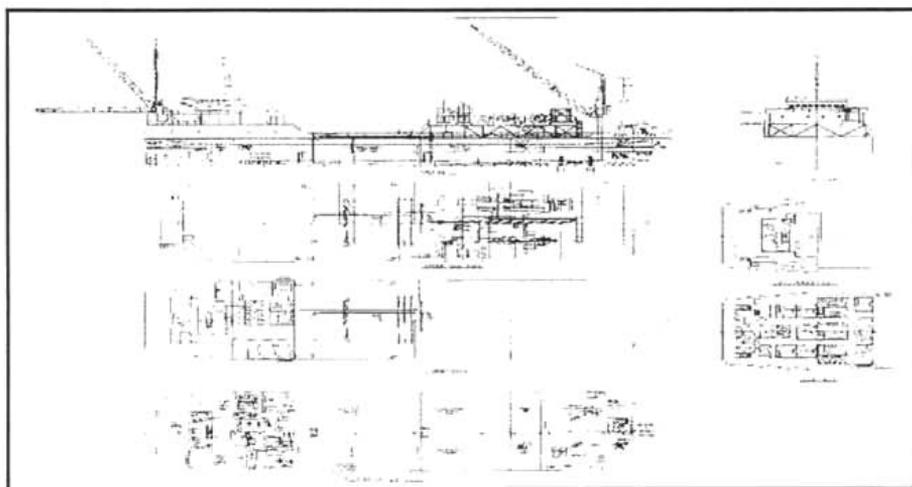


Fig. II.22 Combinación de FPSO y sistema de posicionamiento dinámico

La tabla III.5 nos muestra el despliegue de las estructuras FPSO a nivel mundial.

No.	Campo	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Reservas recuperables MMBO	Capacidad de almacenamiento MBO
1	Castellon	Shell	España	114	1977	40	350
2	Geisum	Conoco	Egipto	50	1985	200	1000
3	Oseberg	Norks Hidro	Noruega	125	1986		190
4	Albacora	Petrobras	Brasil	238	1987		400
5	Cyrus	BP	Reino Unido	108	1990	5	310
6	W.Linapacan	Alcom	Filipinas	360	1992		700
7	Foinaven	BP	Reino Unido	460	1997	233	260
8	Barracuda	Petrobras	Brasil	835	1997		340
9	South Marlin	Petrobras	Brasil	1420	1997		830
10	Aquila	Agip	Italia	850	1998	20	500
11	Roncador	Petrobras	Brasil	1853	1999		310
12	Buffalo	BHPP	Australia	250	1999	22	850
13	Espadarte	Petrobras	Brasil	940	2000		2000
14	Girasol	Elf	Angola	1360	2001	700	2000
15	Barracuda	Petrobras	Brasil	785	2001		2000

No.	Tipo de construcción	Número de pozos	Bombeo neumático o reinyección	Número de risers	Exportación de gas MMPCD
1	Conversión	1		1	
2	Conversión	15	Posible BN	1	
3	Nueva	1		1	
4	Reuso	14			0.4
5	Nuevo	2		1	
6	Reuso	3		3	
7	Conversión	22	Ambos	10	
8	Reuso	11	BN	23	0.6
9	Reuso	2	BN	3	
10	Reuso	2	BN	4	
11	Reuso	2		1	
12	Conversión	3		2	
13	Conversión	9			
14	Nueva	40	Reinyección	13	
15	Nueva	24			6

II.7 Plataformas semisumergibles. Sistemas de Producción Flotantes (FPS)

Las plataformas semisumergibles y las FPSO's son las dos soluciones más comunes para producción flotante. Las plataformas semisumergibles originalmente eran destinadas solo a la perforación y en aguas poco profundas, pero recientemente han sido transformadas a sistemas de producción y se han desplegado a rangos de profundidad mayores.

II.7.1 Configuración de las semisumergibles

Las plataformas semisumergibles están compuestas por una estructura superficial soportada por columnas verticales, que tienen colocados flotadores en la parte inferior de las mismas. La estructura es configurada de tal forma que tenga buenas características de movimiento en operaciones de remolque. En la cresta de la onda, la fuerza sobre los flotadores es dominada por la bajada del agua, a lo cual se opone la fuerza de flotación de las columnas. En concreto los espaciamientos de las columnas y flotadores puede minimizar las fuerzas totales, verticales y horizontales, generadas por grandes ondas.

El Aker H3 pertenece a la segunda generación de semisumergibles, y también es el más común en ser transformado a sistema de producción (figura II.23). Su estructura cuenta con 8 columnas y dos flotadores paralelos, que por su forma facilitan operaciones de remolque. Las columnas son conectadas transversalmente con unos tubulares por medio de abrazaderas, lo que provee integridad estructural y además limita el daño por fatiga en las conexiones de las columnas con la cubierta.

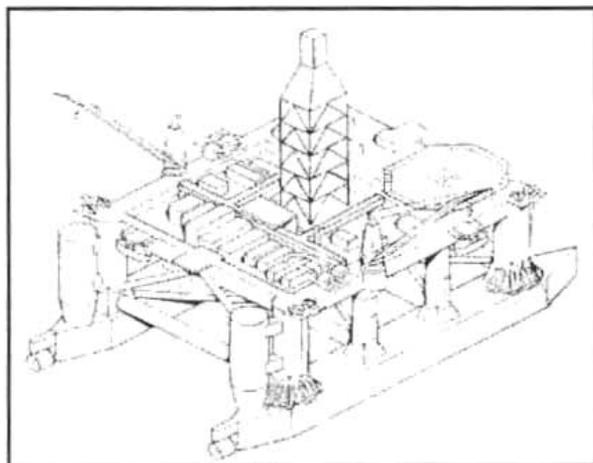


Fig. II.23 Aker H3

Existen muchas variaciones en lo que respecta al diseño, por ejemplo la Sedco clase 135 (figura II.24), es una cubierta de forma triangular soportada por tres columnas y

flotadores. Este arreglo resiste eficientemente las cargas hidrodinámicas, sin embargo, es menos efectivo en estabilidad y movilidad.

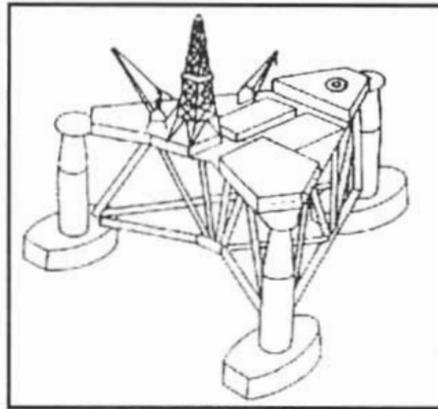


Fig. II.24 Sedco 135

Otra variación de configuración es la pentagonal (figura II.25), que cuenta con 5 columnas, cada una con un flotador circular. Las dos últimas estructuras son muy complejas debido a todas las conexiones entre las columnas y la cubierta.

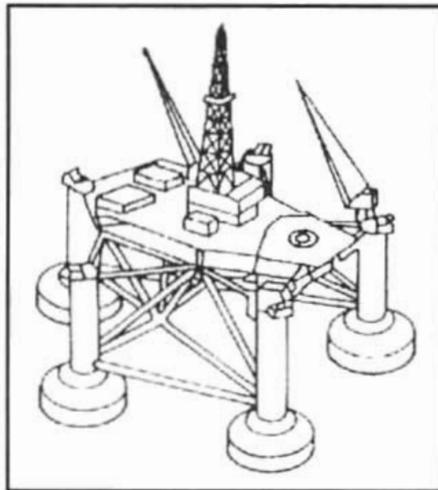


Fig. II.25 Semisumergible pentagonal

Otros diseños mas recientes de semisumergibles han sido mejoradas en estabilidad, tamaño de la cubierta, capacidad de carga y características de movimiento. La mayoría de las configuraciones a la fecha son de 4 columnas. Con la Visund (figura II.26), se incorporó un flotador cuadrangular, parecido a las TLP's, estas estructuras tienen mejor resistencia estructural y comportamiento de fatiga.

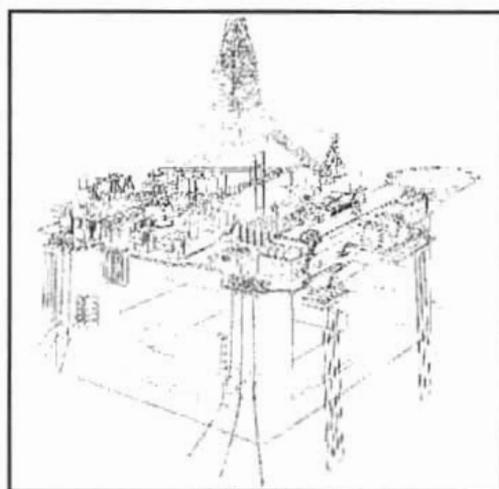


Fig. II.26 Visund

II.7.2 Risers

Los sistemas para transportar los fluidos están acoplados desde la plataforma hasta el fondo del mar, estas tuberías ascendentes pueden ser de distintas formas, las cuales son: risers flexibles, rígidos, híbridos y en forma de catenaria. Las primeras semisumergibles trabajaban con risers rígidos tensionados, pero una desventaja era cuando la producción se detenía por problemas ambientales, ya que los risers eran retirados. Otra desventaja era que el número de risers que podía ser posicionado en la cubierta era limitado debido al complejo sistema de tensores.

Actualmente los risers flexibles son la solución más común para sistemas de producción flotantes. Los risers flexibles pueden ser colgados en el borde de la cubierta, lo cual permite colocar un gran número de risers y umbilicales, algunas veces los risers son colocados en los flotadores. Además los risers flexibles tienen la ventaja de permanecer conectados en las más severas condiciones ambientales, por su capacidad para resistir grandes movimientos relativos. Una de las desventajas que tienen son las limitaciones a diámetros más grandes, presión, temperatura y composición de los fluidos.

Otra alternativa son los risers híbridos, que comprenden secciones de tubería flexible y rígida. La sección baja se extiende hasta llegar a 50m por debajo de la superficie y comprende un arreglo de tubería rígida, con suficiente flotabilidad para permanecer libremente en posición vertical. La sección de tubería flexible actúa como tubería de salto para conectar la sección rígida con la plataforma. El primer riser híbrido fue instalado en 1998 en el Gran Cañón en un tirante de agua de 469m.

El riser en forma de catenaria, es simplemente una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria. Este diseño también es capaz de vencer cualquier limitación en lo que respecta al diámetro. El primer riser en forma de catenaria aplicado en semisumergible fue instalado en 1998 sobre la plataforma Marlin P18 en un tirante de agua de 910m. Los riser en forma de catenaria son más flexibles cuando son fabricados con más titanio que con acero, debido a el bajo módulo de Young, estos risers con titanio han sido instalados en semisumergibles en Noruega.

II.7.3 Instalaciones submarinas

Los primeros sistemas de risers rígidos eran equipados con árboles superficiales y submarinos, también se contaba con plantillas, múltiples y otros puntos de conexión requeridos en el fondo marino, por debajo de la plataforma. Estas configuraciones tienen la ventaja de facilitar los trabajos de operación desde la plataforma.

Los risers flexibles son usados en conjunto con las terminaciones submarinas, los pozos pueden ser arreglados desde varios caminos, si las características del yacimiento favorecen dispersar los pozos a través del campo, esto en lugar de adicionar buques de perforación. La ventaja que se tiene es trasladar equipo de perforación hacia la semisumergible, la cual hará el trabajo de perforación y producción.

En otros desarrollos, los pozos son agrupados directamente por debajo de la semisumergible, para estos arreglos ha sido de gran ayuda el avance que se tiene en perforación horizontal. Los risers en forma de catenaria se cuelgan en el borde de la cubierta, así este arreglo separa efectivamente los risers de producción y perforación, y se tiene buen acceso a los pozos para algunas operaciones de trabajo.

Como las semisumergibles son capaces de soportar un gran número de risers, es frecuentemente tener separados los pozos en su regreso a la plataforma. La figura II.27 es un ejemplo de este sistema aplicado en Noruega.



Fig. II.27 Sistema de risers en semisumergible

II.7.4 Anclajes

Las semisumergibles, regularmente son ancladas al fondo marino por medio de cables en forma de catenaria. Estas líneas de anclaje, salen de las esquinas de las columnas; pueden ser cadenas, cables con cadenas o poliéster. El número de líneas utilizadas varía entre 8 y 16, dependiendo de las condiciones ambientales y los desplazamientos de la plataforma.

Han sido desarrollados unos anclajes de poliéster para aguas ultra profundas. Es un sistema de cables tensados y además el material es muy bajo en peso comparado con los cables y cadenas y dispone de más propiedades elásticas. Este sistema ha sido aplicado en Brasil.

II.7.5 Localización y Profundidad

La tabla II.6, es un desglose de la aplicación de las semisumergibles de producción, la mayoría son localizadas en Brasil y en el Mar del Norte.

En la figura II.28 se muestran las profundidades alcanzadas con estas estructuras, así como su localización. Las semisumergibles han sido instaladas en profundidades que van desde los 72m hasta los 1,360m.

La mayoría de las semisumergibles están localizadas en profundidades bajas, y además la producción en ellas es aproximadamente entre 10 y 70 MBPD, lo que es una cifra pequeña, pero es un indicador de que estas estructuras son económicas para campos pequeños.

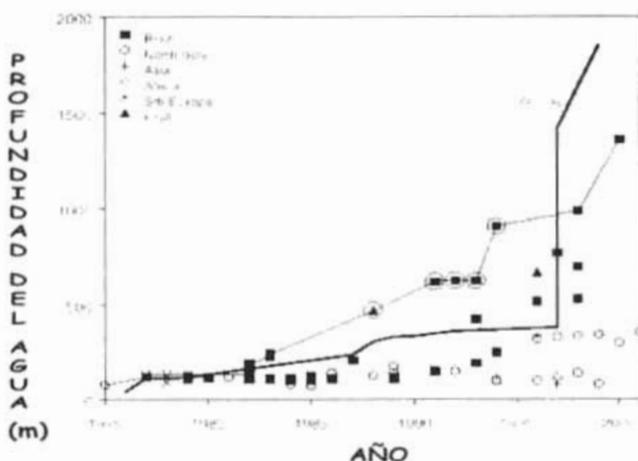


Fig. II.28 Profundidades alcanzadas

Región	Número
Brasil	35
Mar del Norte	20
Asia	4
Europa	3
Estados Unidos	2
Africa	1
Total	65

II.7.6 Construcción

Las tres fuentes de las plataformas semisumergibles son: conversiones de perforación a producción, construcciones nuevas y reuso. Alrededor del 85% son convertidas y las consideraciones básicas son el área disponible de la cubierta y el peso que puede soportar, también es adicionado más espacio para colocar todo el equipo. Es requerido adicionar refuerzo para prevenir el pandeo debido a las grandes cargas sobre las columnas, de igual manera, las piezas agrietadas y corroídas son renovadas. Otros trabajos de conversión incluyen restaurar los sistemas de seguridad, utilería y helipuerto. Las semisumergibles convertidas, son recomendadas para campos pequeños, mientras que las nuevas son para campos más grandes.

La tabla II.7 nos muestra el despliegue de estas plataformas, así como algunas de sus características.

No.	Campo	Estructura	Compañía	Localización	Profundidad (m)	Inicio de producción	Tipo de construcción
1	Argyll	Transworld 58	Amerada	Reino Unido	79	1975	Conversión
2	Enchova	Sedco 135D	Petrobras	Brasil	122	1977	Conversión
3	Casablanca	Sedco 1	Repsol	España	124	1978	Conversión
4	N Garoupa	Sedco 135F	Petrobras	Brasil	117	1979	Conversión
5	Pampo	Sedco 135D	Petrobras	Brasil	118	1980	Reuso
6	Buchan	Pentagone 83	Talisman	Reino Unido	190	1981	Conversión
7	Bonito	Penrod 71	Petrobras	Brasil	243	1982	Conversión
8	Pirauna	MD 503	Petrobras	Brasil	143	1983	Conversión
9	Balmoral	GVA 5000	Agip (Sun)	Reino Unido	114	1986	Nuevo
10	Gran Cañón 29	Penrod 72	Placid Oil	Estados Unidos	469	1988	Reuso
11	Marlim	THP-2800	Petrobras	Brasil	620	1991	Conversión
12	Troll West	Sedco 707	Norsk Hydro	Noruega	320	1996	Nuevo
13	Albacora	Zapata SS4000	Petrobras	Brasil	515	1996	Conversión
14	Njord	Aker P-45	Norsk Hydro	Noruega	330	1997	Nuevo
15	Visund	GVA 8000	Norsk Hydro	Noruega	335	1998	Nuevo
16	Roncador	Trendsetter	Petrobras	Brasil	1360	2000	Nuevo
17	Snorre		Norsk Hydro	Noruega	350	2001	Nuevo

Tabla II.7 Continuación

No.	Risers		Columnas		Flotadores	Capacidad de producción	
	Cantidad	Tipo	Cantidad	Diámetro (m)		Aceite (MBPD)	Gas (MMmcpd)
1	7	Rígido			Paralelos	47	No
2	1	Rígido	3	10.6		30	1.4
3						20	No
4		Flexible	3	10.6	3	10	0.2
5		Rígido	3	10.6	3	30	0.4
6	17	Rígido/Flexible	5	8.5	5	72	0.6
7	7	Flexible	6	10.1	Paralelos	20	0.8
8	15	Flexible	8	9.1	Paralelos	36	1
9	11	Flexible	4	12.9	Paralelos	60	0.6
10	50	Híbrido	6	10	Paralelos	23	3.4
11		Flexible	6	9.4	Paralelos	25	0.3
12	15	Flexible	4	29	Cuadrangular	190	7.1
13		Flexible	6	10.1	Paralelos	100	3.3
14	32	Flexible	4	15.8	Paralelos	70	9.9
15	27	Flexible	4	16.6	Cuadrangular	110	1.8
16	89	Catenaria	4	13.7	Paralelos	180	7.2
17	19		4		Cuadrangular	110	3

CAPÍTULO III

LÍNEAS DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS

III.1 Consideraciones para la instalación de tuberías en aguas profundas.

Para el caso de aguas profundas, en lo que concierne a la instalación de las tuberías, es necesario distinguir entre la función y el tamaño de las mismas. Diámetros pequeños, usualmente menores a 14", son instalados en campos donde las profundidades del agua superan los 1,500m, como ejemplo esta el campo Mensa, situado en el Golfo de México, que tiene instaladas líneas de flujo de 12" de diámetro en una profundidad de 1,615m.

Por otro lado, la instalación de grandes diámetros, exceden las 16" y están limitadas a profundidades de alrededor de 600m; por ejemplo, Shell instaló tubería de 18" en 650m de profundidad para el proyecto Malampaya, en Filipinas.

III.1.1 Consideraciones de diseño.

- **Colapso.** Para líneas submarinas en aguas profundas, la presión interna rara vez es un criterio que domine el diseño. Esto es debido a que la presión hidrostática externa o la despresurización durante las operaciones, son experiencias a las que se somete la tubería, por lo cual se demanda más integridad estructural. El colapso, iniciación y propagación del mismo, debido a la presión externa, puede llevar a niveles inaceptables de daño a la tubería. La solución a este problema está enfocada básicamente al espesor de las paredes de la tubería.
- **Estabilidad en el fondo.** Los ambientes que predominan en el fondo del mar, ponen las condiciones para manejar el peso de la tubería, cuando ésta es sumergida. En el caso de las tuberías en aguas profundas, el peso de las mismas es incrementado por los requerimientos de diseño, lo que a su vez incrementa la tensión, cuando ésta es bajada.
- **Tendido de tuberías.** El tendido en aguas profundas debe ser controlado, debido al riesgo de pandeo local, como resultado de la flexión y la presión externa, después de ser bajadas.
- **Flujo en el fondo del mar.** Las tuberías pueden ser sujetas a cargas, que es el resultado de deslizamiento de lodos o corrientes turbias. Los lodos producen cargas

más severas sobre las tuberías, que las corrientes turbias. Por lo anterior se debe tener conocimiento acerca de el tipo de sedimento que se encuentra en el fondo marino.

- **Estabilidad de las pendientes.** Las tuberías pueden pasar a través de pendientes, las cuales deben ser evaluadas, en lo que respecta a las condiciones ambientales, como son tormentas, tsunamis y terremotos.

III.1.2 Consideraciones del material.

Las tolerancias requeridas para las tuberías de aguas profundas, son más exigentes que para otros proyectos. Las tuberías generalmente son de diámetros grandes, entre 20" y 40" y espesores de 35mm y 45mm, por lo que se debe hacer énfasis en los siguientes puntos:

- **Fabricación.** Es elaborada por métodos establecidos para satisfacer las tolerancias geométricas requeridas.
- **Control dimensional.** El espesor de las paredes de estas tuberías es dictado por las consideraciones de colapso.
- **Resistencia a la fractura.** Las tuberías deben tener suficiente dureza para resistir la iniciación de la fractura, desde pequeñas grietas hasta la propagación de largas fracturas.
- **Esfuerzo residual.** El esfuerzo residual inducido en el proceso de fabricación disminuye la resistencia al colapso de la tubería. La aplicación de un tratamiento térmico puede tener un efecto benéfico sobre la fuerza compresiva, y por lo tanto sobre la resistencia al colapso.

III.2 Instalación de tuberías.

Desde el punto de vista de instalación, la configuración de la tubería debe satisfacer dos criterios básicos. El primero es que debe ser estructuralmente robusta, en el orden que debe resistir fuerzas cuando se esté bajando para su instalación, y su peso debe ser manejado de forma segura desde las instalaciones superficiales. El segundo punto, es que una vez en el fondo del mar, la tubería debe ser estable contra las fuerzas ambientales.

- **Métodos de instalación.** Los métodos de instalación en aguas profundas están basados en los métodos de tendido de tuberías. La tubería es ensamblada a bordo de las instalaciones superficiales, para después ser bajadas al fondo del mar.

Con respecto a las características del suelo marino y condiciones severas del ambiente, se pueden encontrar problemas, los cuales pueden ser minimizados, encontrando nuevas rutas de descenso de tubería que eviten dichos problemas.

Existen algunos métodos de tendido de tuberías, los cuales son el tipo S (S-Lay) y tipo J (J-Lay), el tipo S es más convencional, pero tiene ciertas limitantes en lo que respecta a profundidad, a diferencia del tipo J que es más utilizado en proyectos de aguas profundas y ultra profundas.

III.2.1 Tendido de tuberías tipo "J" (J-Lay)

La técnica J-Lay es considerada sobre la convencional técnica S-Lay, para minimizar las tensiones requeridas en aguas profundas. Además, con la técnica J-Lay, se tienen las siguientes ventajas:

- Se requiere de baja tensión.
- Precisión y control de ruta.
- El control de la instalación es monitoreado.
- Rápido abandono durante periodos de mal tiempo.
- Técnica disponible y segura para instalar risers en forma de catenaria.

III.2.1.1 Despliegue del J-Lay

En 1990, J. Ray McDermott se adjudica dos contratos, que incluyen la instalación de aproximadamente 40 millas de tubería de 12 ¾" de diámetro por 0.562" de espesor, en la TLP Auger, localizada en 2,860 pies de agua. Considerando la profundidad del agua, tamaño de tubería y requerimientos del cliente, se selecciona el sistema J-Lay. Después del diseño y fabricación de la tubería, el primer sistema J-Lay en el Golfo de México, se moviliza en abril de 1993, a bordo del Derrick Barge 50, listo para tender la tubería.

Este sistema fue diseñado con un criterio para manejar tubería de 18" de diámetro en profundidades sobre los 4,000 pies. El diseño del sistema J-Lay (figura II.1) consta principalmente de las siguientes partes:

- **Buque de tendido de tubería.** Mantener la estación dentro de los límites de flexión de la tubería, mientras se llevan a cabo las operaciones de tendido. El Derrick Barge 50 cuenta con propulsión dinámicamente posicionada.

- **Torre.** Es la estructura principal que soporta la tubería durante las operaciones de bajada de la misma.
- **Soporte principal.** La estructura consta de vigas de 7 pies, para soportar la torre, soporte de la torre, "A-Frame" y todo el equipo auxiliar de tendido.
- **"A-Frame".** Esta estructura sirve para levantar, bajar y estabilizar la torre.
- **Bloque viajero.** Es el bloque principal que baja la tubería. Consiste de dos soportes móviles que permiten la bajada de los collarines (J-Lay collars) sobre el pedestal. El bloque viajero, corre en la parte central de la torre.
- **Uniones cuadradas.** En orden de conseguir altas tasas de tendido de tuberías. Tramos de 40 pies son preensamblados dentro de uniones cuádruples, de aproximadamente 167 pies en longitud. Cada unión incluye un collarín, requerido para soportar la tubería, operaciones de bajada y secciones cortas pre-soldadas encima de cada collarín.
- **Collarines (J-Lay collars).** Son piezas cuadrangulares de refuerzo, colocadas cerca del final de las uniones de tubería preensamblada. El collarín soporta la entrada suspendida de la tubería durante la instalación, lo cual elimina el sistema mecánico de tensión del tendido convencional tipo S. El collarín también funciona como arrestador de colapso.
- **Sistema de abandono y recuperación.** Este sistema trabaja por medio de unos cables anclados en el buque, estos cables son unas guías dentro de la torre para abandono y recuperación de la tubería.
- **Rack.** Los 167 pies de la unión cuádruple son colocados en el rack y preparados para soldarse. La tubería, es entonces llevada fuera del rack, por el "strongback" y levantada dentro de la torre.
- **Strongback.** Esta estructura, sirve para levantar y bajar las uniones de las tuberías desde el rack hasta dentro de la torre. El "strongback" corre sobre unos rieles desde la posición horizontal en el rack, hacia la posición vertical en la torre. El "strongback

es levantado y bajado, por medio de una grúa hidráulica montada sobre el soporte principal.

- **Stinger.** Esta estructura está sujeta en el soporte de la torre, cuenta con tres abrazaderas, para mantener fija la tubería durante la operación de soldadura.
- **Piso de trabajo.** El área alrededor de la unión de tuberías, donde se llevan a cabo todas las operaciones de soldadura, es llamada piso de trabajo (figura III.2).
- **Soporte de pedestal.** Está localizado en el centro del soporte de la torre, directamente por debajo del piso de trabajo; su función, es abrir y cerrar, para permitir la bajada de la tubería.
- **Almacén de tuberías.** Son utilizados grandes contenedores para transportar los 167 pies de uniones cuadradas, que se llaman almacén de tuberías. Se almacenan 163 uniones de tubería de 12" (aproximadamente 5 millas de tubería). El peso de cada almacén vacío, es de 115 toneladas, y cargando la tubería es de 1,250 toneladas.

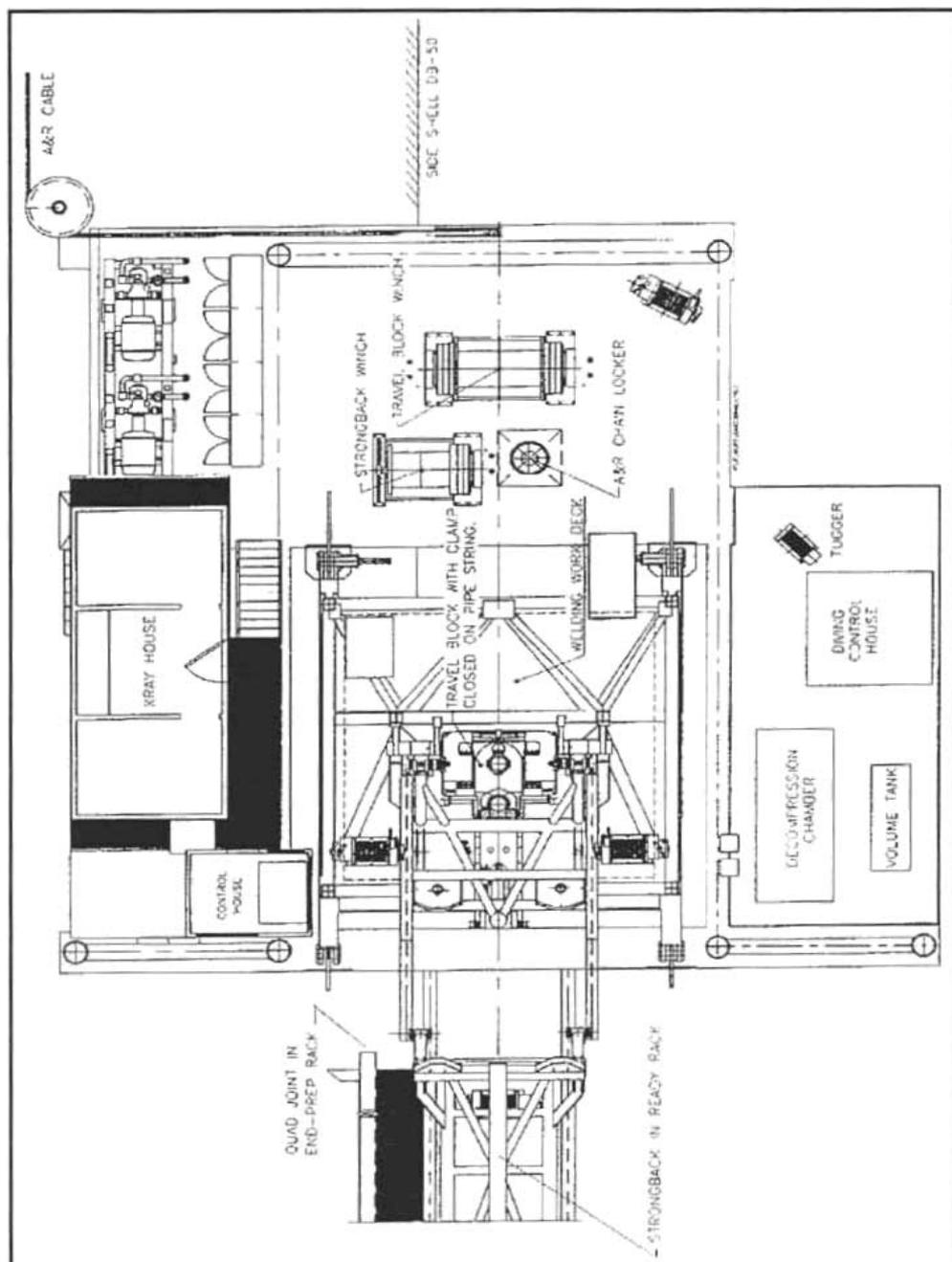


Fig. III.2 Plano de piso de trabajo

Las operaciones de tendido de tubería tipo "J", son llevadas a cabo de la siguiente forma:

- a) Se ensambla la tubería en las uniones cuadradas, esta operación es en tierra.
- b) Las uniones cuadradas son cargadas en el almacén de tubería, para ser transportadas costa afuera. (Figuras III.3 y III.4).
- c) Las uniones cuadradas se preparan para ser soldadas.
- d) Las uniones cuadradas se colocan en el "rack".
- e) Usando el "strongback", las uniones cuadradas son llevadas desde el "rack" hasta la torre (figura III.4).
- f) Las uniones cuadradas son alineadas verticalmente por medio de abrazaderas (figura III.5).
- g) Se soldan las uniones.
- h) Durante el proceso de soldadura, la tubería se libera y se baja el "strongback", para regresar a la siguiente unión cuadrada, mientras la primera se soporta con el bloque viajero.
- i) Se llevan a cabo pruebas no destructivas. La soldadura se revisa por medio de una radiografía de rayos gamma.
- j) Se abre el pedestal y se baja la unión cuadrada, hasta que la parte superior del collarín (J-Lay collar) alcanza el pedestal.

Entre las ventajas que ofrece el sistema J-Lay se encuentran las siguientes:

- Elimina la sobretensión dentro de la tubería.
- Permite que la tubería sea colocada de una forma más flexible.
- Menos susceptible a las ondas generadas por las corrientes marinas.
- Permite soldar lingadas en tierra, lo que disminuye los requerimientos de soldadura costa afuera.
- Sistema rápido de recuperación y abandono.

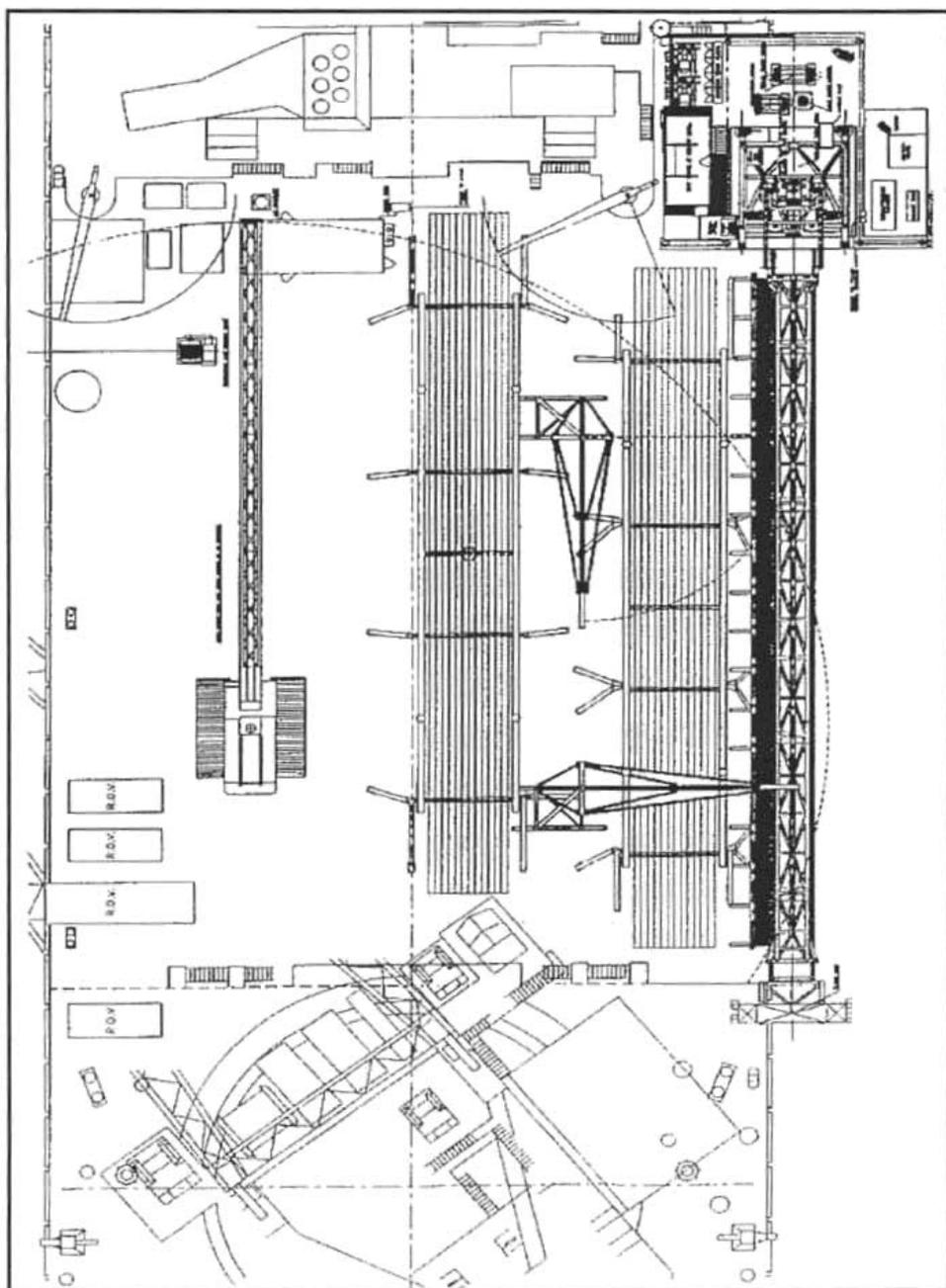


Fig. III.3 Almacenamiento de uniones cuadradas

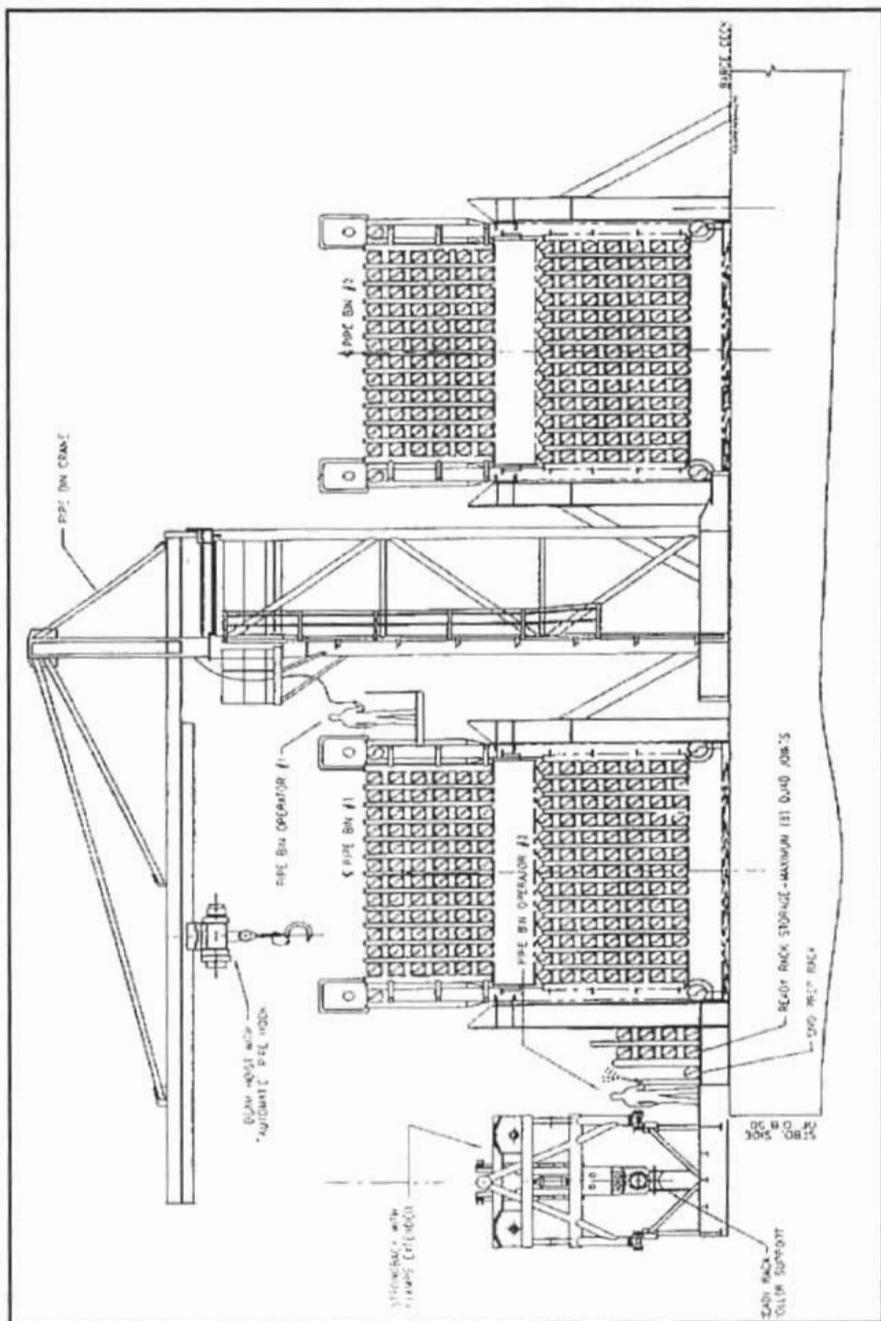


Fig. III.4 Almacén de tuberías (elevación)

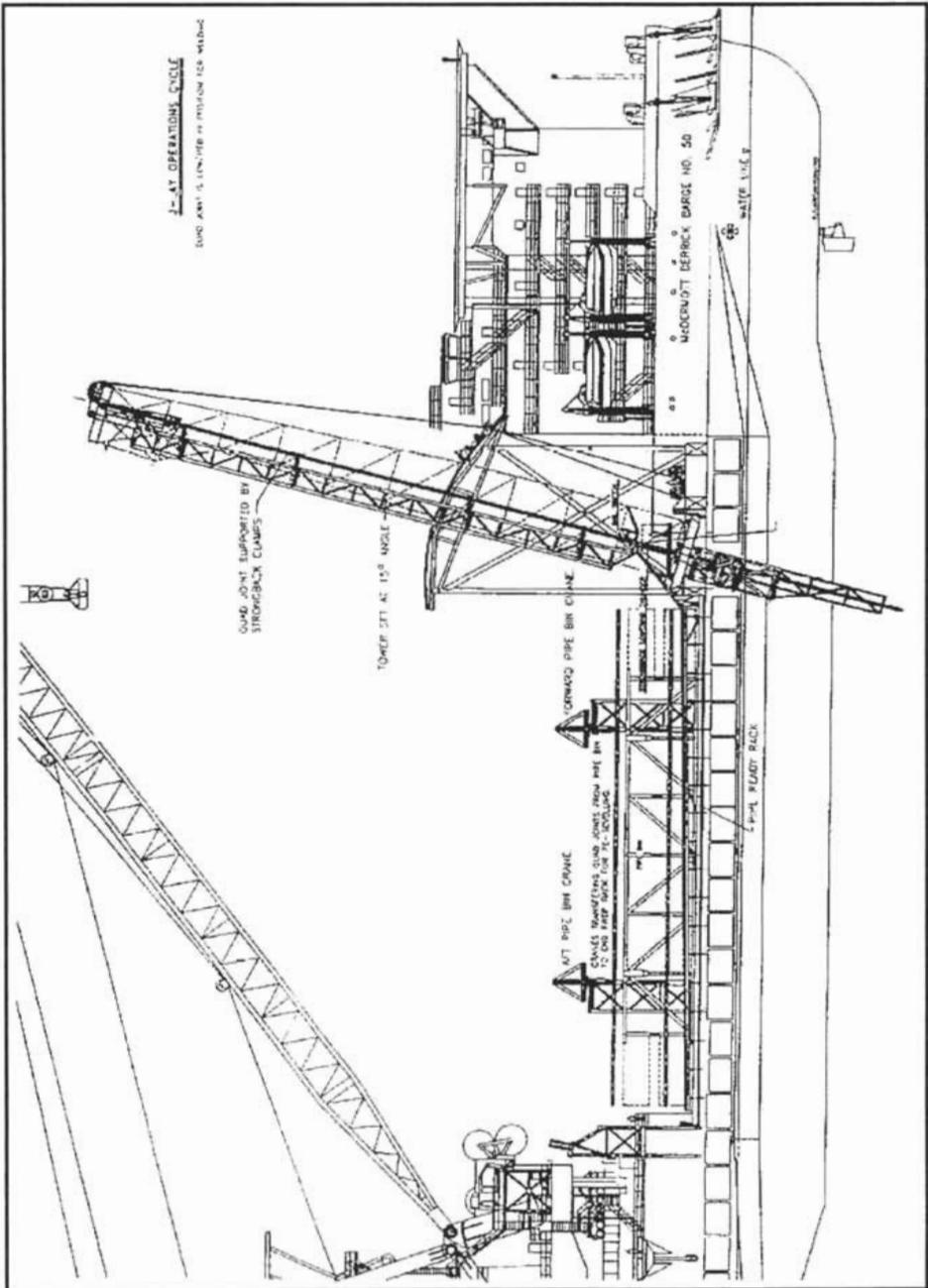


Fig. III.5 Ciclo de operaciones del sistema J-Lay

III.3 Selección del riser para aguas profundas.

La función básica del riser, es permitir el flujo del pozo, desde el fondo marino hasta la plataforma. Para llevar a cabo su diseño, se considera tanto la presión estática (profundidad), como la dinámica (corrientes y ondas). Los movimientos de la plataforma, también son un punto importante, ya que se determina el esfuerzo experimentado por el riser a lo largo de toda su longitud.

Los movimientos máximos de la plataforma son dependientes de la profundidad, la forma de la estructura superficial, su sistema de anclaje y las condiciones ambientales.

El tipo de riser a seleccionar, por lo anterior, dependerá de la plataforma con la cual va a interactuar, y caen dentro de las siguientes categorías: risers verticales tensionados, risers flexibles, risers híbridos y risers en forma de catenaria.

III.3.1 Risers verticales tensionados.

Este tipo de risers son de longitudes verticales, tradicionalmente construidos con acero; son recomendados para plataformas fijas (Jackets y Compliant Tower), TLP's y SPAR.

Para plataformas fijas, son colocadas uniones flexibles en la base y en la parte superior del riser, ya que es en esa parte donde se presentan las fuerzas de flexión mayores, por lo cual se debe prevenir la falla del acero en ese punto. El titanio, es el material frecuentemente seleccionado para construir estas uniones.

Por la gran rigidez del riser, se introduce una herramienta para compensar los desplazamientos laterales, esta herramienta es un sistema de tensores hidroneumáticos, que es utilizado para que el riser soporte las cargas de las corrientes y ondas generadas por el medio ambiente (figura III.6). La carrera experimentada por los tensores es regularmente menor a 2m.

La separación de los risers, es importante para evitar la interferencia con otros risers. Es requerido un gran espaciamiento, lo cual involucra más espacio en la plataforma. Los arreglos de estos risers, son empleados tanto para líneas de producción como para líneas de exportación.

La instalación del riser se lleva a cabo por medio de unas guías que llegan hasta unos postes que se encuentran en la plantilla, ya una vez ensamblado el riser, se procede a ensamblar los umbilicales. La primera unión del riser es en la parte baja, después a través de la mesa rotatoria, se corren las siguientes uniones hasta llegar al ensamble en la parte superior. Cabe mencionar que el riser usualmente es fabricado en secciones de 50m con conectores mecánicos en sus extremos.

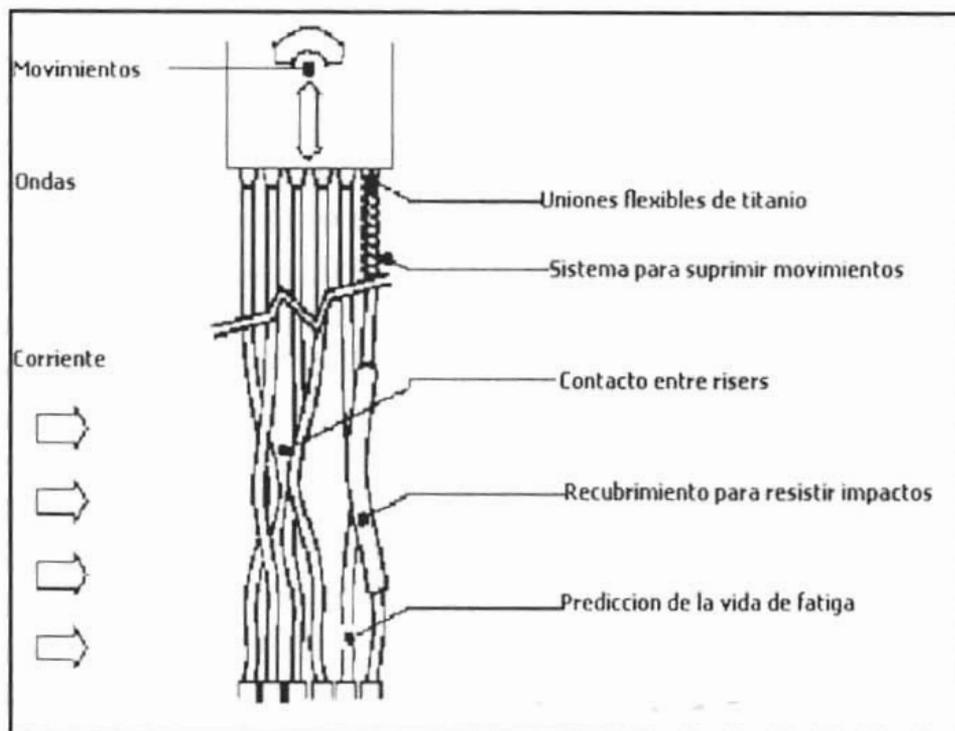


Fig. III.6 Movimientos inducidos por el medio ambiente

III.3.1.1 Subsistemas del riser rígido

El sistema del riser, básicamente consiste de tres principales subsistemas, los cuales son: el ensamble en la parte inferior, las uniones del riser y el ensamble en la parte superior (figura III.7).

- **Ensamble en la parte inferior.**

El ensamble en la parte inferior, es la interfase entre el riser y el múltiple, la principal función es proveer un medio de desconexión del riser en caso de que las condiciones del tiempo sean extremas, y así evitar grandes esfuerzos en el riser. El riser es conectado en el múltiple por medio de un conector hidráulico, comúnmente de 16 3/4", este conector es capaz de manejar la tensión máxima y el momento de flexión experimentado por el riser.

En la parte superior del conector se encuentra una unión flexible, que de igual manera, es capaz de manejar la tensión máxima y el momento de flexión. El propósito de esta unión flexible, es permitir al riser los desplazamientos angulares, sin que se imparta daño por flexión.

- **Uniones flexibles.**

Cada unión tiene un peso en aire de aproximadamente 22,000 lb, y no se les adiciona flotadores, aunque para algunos casos en particular si se requiere de flotadores. La función principal de las uniones flexibles es disminuir los esfuerzos del riser debidos a las corrientes y ondas.

- **Ensamble en la parte superior.**

El ensamble en la parte superior, es la interfase entre la plataforma y el sistema de tensores del riser. Se termina en la unión con una manguera flexible, que es capaz de manejar la misma presión que el riser. Por lo regular las uniones flexibles manejadas están elaboradas con titanio, como ya se mencionó anteriormente.

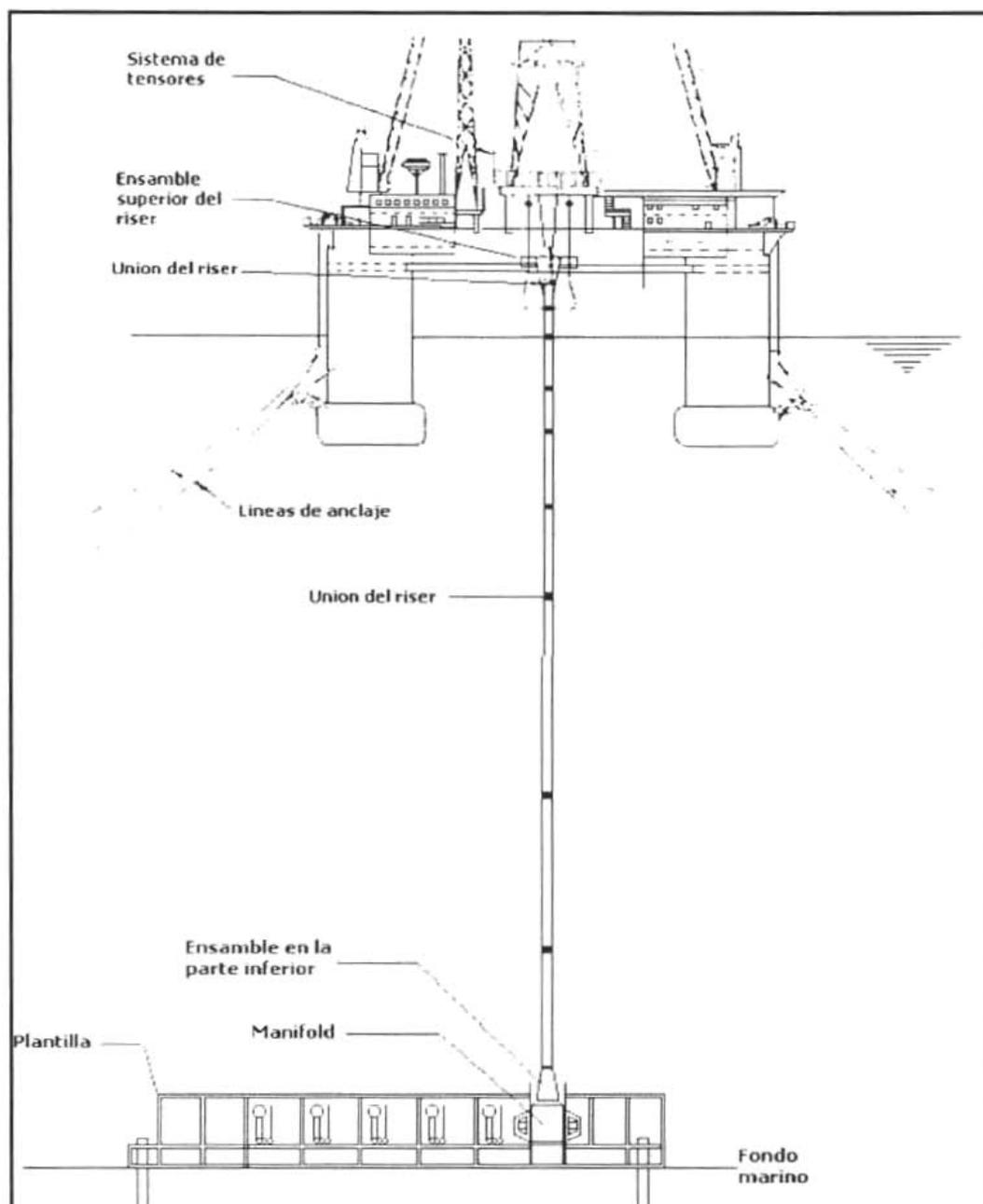


Fig. III.7 Subsistemas principales del riser

III.3.2 Risers flexibles

La fabricación de estos risers es con tubería flexible, se deforman fácilmente con la flexión, mientras se vuelven rígidos en respuesta a la tensión, torsión y presión interna. Tradicionalmente, los risers flexibles son utilizados en profundidades moderadas, interactuando con plataformas flotantes.

III.3.2.1 Configuraciones

- **Una catenaria.**

Este sistema es disponible para desarrollo provisional de campos, en ambientes que no son muy severos, requiere de una mínima inversión en equipo. El riser flexible corre en una configuración de forma de catenaria, conectado desde la plataforma hasta algún sistema de producción submarino (figura III.8). Este sistema es aplicado en las costas de Brasil y el Mar del Norte, en profundidades aproximadas de 300m.

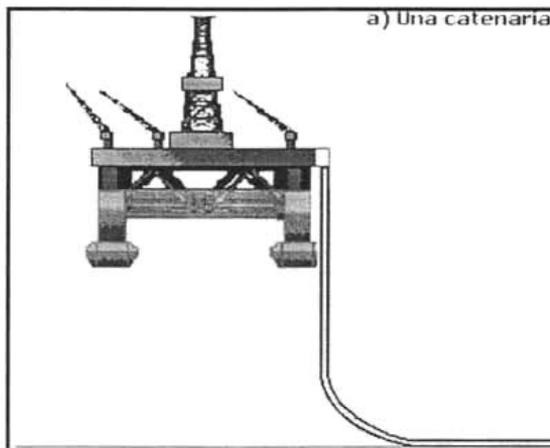


Fig. III.8 Una catenaria

- **Doble catenaria (Lazy-S).**

La configuración de doble catenaria, es recomendado para cualquier tipo de desarrollo de campo y en condiciones ambientales más severas (figura III.9). También el sistema es empleado en sistemas de producción que involucran pozos satélites, o en los cuales el equipo submarino está localizado a gran distancia de la plataforma.

- **Steep Wave.**

Esta configuración es una extensión de la anterior, sólo que en lugar de utilizar un flotador separado de la tubería, se colocan flotadores más pequeños, distribuidos estratégicamente a lo largo de la tubería, esta configuración es la más conveniente para aguas profundas (figura III.11). Los flotadores mantienen en óptima curvatura la tubería.

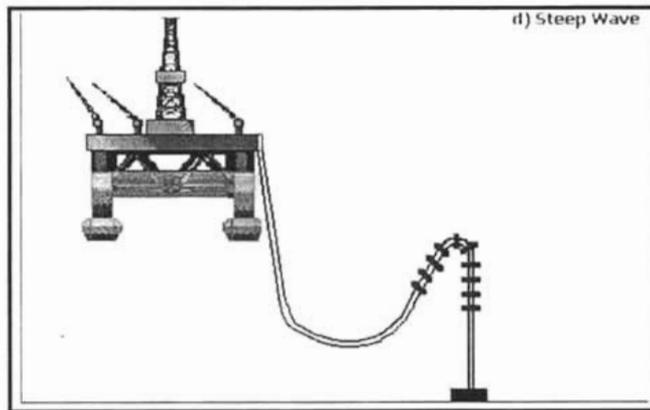


Fig. III.11 Steep Wave

- **Lazy Wave.**

Una extensión de la configuración de doble catenaria es la configuración "Lazy Wave". Son distribuidos flotadores a lo largo de la tubería, con lo que es posible tener control sobre las cargas ejercidas por el riser sobre la plataforma (figura III.12). Al igual que la configuración anterior, es recomendada para aguas profundas.

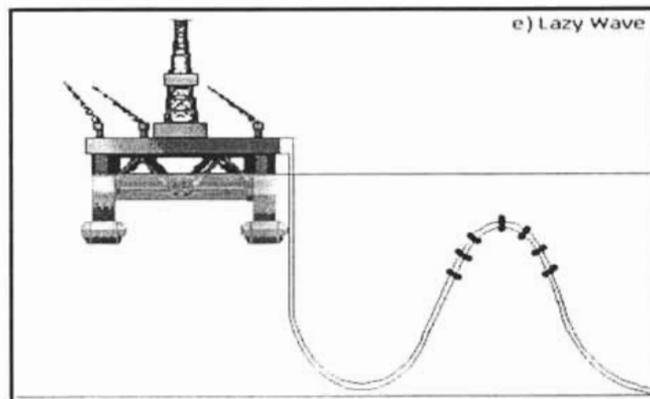


Fig. III.12 Lazy Wave

La flexibilidad de ésta tubería, elimina la necesidad de emplear alguna herramienta para tensionar los risers. También, debido a su flexibilidad, estos risers son recomendados para estructuras superficiales con grandes desplazamientos.

Los risers flexibles tienen excesiva restricción, particularmente en aguas ultraprofundas, debido a las altas presiones externas, alto costo, el cual puede incrementar desproporcionadamente con la profundidad, debido a la tensión necesaria adicional para soportar su propio peso. Los límites de diámetro / presión interna, se encuentran en rangos típicos de 11 pg/5,000 lb/pg² a 16 pg/2,000 lb/pg²; lo cual puede limitar la disponibilidad para exportación.

III.3.2.2 Diseño de la tubería flexible.

El diseño básico de la tubería flexible utilizada para estos risers, es mostrada en la figura III.13.

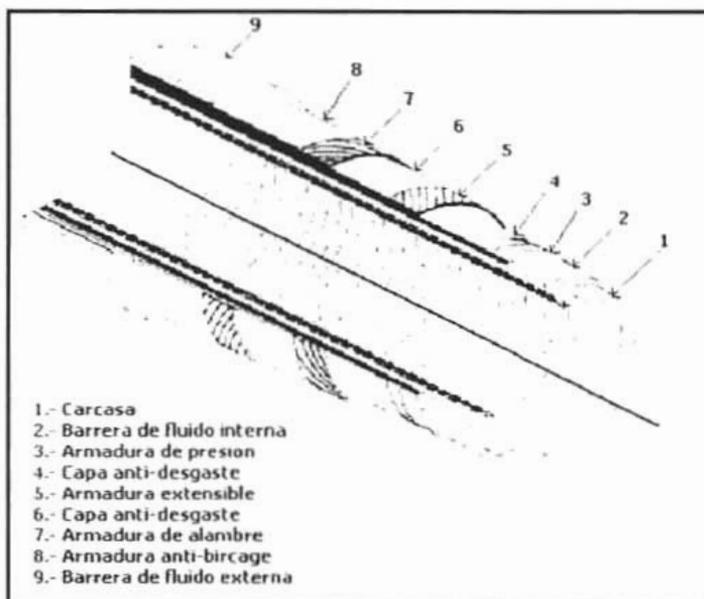


Fig. III.13 Diseño de la tubería flexible

Algunas herramientas clave utilizadas para el diseño de la tubería flexible son, el modelo de fatiga, para predecir la vida esperada de las capas estructurales primarias, un modelo de colapso, para predecir la capacidad mínima de colapso y el modelo de "jaula" (birdcage) para predecir la compresión axial de la tubería.

- **Modelo de fatiga.**

En aplicaciones costa afuera, la vida de servicio de la tubería flexible, es limitada por la armadura extensible o la armadura de presión. Los análisis de fatiga, normalmente están enfocados a estas dos capas.

La tensión axial y la presión interna, son las principales cargas a las que se somete la tubería flexible en aplicaciones costa afuera. Las cargas periódicas inducidas por la alta y baja frecuencia de los movimientos de la estructura superficial y las fuerzas hidrodinámicas, introducen tensiones alternas en la armadura extensible. Las variaciones de presión interna son despreciables, ya que estas frecuencias son bajas comparadas con las asociadas con tensión y curvatura.

Las fuerzas alternas en la armadura extensible, son función del rango de tensión efectiva y curvatura en el riser. Aunque la tensión en la pared del tubo es tomada, primeramente por la armadura extensible, todas las capas de la tubería son consideradas como una estructura combinada que tiene deformaciones compatibles.

- **Modelo de colapso.**

La metodología de colapso, es una de las herramientas clave para conseguir una resistencia al colapso contra la presión hidrostática, en diseños para aguas profundas.

El colapso en la tubería flexible se refiere al pandeo de la estructura de la carcasa interna, bajo presión hidrostática externa del agua. La estructura para la resistencia al colapso en tubería flexible consiste de una carcasa interna, barrera interna de fluido y una armadura de presión. La presión del agua actúa sobre el exterior de la superficie de la barrera de fluido, con un soporte directo desde la carcasa interior. La armadura de presión, provee soporte directo a la barrera de fluido, para resistir el pandeo de la estructura subyacente. El colapso ocurre cuando la carcasa interior se pandea, subsecuentemente, causa el pandeo de la armadura de presión.

La resistencia al colapso, de la tubería flexible, primeramente depende del diámetro, espesor y propiedades del material de la carcasa, barrera del fluido y armadura de presión. Estudios han demostrado que la ovalidad de la armadura de presión, no contribuye significativamente en el comportamiento del colapso. De igual forma, las variaciones en el espesor en la armadura de presión y la barrera de fluido. Tampoco afectan significativamente el comportamiento del colapso.

El diámetro máximo, la ovalidad y el espesor de la carcasa, son determinantes para predecir el colapso de la tubería.

- **Modelo de "jaula" (birdcage).**

A profundidades mayores de 2,000m, se presentan nuevas fallas potenciales, entre las cuales se presenta la expansión radial de la armadura extensible, cuando la tubería es sometida a cargas que inducen compresión axial. Esta falla comúnmente se conoce como "tipo jaula" (birdcage) y ocurre bajo compresión axial, curvatura y cargas en la tubería flexible.

El potencial por expansión radial de la armadura extensible, se incrementa en aplicaciones en aguas ultraprofundas, debido a las altas cargas hidrostáticas. Se pueden presentar dos tipos de pandeo en la armadura extensible; estos son dentro del plano y fuera del plano, donde el plano es definido por el cilindro formado por la armadura extensible.

Cuando todas las condiciones de carga en la tubería flexible son consideradas, la compresión axial en la parte baja, crea un ambiente más conductivo del pandeo en la armadura extensible, que en alguna otra parte del riser. Por lo tanto las condiciones de carga que son consideradas en el diseño para prevenir el pandeo en la armadura extensible, son las mismas que se consideran y experimentan en la parte baja, donde la tubería va desde la posición vertical de colgamiento a la posición horizontal en el fondo del mar.

En las pruebas realizadas en este método, se desarrollan pruebas de presión externa y flexión, para determinar la relación entre la profundidad de agua y el radio de flexión crítico, y así, el punto donde falla la armadura extensible.

El máximo equivalente de profundidad de agua, donde no habría problemas por "birdcage" es en aproximadamente 1,900m. El correspondiente radio de flexión es de 1.7m.

Los risers flexibles están siendo aplicados en los campos Roncador, Albacora y Barracuda, en las Costas de Brasil y en varias zonas del Golfo de México.

III.3.3 Riser Híbrido.

El riser híbrido consta de dos secciones; una de tubería rígida y otra de tubería flexible. La sección rígida, permanece relativamente sin disturbios y requiere de un mínimo mantenimiento, por otro lado la sección flexible es la que está en continuo movimiento y es considerada la más vulnerable, ver figura III.14. Para las dos secciones, cada línea es reparada o retirada individualmente, o sea, sin interrumpir las otras líneas.

El riser está diseñado para dar servicio de producción, inyección de fluidos para actividades de recuperación y prueba de pozos. El primer riser híbrido en operación fue el campo Garden Banks, en 1996, en 670m de profundidad de agua.

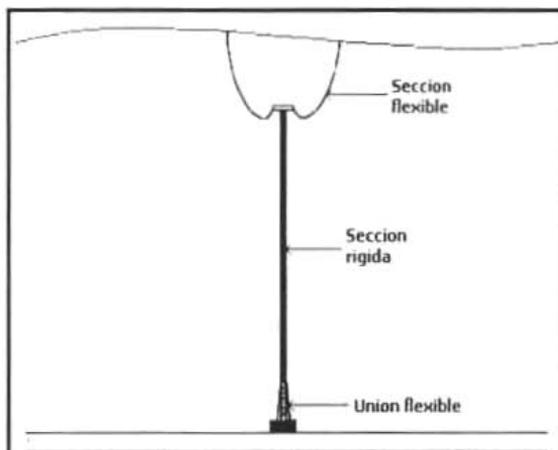


Fig. III.14 Esquema de riser híbrido

III.3.3.1 Sección rígida

La sección rígida la comprenden un arreglo circular de tuberías de acero, sobre un núcleo estructural de acero de aproximadamente 1.8m de diámetro. Esta sección parte del fondo marino, hasta que se encuentra aproximadamente unos 60m por debajo del nivel del mar, en su parte superior lleva ensamblados unos flotadores, los cuales mantienen al riser bajo tensión y además no se requiere de soportes laterales.

El núcleo estructural está elaborado de secciones de acero de 15m y 12" de diámetro. La conexión en la parte baja es a través de una unión flexible, lo que ayuda a soportar las desviaciones ejercidas por el núcleo. El núcleo estructural no es un conducto de fluidos, pero soporta las líneas de flujo, manteniéndolas en forma vertical, todas éstas líneas pueden ser retiradas o reparadas de forma individual, sin alterar el funcionamiento de líneas alternas.

El sistema de flotadores en la parte superior, consta de uno principal y otro más pequeño que es el auxiliar, este último es usado para soportar el núcleo estructural durante su instalación (figura III.15). El flotador principal, está fabricado con acero y es llenado con aire a presión, también cuenta con varios compartimentos por seguridad en caso de daño o falla. Las líneas de flujo pasan por el centro de los flotadores, terminando en una conexión hidráulica. Las tuberías curvas que salen de la parte superior de los

flotadores son llamadas cuellos de ganso, estas terminan en una estructura de soporte que contiene los conectores. A partir de ésta estructura comienza la sección flexible.

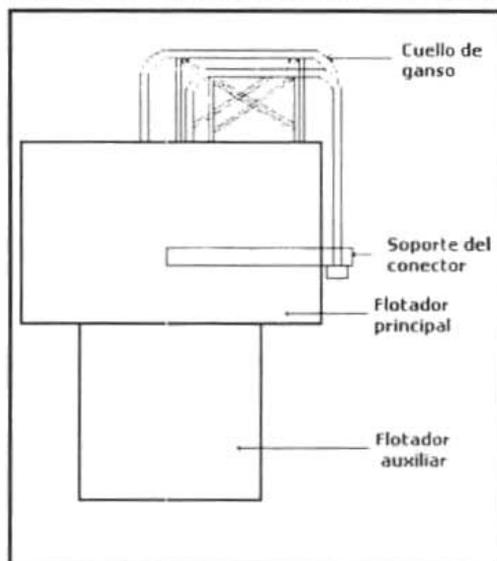


Fig. III.15 Sistema de flotadores

III.3.3.2 Sección flexible

La sección de tubería flexible, es un arreglo rectangular de varias líneas de flujo, ensambladas a la altura del flotador principal, en el conector mostrado en la figura anterior. Las tuberías son libres de moverse a lo largo de su eje, pero los movimientos laterales son restringidos por unas barras suspendidas con dos cables, la figura III.16 muestra la forma típica de esta barra. La longitud de la sección de tubería flexible es entre 140 y 190m, dependiendo de las condiciones del medio ambiente.

La forma rectangular del arreglo de las líneas de flujo, y la barra de soporte, reducen la interferencia entre las tuberías flexibles. La figura III.17 muestra un esquema del riser híbrido, así como sus principales componentes.

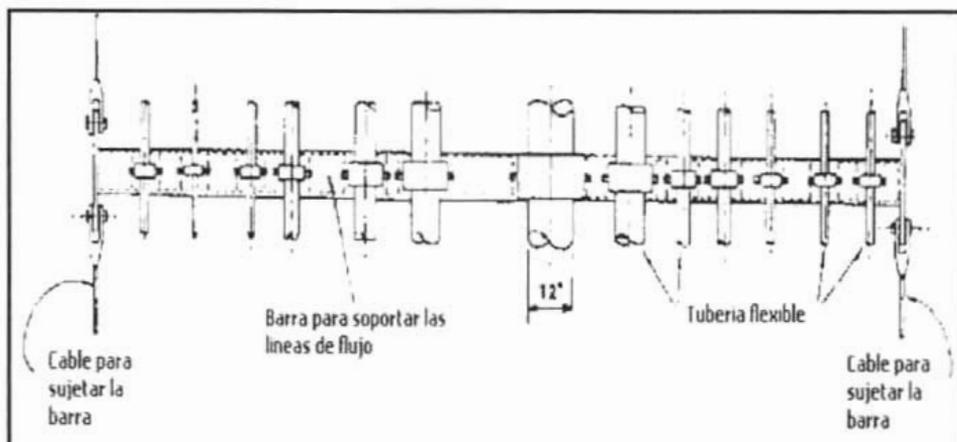


Fig. III.16 Barra para soportar las líneas de flujo

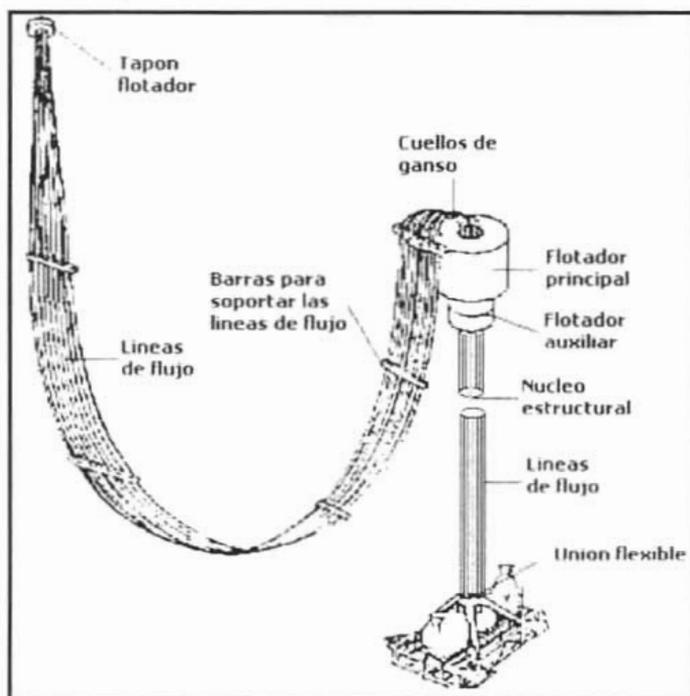


Fig. III.17 Principales partes del riser híbrido

III.3.4 Riser en forma de catenaria.

Los risers en forma de catenaria, consisten de una tubería colgada desde la plataforma hasta el fondo del mar, su instalación puede ser por medio de un carrete de tubería (reel) o soldando segmentos. El primer riser en forma de catenaria fue instalado en 1994 sobre la TLP Auger, en el Golfo de México. Las aplicaciones de estas configuraciones están limitadas a líneas de exportación, importación. Las aplicaciones están recomendadas en rangos de profundidad entre los 885m y 1,650m. La tabla III.1, es una lista de algunos risers en forma de catenaria instalados.

Nombre	Auger	Petrobras-18	Mars	Ursa
Operador	Shell	Petrobras	Shell	Shell
Año	1994	1996	1996	1999
Plataforma	TLP	Semisumergible	TLP	TLP
Profundidad (m)	872	910	894	1204
Diámetro (mm)	324	273	457	457
Relación h/W	0.56	0.92	0.6	0.65

Las fuerzas inducidas en el riser en forma de catenaria, debido a los movimientos horizontales y verticales, son mostradas en la figura III.18.

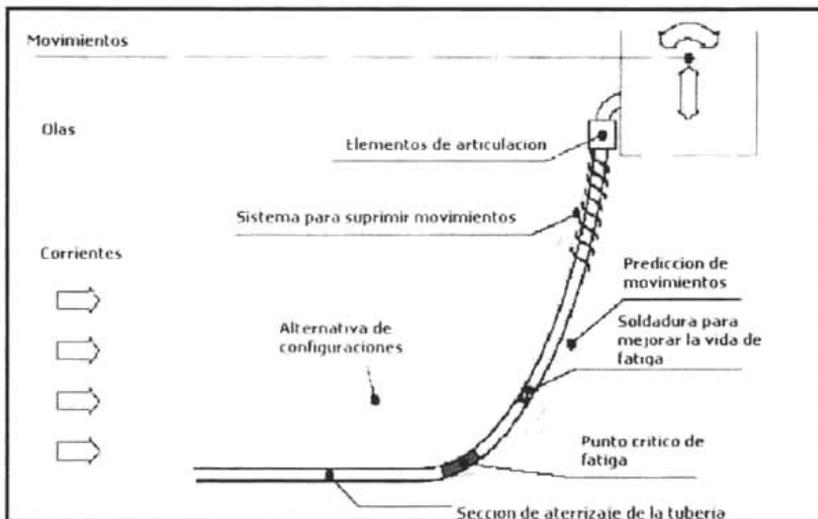


Fig. III.18 Fuerzas ejercidas sobre el riser

Regularmente, se ha empleado una sola configuración, que consiste en una sola catenaria, aunque también existen las configuraciones de doble catenaria (Steep Wave y Lazy Wave, mostrados en las figuras III.11 y III.12).

La ventaja que presenta la configuración Lazy Wave, es que se tiende paralela al fondo del mar, con lo cual no se requiere de instalación en la base del riser. Por otro lado, el Steep Wave se encuentra casi perpendicular al fondo del mar, por lo que requiere instalación en la base del riser, por esta razón la configuración Steep Wave, puede tener aplicación como riser de producción, mientras la otra configuración tiene aplicación para riser de exportación e importación.

Lo que ayuda a describir la forma de la catenaria es la relación h/W , donde h es la distancia horizontal en el punto de aterrizaje y W es la profundidad del agua (figura III.19). Una relación h/W grande, indica mayor flexibilidad del riser en la dirección vertical, pero también representa mayor peso sobre la plataforma, debido al incremento en longitud suspendida del riser.

III.3.4.1 Uniones flexibles.

La conexión del riser en la plataforma, requiere de una unión capaz de ajustarse a los cambios de ángulo ejercidos por el movimiento de la plataforma (figura III.19). Frecuentemente, los risers instalados, se conectan a la plataforma iniciando con un ángulo entre 10° y 20° con respecto a la vertical. Un ángulo pequeño minimiza la tensión en el riser, sin embargo un ángulo mayor reduce los esfuerzos máximos de flexión experimentados en la sección baja del riser.

Las uniones flexibles son probadas en el campo, ya que deben ser resistentes, especialmente cuando se exponen a fluidos del pozo como H_2S , y altas temperaturas.

III.3.4.2 Punto de aterrizaje.

Éste es un punto crítico del riser, ya que es donde se presenta la falla por fatiga, debido a que es donde se llevan los movimientos debidos a la plataforma. Los movimientos de la plataforma dentro del plano de la catenaria tienen mayor efecto sobre el esfuerzo en el riser que los movimientos fuera del plano. Realmente el punto de aterrizaje, es una región, más que un solo punto, esto porque debido a los movimientos de la plataforma, la ubicación del punto de aterrizaje se va moviendo a lo largo de la longitud del riser sobre el fondo del mar (figura III.19).

El problema de la constante abrasión debido al cambio del punto de aterrizaje, se resuelve empleando una capa de caucho sobre el riser, en el lugar donde se somete a estos movimientos.

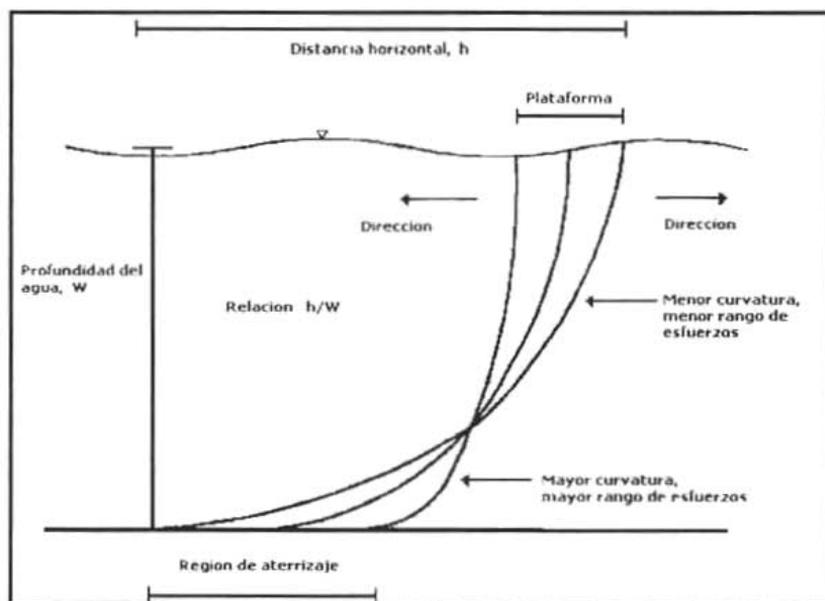


Fig. III.19 Configuración del riser, definiendo h/W y la curvatura en el punto de aterrizaje

CAPÍTULO IV

SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

IV.1 Introducción

Los ambientes submarinos, son quizás los más remotos e inexplorados de la tierra, la lejanía de los pozos submarinos, acoplado con un número de interacciones complejas entre el mismo pozo y las líneas de flujo e intervenciones, hacen más difícil las operaciones de rutina.

Una de las causas que conduce a incrementar el uso de sistemas submarinos de producción, es la reducción en los costos de desarrollo, comparado con los métodos convencionales.

Todas las instalaciones remotas, han tenido un progreso, tanto en lo que respecta profundidad del agua, función y número de pozos, este progreso es mostrado en la figura IV.1.

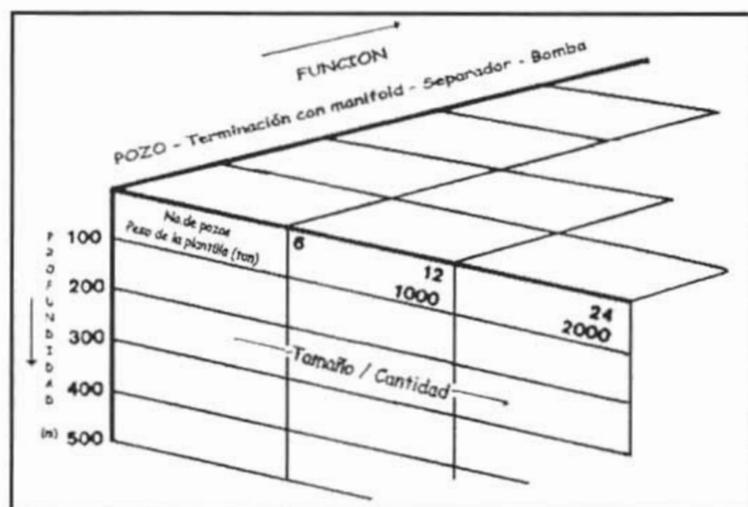


Fig. IV.1 Progreso de las instalaciones remotas

Para operaciones rutinarias de producción, la presión manejada en la cabeza del pozo es entre 100 y 200 lb/pg^2 , sin embargo, en un pozo submarino, presiones entre los 1,000 y 2,000 lb/pg^2 se pueden considerar bajas, debido a la contrapresión, ocasionada por las

grandes distancias de las líneas multifásicas. Consecuentemente, esto es de gran interés para procesar los fluidos provenientes del pozo, directamente en el fondo del mar. Este proceso, se refiere a la aplicación de tecnologías que se han vuelto esenciales para la implementación de sistemas submarinos de producción, los cuales son:

- Separación submarina y bombeo
- Bombeo multifásico

Uno de los objetivos principales del sistema a seleccionar, es cuanto puede reducir la presión en la cabeza, permitiendo una buena recuperación de hidrocarburos.

IV.2 Contrapresión.

En las operaciones de producción convencionales, se presentan presiones en la cabeza del pozo entre 100-200 lb/pg²; para el caso de pozos situados al final de largas líneas de flujo submarinas, las presiones están entre 1,000-2,000 lb/pg², debido a la contrapresión generada por las extensas líneas de flujo.

Considerando un balance de energía en una tubería de gas y haciendo las siguientes consideraciones:

- Flujo isotérmico, o sea los cambios de temperatura son despreciables.
- El cambio en la energía cinética del gas es despreciable.
- El factor de fricción *f* es constante sobre todos los gastos de flujo encontrados.
- La tubería es horizontal.

El balance de energía se puede escribir como*:

$$\frac{dp}{\rho} + vdv + gdh + \frac{fv^2 dl}{2d} = 0 \dots\dots\dots(1)$$

que es la suma de los cambios de energía cinética y energía potencial y la presión de trabajo, y la pérdida de energía por fricción es cero.

Debido a las suposiciones hechas, la ecuación queda:

$$\frac{dp}{\rho} = - \frac{fv^2 dl}{2d} \dots\dots\dots(2)$$

* Nomenclatura al final

y usando las relaciones:

$$\rho = \frac{pM}{zRT} \dots\dots\dots(3)$$

$$v = \frac{P_b}{T_b \pi / 4} \frac{Q_b T z}{D^2 p} \dots\dots\dots(4)$$

se tiene:

$$\frac{zRT}{pM} dp + \text{sen} \alpha dl + \left[\frac{P_b}{T_b \pi / 4} \right]^2 \frac{Q_b^2}{2d^5} \frac{f T^2 z^2 dl}{p^2} = 0 \dots\dots\dots(5)$$

resolviendo la ecuación tenemos:

$$P_1^2 = P_2^2 + \frac{1}{(T_b \pi / 4)^2 R} \frac{P_b^2}{T_b} L M Q_b^2 \frac{T z f}{D^5} \dots\dots\dots(6)$$

La ecuación (6) relaciona la presión en la salida y la presión en la entrada de la tubería, basado sobre parámetros de flujo como son gasto de gas, factor de fricción, longitud de la tubería y temperatura media. Esta ecuación ilustra que la presión en la entrada incrementa con la longitud de la tubería. Este incremento de presión en la entrada es conocido como contrapresión, lo cual tiene gran influencia en el comportamiento del yacimiento.

Suponiendo que las caídas de presión por gravedad y fricción en el fondo del pozo son despreciables, la presión en la cabeza del pozo sería la presión en la entrada de la tubería y a su vez ésta sería la presión de fondo fluyendo. La ecuación de productividad para gases es:

$$Q_b = J (\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots(7)$$

$$P_{wf} = P_1 \dots\dots\dots(8)$$

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Esto indica que algún incremento en la presión de fondo fluyendo, reduce el gasto de flujo desde el yacimiento.

La misma ecuación de energía puede ser usada para ilustrar el mismo efecto de largas tuberías sobre gastos de líquido.

De la ecuación (1), suponiendo que los cambios de energía cinética del gas en la tubería son despreciables, entonces las pérdidas de energía por fricción en la tubería por unidad de masa pueden ser representadas por:

$$Iw_1 = \frac{f v^2 L}{2D} \dots\dots\dots(9)$$

Como la longitud de la tubería incrementa, para un cierto factor de fricción, las pérdidas por fricción incrementan. Estas perdidas de energía debidas a la fricción, son pérdidas de energía del yacimiento, las cuales podrían ser usadas para mejorar los gastos de producción y la recuperación.

Otras pérdidas ocurren en los accesorios, como estranguladores y válvulas, lo cual puede ser representado por la siguiente ecuación que suma todas las pérdidas en los accesorios:

$$Iw_2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} v^2 e_v \right)_i \dots\dots\dots(10)$$

donde e_v es el factor de pérdida de fricción de cada accesorio. Las pérdidas mayores se tienen en el riser. Las pérdidas de energía por unidad de masa son $g\Delta h$, donde g es la aceleración de la gravedad y Δh es la longitud del riser.

Las pérdidas de energía al ambiente, también incluyen pérdidas de calor en la línea de flujo y el riser. La cantidad de calor perdido es función del gasto de flujo, aislamiento o estrategia de calentamiento, longitud de la línea de flujo y diámetros del riser.

Las pérdidas de calor pueden ser representadas por la siguiente ecuación:

$$Q = UA\Delta T \dots\dots\dots(11)$$

donde U es el coeficiente de transferencia de calor, A es el área disponible para la transferencia de calor y ΔT es la diferencia de temperaturas entre los alrededores y el fluido.

La pérdida de energía del fluido puede ser estimada usando la siguiente ecuación:

$$/w_T = \frac{f v^2 L}{2D} + \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} v^2 e_v \right)_i + g \Delta h + \pi D L U \Delta T \dots\dots\dots (12)$$

Esta ecuación muestra que la pérdida de energía para el fluido es directamente proporcional a la longitud de la tubería y profundidad del agua (longitud del riser) y el número de accesorios en la tubería.

IV.3 Separación submarina y bombeo. Sistema VASPS.

La separación submarina y el bombeo, parecen tener ventajas significantes para la producción remota, sobre grandes distancias de líneas de flujo y particularmente en aguas profundas. El concepto involucra la separación de gas y líquido en la cabeza del pozo; los líquidos son bombeados de regreso a las instalaciones de producción, y el gas separado, llega a las instalaciones por medio de la presión en la cabeza del pozo.

Una configuración propuesta, permite instalar separador y bomba, dentro de un tubo convencional de 30". Ésta configuración es llamada "Separación anular vertical y bombeo (VASPS por sus siglas en inglés).

Una serie de estudios hidráulicos, han indicado que el sistema es capaz de operar sobre distancias mayores a 100km.

IV.3.1 Concepto del VASPS

El concepto del VASPS, es un número de características únicas, una de las cuales es que el sistema permite integrar un separador y una bomba dentro de un conductor de 30", y también puede operar como un medidor multifásico. Un arreglo general del sistema es mostrado en la figura IV.2. Una bomba electrosumergible, es desplegada para manejar la fase líquida desde la tubería dedicada a los líquidos; el gas separado es producido a través de una línea separada y llega a las instalaciones de producción por medio de la presión en la cabeza del pozo. El equipo en la parte superior de la cabeza del pozo, consta de la cabeza del separador y una válvula de control, arreglo similar al de un árbol de producción submarino.

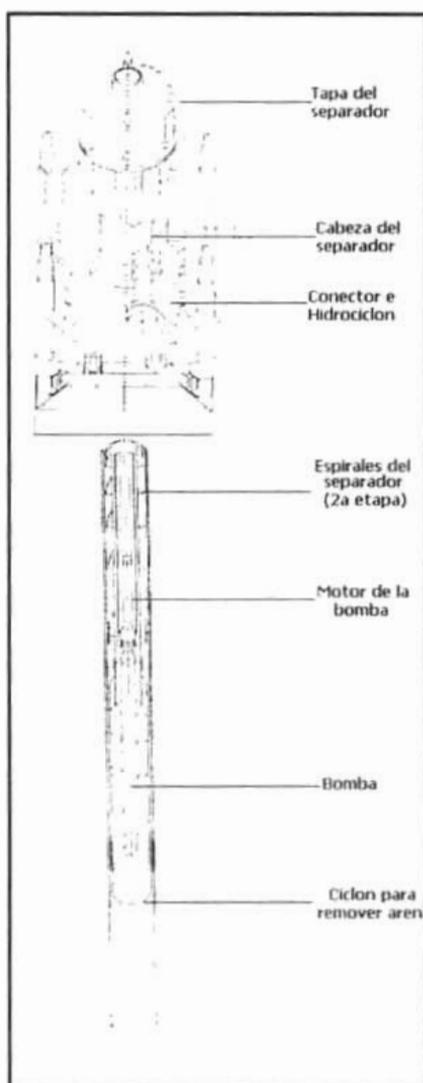


Fig. IV.2 Arreglo general del VASPS

El separador gas-líquido, trabaja por medio de fuerza centrífuga para alcanzar un alto grado de separación en una estructura compacta. Esto permite al separador, capacidades por arriba de los 30,000 bl/día. Un esquema del proceso es presentado en la figura IV.3. La primera etapa de separación gas-líquido, es alcanzada en la entrada del hidrociclón; los líquidos separados, fluyen a través de una serie de espirales unidos al separador, donde se lleva a cabo la segunda etapa de separación y la descarga del líquido en un contenedor.

Una bomba convencional, instalada en el contenedor de líquido, también lleva incorporado un ciclón para la remoción de arenas.

Los costos de instalación, se supone que son lo suficientemente bajos, por lo cual es factible instalar un sistema VASPS por pozo, teniendo como consecuencia, beneficios en términos de flexibilidad de operación y disponibilidad del sistema.

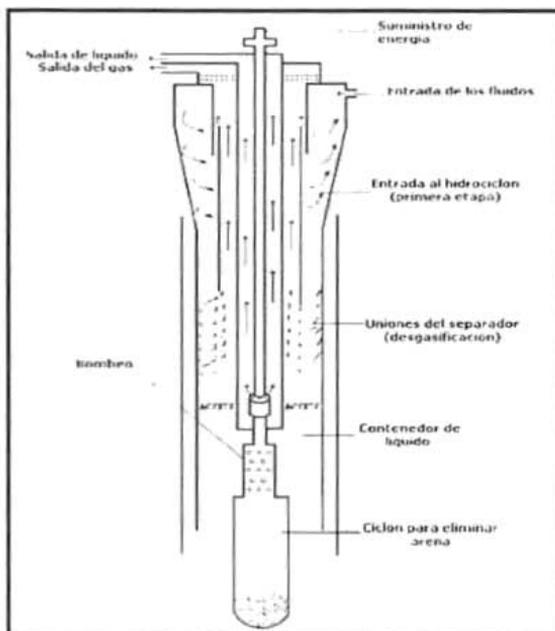


Fig. IV.3 Proceso del VASPS

IV.3.2 Requerimientos del sistema de producción.

Las investigaciones indican que el sistema puede operar en forma eficiente, sobre distancias entre los 50 y 100Km hasta las instalaciones de producción, mientras son evitados problemas operacionales relacionados con; hidratos, pruebas de pozo y monitoreo, inestabilidad de flujo y acumulaciones de líquido en la tubería (slugging).

- **Hidratos.** La formación de hidratos, es un problema serio, cuando se tienen largas líneas de flujo y temperaturas de operación dentro de la región de formación de hidratos.

La separación submarina evita serios problemas de hidratos en los líquidos producidos, por la separación eficiente de los hidrocarburos ligeros, en forma de gas. La típica curva de hidratos para una corriente de fluidos, separados gas y

líquido, se presenta en la figura IV.4, en esta figura se observa que la línea de líquido no requiere inhibición, sin embargo, la línea de gas requiere inhibición por la condensación del agua, pero los volúmenes requeridos para dicha inhibición son muy pequeños.

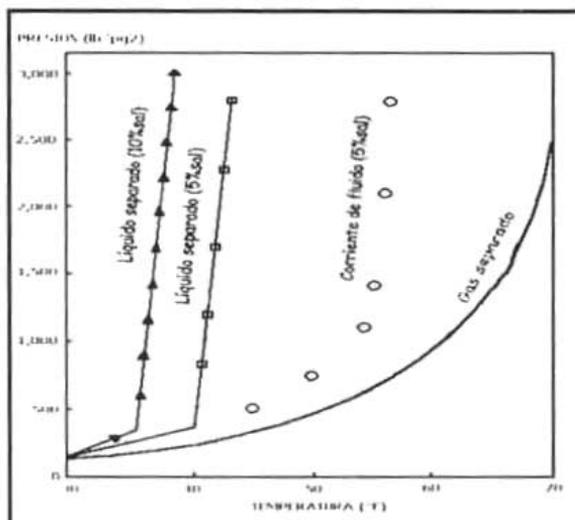


Fig. IV.4 Curva típica de hidratos

- **Pruebas de pozo.** Una consideración de operación importante, es el monitoreo de los gastos de flujo para cada pozo. La configuración del VASPS incorpora un medidor multifásico (aceite-agua-gas), y con la propuesta de un VASPS por pozo, se permite un continuo monitoreo de los gastos de aceite, agua y gas para cada pozo
- **Inestabilidad de flujo.** Algunas formas de producción remota, sobre largas distancias, potencialmente resulta en la generación de grandes acumulaciones de líquido en la tubería, lo cual obstruye el flujo (slugs) y posibles inestabilidades de flujo. Estos problemas son severos en desarrollos de campos de aguas profundas, donde los fluidos desde la cabeza del pozo son transportados cuesta arriba, hasta instalaciones de producción en aguas poco profundas.

En el desarrollo propuesto, los líquidos separados (aceite-agua) son bombeados por arriba del punto de burbujeo, por lo que se mantiene estabilizado el flujo. El gas separado es enviado a las instalaciones de producción con la energía de la cabeza del pozo, y normalmente se presenta condensación de hidrocarburos y agua, en la línea de gas. Los estudios efectuados, indican que las cantidades de líquidos condensados son suficientemente pequeñas, para mantener el flujo en condiciones estables.

IV.3.3 Efecto de la profundidad del agua.

Amplios análisis hidráulicos, otorgan el comportamiento de la cantidad de efectos de la profundidad del agua y la distancia de las instalaciones de producción. El análisis indica cálculos para un pozo típico del Mar del Norte (tabla IV.1), y variando la distancia de producción de 0 a 100Km, y la profundidad del agua de 0 a 1,500m. El gas es producido a través de una línea de 20".

Pyac	3,000 lb/pg2
Productividad	30 blo/día/lb/pg2
RGA	-450 pie3/bl
Corte de agua	30%
°API	35

El efecto de la profundidad del agua sobre la producción del pozo es ilustrado en la figura IV.5, donde el escenario de desarrollo en 1,500m de profundidad es comparado directamente con una configuración en 100m de profundidad. El yacimiento se localiza 50Km desde las instalaciones de producción, para ambos casos. El efecto que se causa con el incremento de la profundidad de 100m a 1,500m, es incrementar la producción del pozo de 6,000 a 17,000 bl/día, con una presión de separación de 250 y 850 lb/pg² respectivamente. Este incremento en la producción del pozo, es debido primeramente a que se reducen las pérdidas de presión en la cabeza del pozo, lo que resulta en una alta presión en la misma, y el hecho de que el fluido de alta densidad es bombeado a los 1,500m.

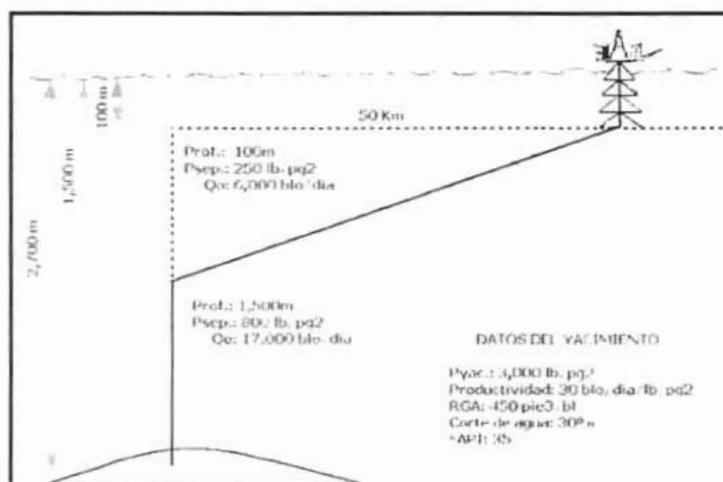


Fig. IV.5 Efecto de la profundidad del agua sobre la presión en la cabeza del pozo y el gasto

El resultado de los estudios de simulación hidráulica se presenta en la figura IV.6, con gráficas para cada gasto, y en un rango de distancias de 0 a 100Km. Revisando la figura

IV.6, se observa que existe una clara relación entre la profundidad del agua y la productividad del pozo. Esto es una consecuencia directa de la introducción de la separación y bombeo.

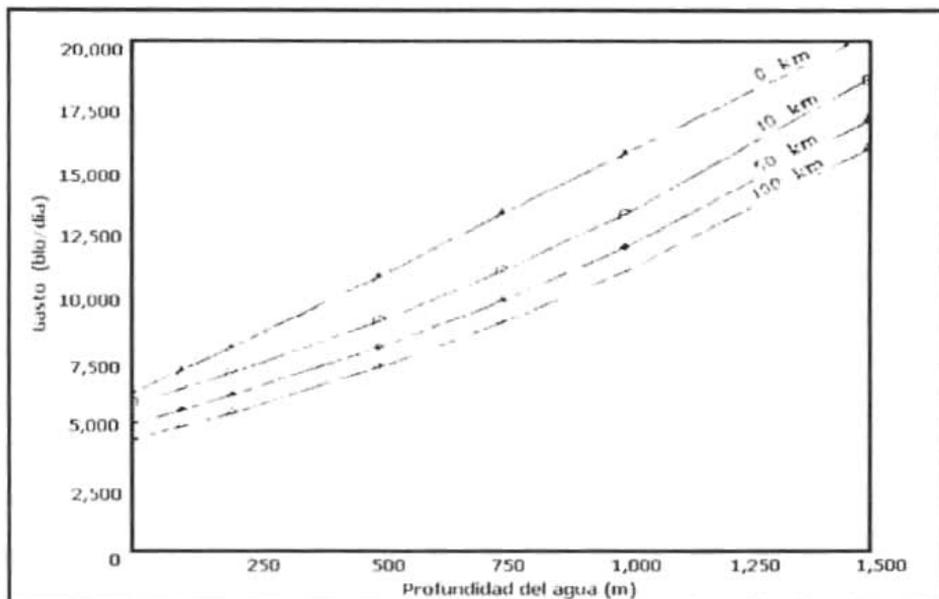


Fig. IV.6 Efecto de la profundidad del agua sobre la productividad del pozo

IV.3.4 Aplicaciones del VASPS

La configuración básica del VASPS (separador, bomba y medidor multifásico), puede ser adaptada para diversas aplicaciones específicas, como son:

- **Sistema de producción remoto.** Esta primera aplicación es para sistemas de producción remotos, utilizando un VASPS por pozo, (figura IV.7).
- **Lugares con medio ambiente sensible.** La configuración mostrada en la figura IV.7 puede adaptarse a una terminación tipo cajón bajo el suelo marino. Ésta es atractiva para medios ambientes sensibles, o sea, cuando existe riesgo de daño externo, ya que el sistema está oculto.

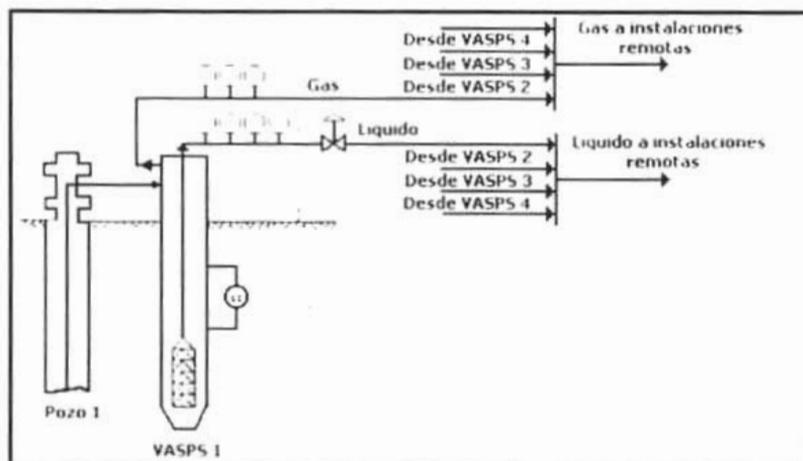


Fig. IV.7 Producción remota

- Producción a buques tanque.** La configuración estándar puede ser adaptada para proveer dos etapas de separación; con aceite estabilizado, medición de agua y bombeo hacia un buque tanque, el gas asociado puede ser desviado hacia el quemador. La configuración típica de este arreglo es mostrada en la figura IV.8. En la figura se aprecia que la alta presión de separación no requiere bombeo

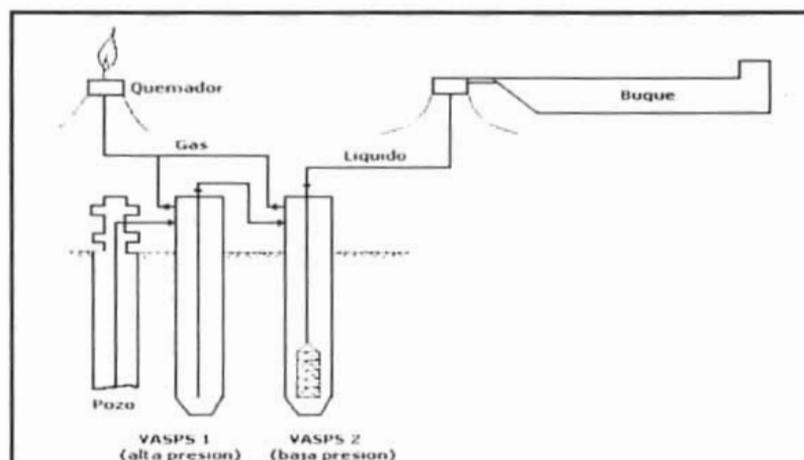


Fig. IV.8 Producción a buques tanque

- Medidor multifásico.** La configuración del VASPS puede ser adaptada como una herramienta de medición multifásica, figura IV.9. Esto se logra colocando un pequeño dispositivo en el sistema del VASPS.

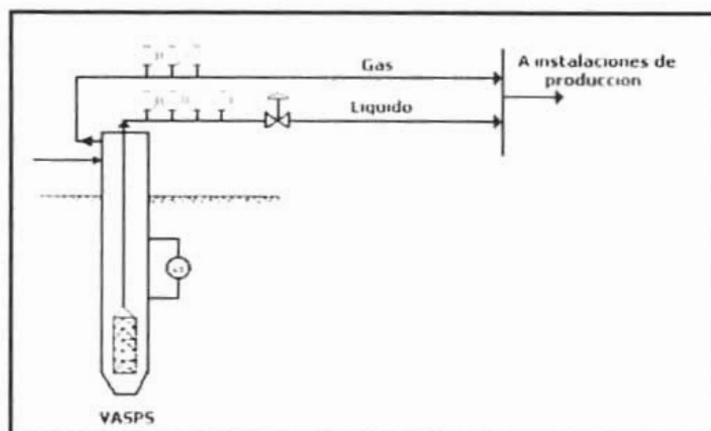


Fig. IV.9 Medidor multifásico

IV.4 Separación gas / líquido.

La separación gas / líquido, es considerada por sus beneficios en aguas profundas tales como:

- Baja caída de presión en la línea de gas. Se conserva la energía del gas y se reduce el requerimiento de compresión del gas en las instalaciones superficiales.
- Bajo factor de erosión en el riser, debido a la baja velocidad del gas.
- Reduce riesgo de hidratos
- Posibilidad de utilizar una bomba centrífuga para levantar el líquido.

A diferencia del sistema VASPS, el separador y la bomba tienen el arreglo presentado en la figura IV.10.

Los requerimientos de energía dependen de la presión de separación. A una presión baja, la demanda de energía puede ser alta. La principal razón, es la pérdida del efecto de bombeo neumático en el riser y en consecuencia un alta presión hidrostática en el mismo.

El esquema de separación gas / líquido permite la reducción del diámetro de los risers, comparado con los empleados en las líneas multifásicas.

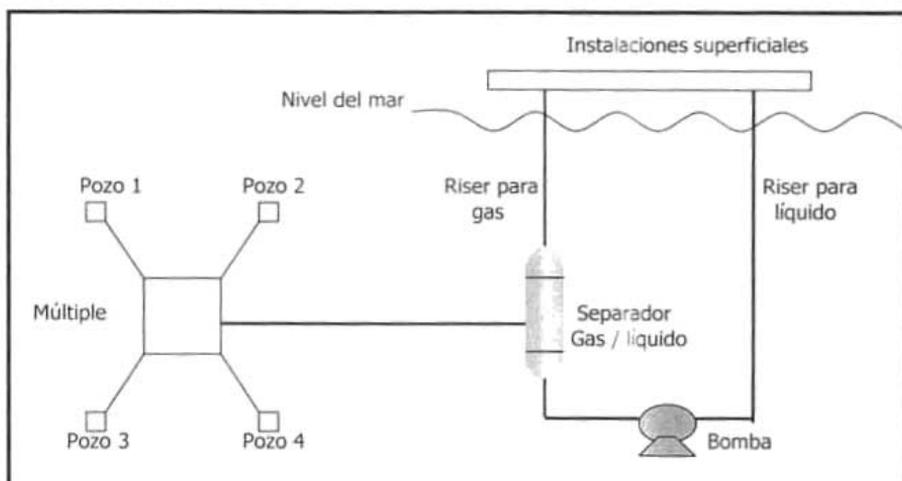


Fig. IV.10 Separación submarina gas / líquido

IV.4.1 Caídas de presión.

En la figura IV.11 se presenta los resultados de la simulación de caídas de presión a lo largo de una línea submarina de longitud 15Km, con diámetro de 10". Las curvas indican el efecto del incremento del corte de agua sobre los perfiles de presión. La figura IV.12 ilustra la distribución de las caídas de presión en diferentes secciones del sistema; pozo, línea de flujo y riser. Se observa que las principales caídas de presión con el incremento del corte de agua se dan en el riser, lo que se debe a que la relación gas / líquido decrece; por lo tanto si incrementa el corte de agua, disminuye el contenido de gas y consecuentemente hay menos expansión del gas.

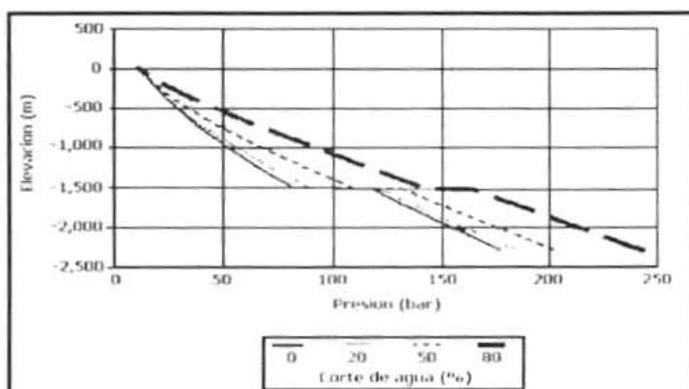


Fig. IV.11 Simulación de las caídas de presión

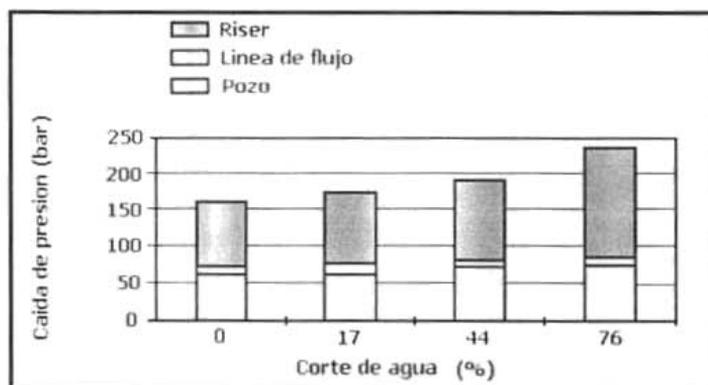


Fig. IV.12 Distribución de las caídas de presión en el pozo, línea de flujo y riser

La alta pérdida de energía introducida por el incremento del corte de agua, es un punto que conduce a evaluar y considerar la separación submarina, y así mantener un flujo de masa constante.

Con la pérdida de energía en la sección horizontal, se puede concluir que el sistema de separación y bombeo, es atractivo para ser colocado en la base del riser.

IV.4.2 Características del sistema.

- **Operación del sistema.** Los fluidos del pozo entran al separador, donde gas y líquido son separados, con la eficiencia de separación seleccionada. El gas fluye hacia la superficie con su propia energía, mientras el líquido es bombeado. La presión de succión en la superficie determina la presión del separador; por lo tanto, la presión de operación del separador puede ser igual a la presión de la superficie.
- **Energía adicional.** La energía adicionada al sistema, es provista por una bomba centrífuga. Grandes bombas centrífugas tienen mejor eficiencia de bombeo que las bombas multifásicas. También la presencia de gas puede reducir el peso de la columna de fluido, haciendo un efecto de bombeo neumático.
- **Prevención de hidratos.** La separación gas / líquido puede ser usada en combinación con soluciones tradicionales de prevención de hidratos en aguas profundas. El uso de separación y bombeo facilita la despresurización para desarrollos en aguas profundas y se pueden evitar procesos de desplazamiento.
- **Riser para gas.** Durante operación normal, el gas en el riser, se mantiene a una temperatura por arriba de la temperatura de formación de hidratos. Pueden ser

inyectadas pequeñas cantidades de metanol dentro del riser y también durante largos periodos de cierre.

- **Riser para líquido.** Durante operación normal, el líquido en el riser, se mantiene a una temperatura por arriba de la temperatura de formación de hidratos. Varias soluciones para la prevención de hidratos pueden ser usadas durante cierres prolongados. El arreglo del sistema, consta de una válvula "check" y una válvula aislada corriente arriba de la bomba, para evitar que los fluidos se regresen a otras partes del sistema de producción, cuando la bomba está fuera de operación.
- **Línea de flujo.** Durante operación normal, el fluido en la línea de flujo multifásica, se mantiene a una temperatura por arriba de la temperatura de formación de hidratos. La presencia del separador y la bomba hacen posible la despresurización de la línea multifásica, dicha despresurización se consigue a través del riser para gas. El diseño del separador, puede tener el propósito de contener todo el líquido excedente, recibido durante la despresurización de la línea.

IV.4.3 Características del separador submarino para aguas profundas.

El separador puede conservar el principio de separación por gravedad, ya que es de confianza y es un mecanismo probado. El diseño del separador esta basado en la presión interna del mismo y en la máxima presión externa. Como ejemplo, un separador que será colocado en 1,500m de profundidad de agua requiere un espesor de la pared de 140mm de acero al carbón. Su longitud es de 10m y pesa 100 toneladas.

Algunas características que incluye el separador son mencionadas a continuación:

- **Unión electrostática.** Para acelerar el incremento de las gotas de líquido, se introduce el concepto de unión electrostática, que se logra aplicando un campo electrostático a la mezcla agua / aceite. Por la exposición de la mezcla al campo electrostático, las gotas de agua contenidas en la fase de aceite, son cargadas, orientadas y llevadas para unirse con una gota grande.
- **Dielectroforesis.** Otro fenómeno que puede ser aplicado a la mezcla agua / aceite es llamado dielectroforesis. Generalmente, puede ser explicado como la tendencia de las gotas de agua, a moverse hacia la sección del campo electrostático con fuertes gradientes, la fuerza impuesta es de 2 a 3 veces mayor que la fuerza de gravedad.

El fenómeno puede ser utilizado para guiar las gotas de agua hacia secciones predeterminadas del separador.

- **Reducción del tiempo de retención.** Las pruebas preliminares demuestran que el tiempo de retención requerido es reducido al 10% del normalmente necesario para un separador por gravedad, típicamente un minuto en lugar de 10 minutos.

La figura IV.13 muestra un separador con los conceptos de unión electrostática y dielectroforesis.

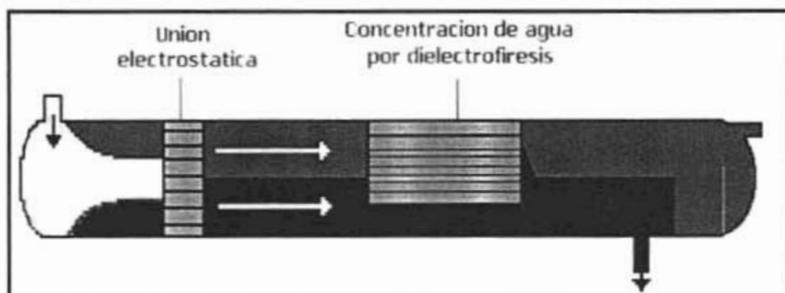


Fig. IV.13 Separador para aguas profundas

IV.5 Separación compacta

Las técnicas actuales de separación son costosas, y debido a sus dimensiones y peso, el equipo de separación afecta en gran medida el espacio y la carga en las estructuras costa afuera. En orden de reducir costos y maximizar la efectividad de separación, se han llevado a cabo avances en tecnología de separación compacta.

IV.5.1 Separación convencional

La separación convencional consiste de separadores de dos o tres fases. Estos separadores son cilíndricos y pueden ser verticales y horizontales (figuras IV.14 y IV.15).

Un separador cuenta básicamente de las siguientes secciones:

- **Sección de separación primaria.** En esta sección la separación se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador, o instalando una placa desviadora. Con estas opciones se induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

- **Sección de separación secundaria.** Aquí se separa la máxima cantidad de gotas del líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por acción de la gravedad, por lo cual la turbulencia del líquido debe ser mínima.
- **Sección de extracción de niebla.** Las gotas pequeñas de líquido que no lograron separarse en las secciones anteriores, son separadas en la sección de extracción de niebla. En esta parte del separador se utiliza el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga. En este punto las gotas pequeñas se acumulan para formar gotas más grandes que son drenadas hasta la sección de acumulación de líquido.
- **Sección de almacenamiento de líquidos.** En esta sección se almacena el líquido y se descarga. Esta sección debe ser situada, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas.

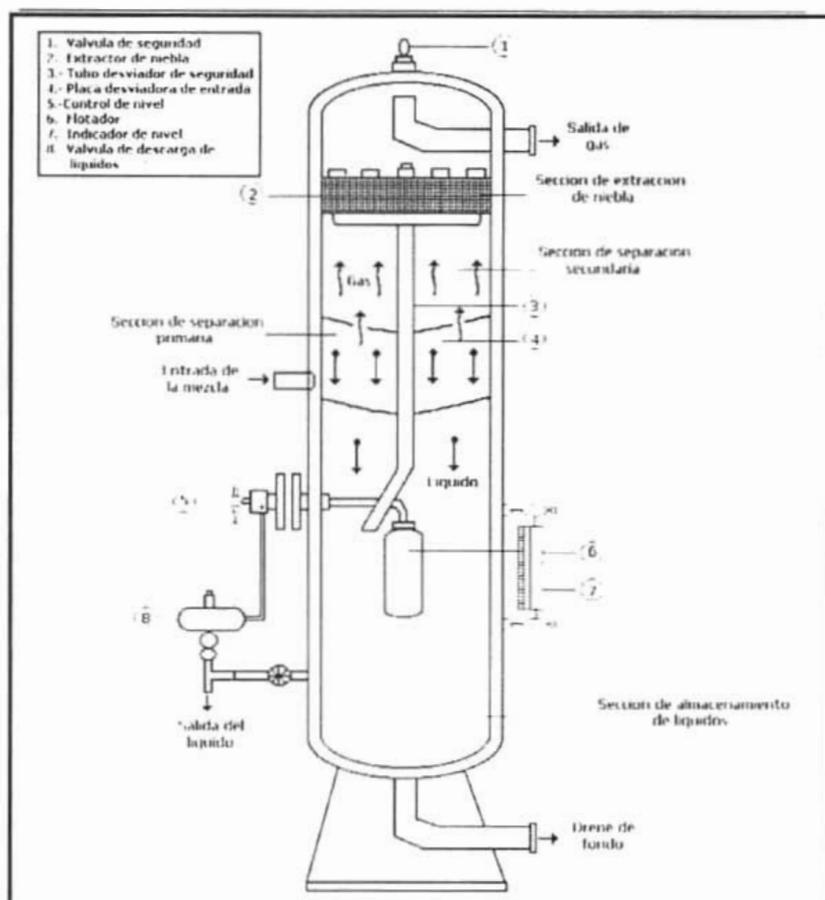


Fig. IV.14 Separador vertical

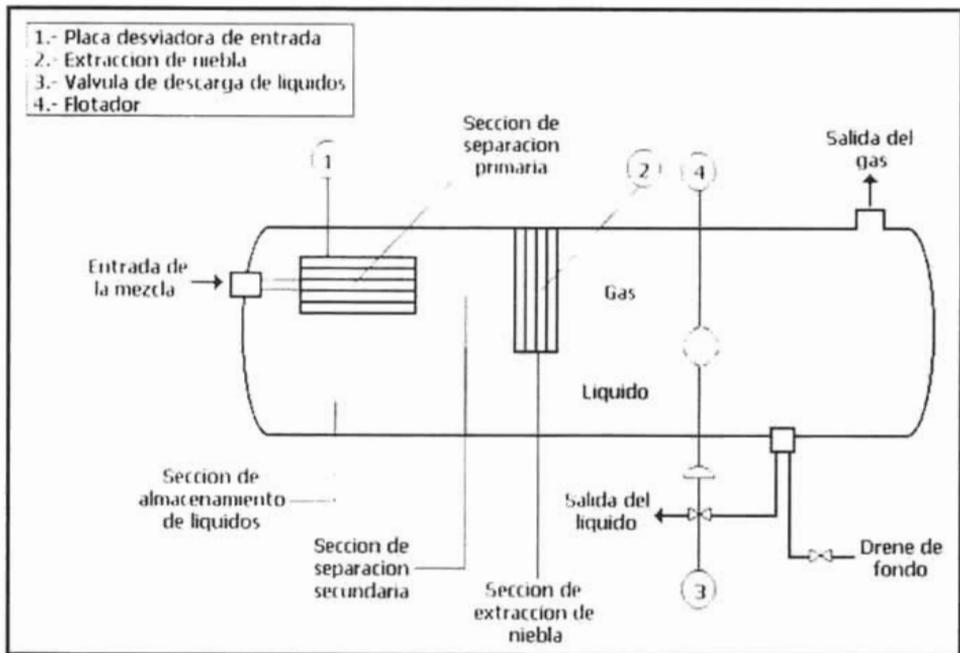


Fig. IV.15 Separador horizontal

IV.5.2 Separación compacta

El comportamiento del separador compacto tiene la misma función que el convencional, pero con un tamaño menor. Esto se consigue por el uso de fuerza centrífuga y la separación de las fases inmiscibles de diferentes densidades. La separación convencional de dos o tres fases depende de la fuerza de gravedad. Porque las dos fases tienen diferentes densidades, la fuerza de gravedad causa que la sustancia más densa caiga al fondo del separador, mientras la más ligera se eleva. Si el efecto de la fuerza de gravedad, de alguna manera incrementa localmente la acción centrífuga, entonces la separación ocurre más rápidamente.

Los separadores compactos pueden ser diseñados, de tal forma que la fuerza centrífuga es mayor que la fuerza de gravedad. Con el incremento de la velocidad de separación, la necesidad para un elevado tiempo de retención dentro del separador es eliminada, y el tamaño del separador puede ser disminuido en gran medida. Las técnicas de separación que utilizan fuerza centrífuga, puede que no produzcan corrientes de salida con buena calidad, como la separación convencional, pero es suficiente para muchas prácticas.

Un problema asociado con la separación compacta, es que el equipo tiende a ser más sensible con las variaciones de flujo, que los separadores convencionales. También los separadores compactos pueden ser más sensibles a obstruirse con parafinas, productos para la corrosión y arena. Otra desventaja es que los costos de operación y mantenimiento son muy altos.

IV.5.2.1 Separación gas-líquido

Existen varios tipos de separadores compactos, utilizados en la separación gas-líquido, los cuales son los siguientes:

- Auger
- Split-Flo
- Gasunie
- Ciclón cilíndrico
- Turbina bifásica

El Auger (figura IV.16) es un separador gas-líquido sencillo, que puede ser utilizado en el fondo del pozo o en las instalaciones superficiales. El fluido multifásico entra axialmente en la base de la unidad. El fluido es forzado a rotar, debido a la presencia de unos alabes helicoidales en el separador. Una fracción de gas es desviado y removido, mientras el gas remanente y el líquido continúan y salen axialmente a la parte superior de la unidad.

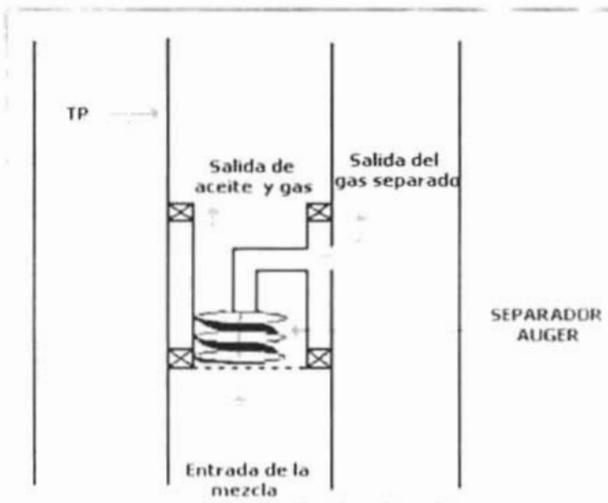


Fig. IV.16 Separador compacto Auger

El separador Split-Flo (figura IV.17) consiste de una primera y una segunda etapa de separación. Ambas utilizan fuerza centrífuga en la separación del gas en la corriente de

líquido. Los fluidos pasan por una superficie curva dentro de la primera etapa, para producir fuerza centrífuga, esta primera etapa típicamente remueve el 99% del líquido que entra. La segunda etapa remueve el líquido remanente, para producir una alta calidad del gas.

El separador Gasunie (figura IV.18) también utiliza fuerza centrífuga para separar partículas pesadas. El gas converge dentro de un vortice invertido y sale en la parte superior del separador. El líquido es llevado al fondo de la cámara, donde se encuentra la salida del mismo.

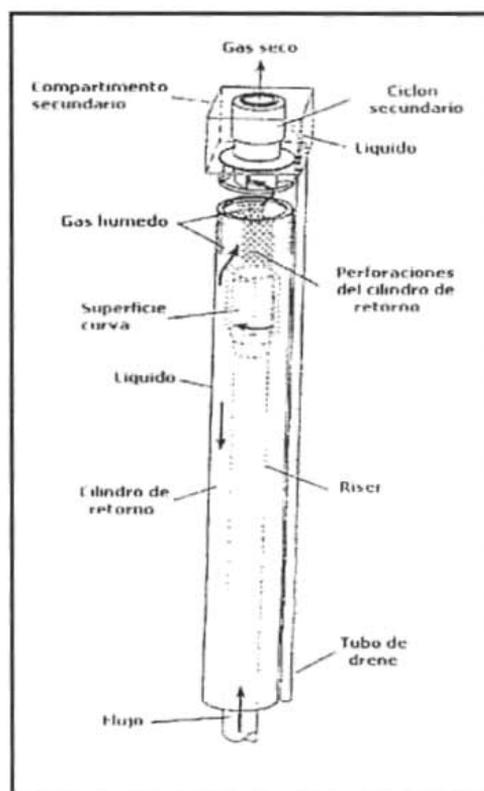


Figura IV.17 Separador Split-Flo

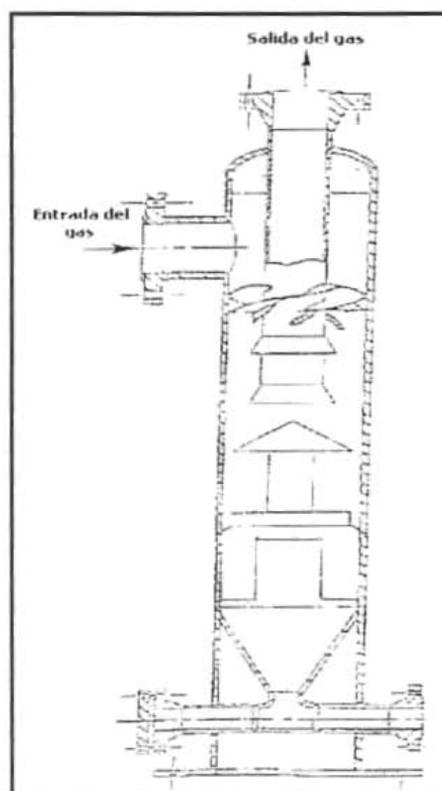


Fig. IV.18 Separador Gasunie

Existen varios tipos de ciclones gas-líquido en el mercado. En el diseño típico (figura IV.19), el fluido entra en un cilindro vertical o ciclón cónico, donde la alta velocidad crea flujo turbulento y una aceleración radial, esto causa que el gas fluya hacia la región del centro, la salida del gas queda en la parte superior y la del líquido en la parte inferior.

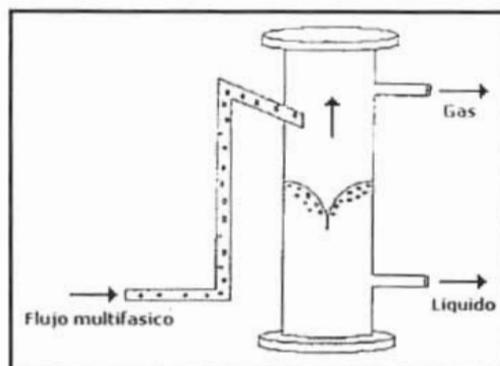


Figura IV.19 Ciclón gas-líquido

En la turbina bifásica (figura IV.20), la turbina usa una tobera de dos fases para convertir la energía térmica y presión del líquido y mezcla de vapor, en energía cinética. El resultado de la alta velocidad de la mezcla de dos fases, es chocar sobre un cilindro rotatorio que produce fuerza centrífuga y entonces se separa la mezcla.

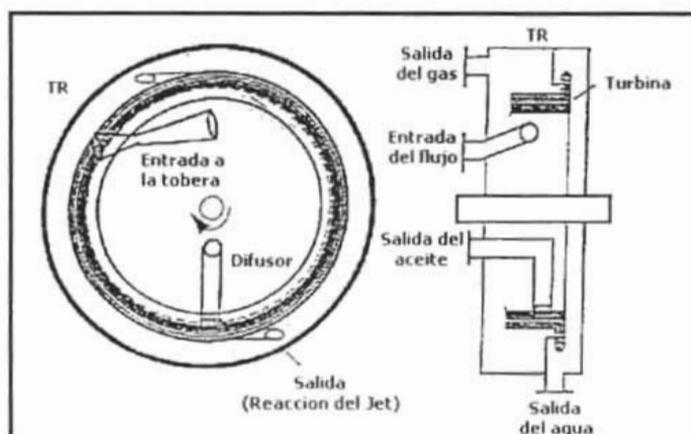


Fig. IV.20 Turbina bifásica

IV.6 Bombas electrosumergibles.

La instalación de bombas electrosumergibles, es otra opción para el desarrollo de campos situados en aguas profundas. Para hacer uso de estas bombas, se debe garantizar el flujo hacia instalaciones de superficie situadas en aguas poco profundas, a través de conexiones prolongadas.

Las áreas clave para el despliegue de las bombas electrosumergibles son las siguientes:

- Diseño del árbol de producción submarino.
- Potencia para alimentar la bomba.
- Distribución de la energía.

IV.6.1 Diseño del árbol de producción.

El árbol submarino es considerado como el elemento primario en el establecimiento del sistema. Existen varios diseños de árboles, los cuales son evaluados para la aplicación del sistema de bombeo.

Las bombas electrosumergibles requieren cambiarse regularmente de intervalo lo cual esta asociado a un costo y riesgo, por lo anterior es muy ventajoso que durante estas operaciones el árbol permanezca en su lugar.

Después de diversas evaluaciones de opciones, se concluyó que el árbol horizontal (figura IV.21) ofrece la mejor solución para una fácil instalación del sistema de bombeo. Con este diseño, el tubo colgador y el ensamble de la bomba, terminado con cable eléctrico, pueden ser recuperados sin disturbios en el árbol.

IV.6.2 Descripción del árbol horizontal.

El diseño del árbol horizontal, difiere del tipo convencional, en que las válvulas de control de flujo son montadas horizontalmente en el camino de la producción del flujo (figura IV.22). Esta configuración provee un camino directo a la parte superior del árbol, pasando por el tubo colgador y el ensamble de la bomba.

Los requerimientos ambientales obligatorios, se encuentran en la corona (tapón) instalada por encima de la salida de la producción en el tubo colgador y una válvula en la tapa del árbol; el tubo colgador se encuentra en el bloque del árbol y se pueden correr herramientas a través del mismo, además es recuperable por los sellos metal a metal con que cuenta.

Algunas características del árbol horizontal submarino, son que se reducen el número de válvulas, manteniendo las barreras regulatorias, el diámetro del árbol permite pasar empaques y el equipo de bombeo y utiliza tecnología y componentes de árboles de producción ya existentes.

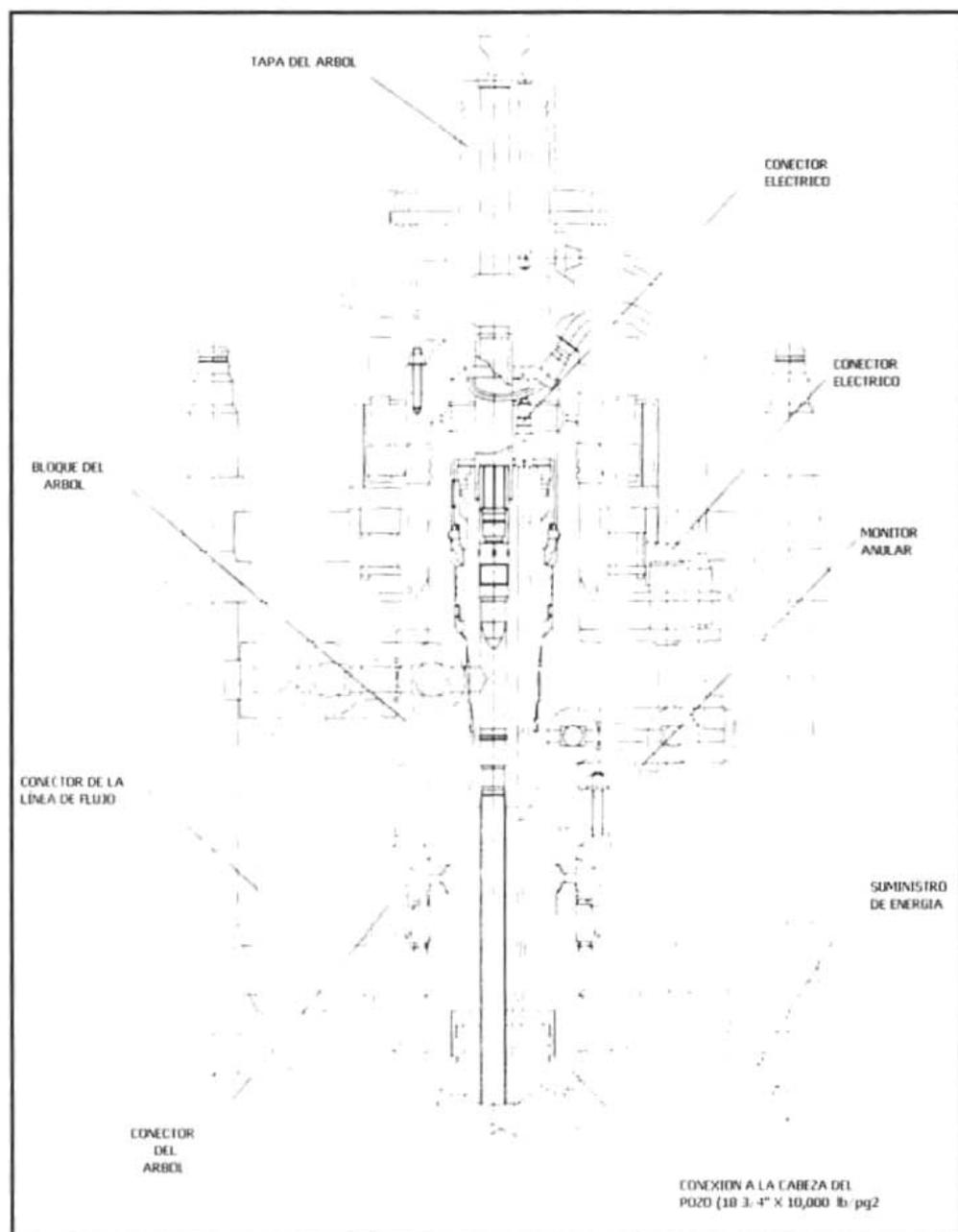


Fig. IV.21 Arreglo del árbol horizontal

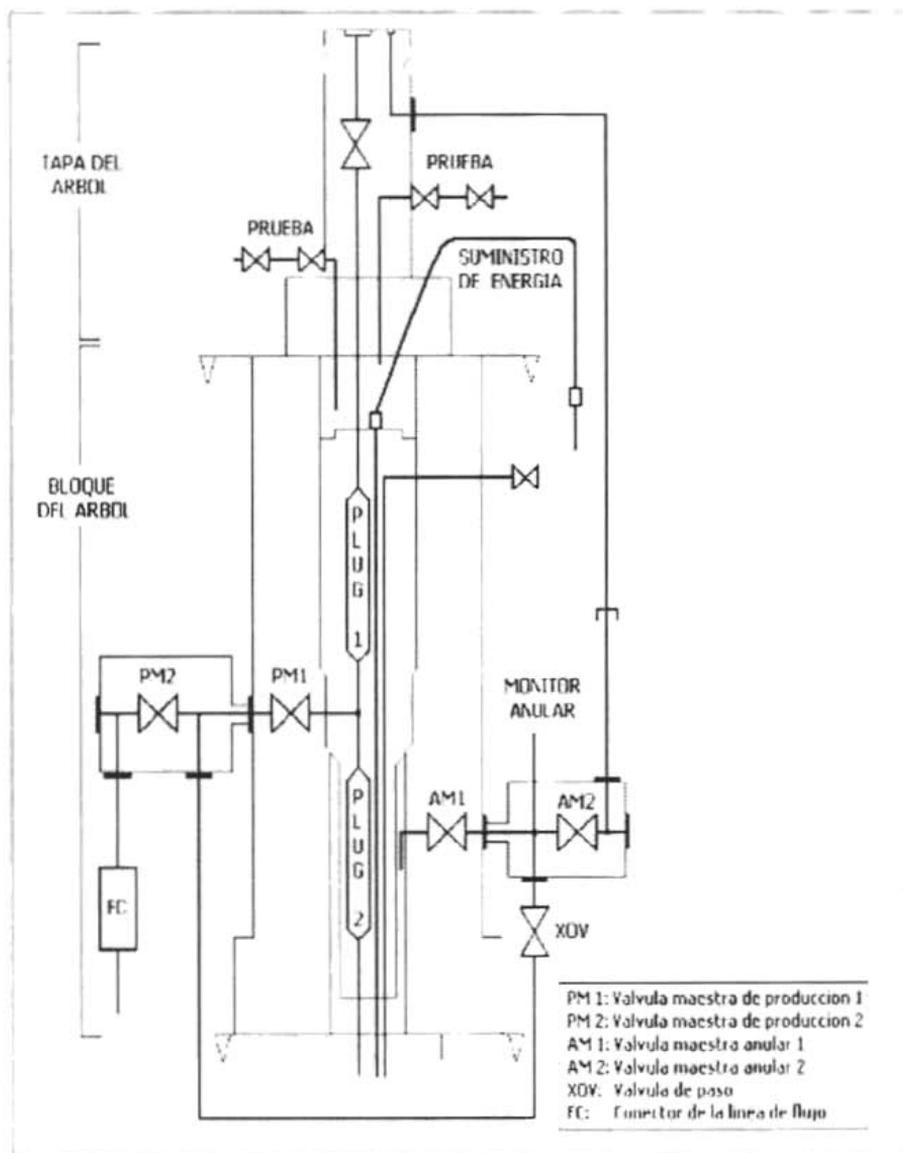


Fig. IV.22 Diagrama del camino del flujo en el árbol horizontal

IV.6.3 Energía para alimentar la bomba.

La energía es transmitida desde la superficie hasta la bomba, por medio de un umbilical submarino. Para maximizar la rentabilidad de la alimentación de energía, son adoptados los siguientes criterios:

- Durante la instalación de la bomba, se llevan a cabo pruebas del cable y motores eléctricos.
- Los componentes con alto riesgo de falla pueden ser fácilmente recuperados para reparación o reemplazo.
- El número de conexiones eléctricas es mínimo.

La energía llega a la tapa del árbol, a una conexión eléctrica sobre la parte superior del tubo colgador y un penetrador eléctrico, (figura IV.23). El tubo colgador y la tapa del árbol son recuperados para algún cambio en la bomba; la única conexión que no es recuperable es la terminación del umbilical submarino. A través del tubo colgador se pueden correr herramientas, como son cables, penetradores, conectores y motores para pruebas.

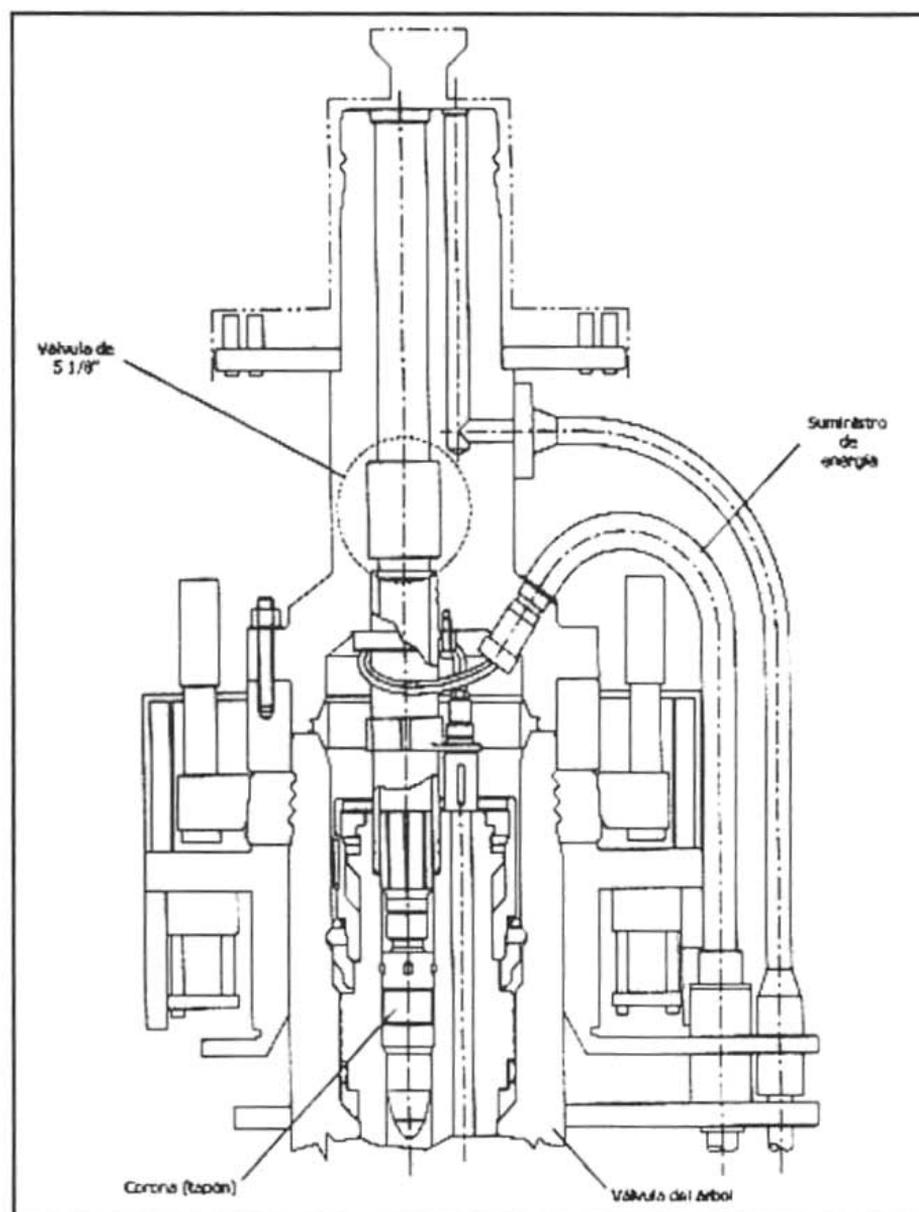


Fig. IV.23 Suministro de energía

IV.6.4 Distribución de la energía.

La energía regularmente se transmite desde la superficie, a través de un umbilical submarino. La distribución de la energía depende de como es desarrollado el campo, ya que puede haber arreglos de plantillas submarinas o pozos satélites, o una mezcla de ambos. Uno de los problemas presentes, es que si varios pozos dependen de un solo umbilical, en caso de presentarse una falla en el mismo se detendría la producción, además de las intervenciones son muy costosas.

La energía se puede proveer en varias distancias, desde la plataforma hasta el objetivo, aunque cabe resaltar que las distancias, profundidades y pérdidas de energía en la línea, pueden demandar grandes cantidades de energía.

IV.6.5 Aplicación de la primera bomba electrosumergible en las costas de Brasil.

En 1992, el programa PROCAP de Petrobras inició un proyecto para desarrollar la tecnología de bombas electrosumergibles en aguas profundas. Petrobras ya tenía amplia experiencia con bombas electrosumergibles instaladas sobre torres fijas en aguas poco profundas. En el área marina que comprende los campos petroleros Carapeba, Pargo y Vermelho de la Cuenca de Campos, 132 pozos produjeron con esas bombas desde 8 plataformas fijas.

Para hacer posible el uso de bombas electrosumergibles en aguas profundas, las bombas deben garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de largas distancias. Antes de invertir en el desarrollo de un sistema de aguas profundas, era importante probar la viabilidad del método en aguas poco profundas.

Seis compañías cooperaron en el desarrollo del sistema: Reda, Lasalle, Tronic, Pirelli, Cameron y Sade-Vigesá. En el pozo submarino RJS-221 (la Tabla IV.2 muestra los datos del pozo), se instaló una bomba Reda, que recibía energía desde la plataforma Carapeba 1, ubicada a 500m de distancia. Desde allí, solo con la energía de la bomba, la producción alcanzaba la plataforma Pargo 1 que se encontraba a 13km de distancia. La bomba se puso en funcionamiento durante 34 meses sin que se produjeran fallas.

Profundidad del agua (m)	86
Distancia a la plataforma Carapeba 1 (m)	500
Distancia a la plataforma Pargo (km)	13
Desviación	pozo vertical
TR	9 5/8"
TP	3 1/2"
Línea de flujo submarina (2 diámetros)	2 1/2" y 4"
Profundidad de los disparos (m)	3,000
Presión estática (kg/cm ²)	240
Índice de productividad (m ³ /día/kg/cm ²)	8
Temperatura del yacimiento (°C)	110
RGA (m ³ /m ³)	18
°API	25
Viscosidad del aceite en 38/50°C (cp)	80/50

La instalación realizada en el pozo RJS-221 tuvo gran éxito, con lo que se demostró que el método es adecuado para el uso submarino y Petrobras decidió desarrollar la tecnología para utilizarla en aguas profundas. Como sitio de pruebas se utilizó el pozo RJS-477 (la Tabla IV.3 muestra los datos del pozo), que forma parte del yacimiento Albacora Este y se encuentra a una profundidad de 1,107m debajo del agua. En junio de 1998, como resultado de la instalación de la bomba, el pozo RJS-477 comenzó a producir hacia la plataforma P-25 del campo Albacora, amarrada al lecho marino a 6.5km de distancia y a 575m de profundidad bajo el nivel del mar.

El sistema de energía ha sido desarrollado para un rango de 24km de distancia, lo que permite, por ejemplo, que los pozos de la Cuenca de Campos que se encuentran a unos 1,150m de profundidad bajo el nivel del mar produzcan hacia instalaciones de alta capacidad, amarradas o fijas en aguas poco profundas.

Profundidad del agua (m)	1,107
Distancia a la plataforma P-25 (m)	6,420
Desviación	pozo vertical
TR	10 3/4"
Liner	7"
TP	4 1/2"
Línea de flujo submarina	4"
Profundidad de los disparos (m)	2,516
Presión estática (kg/cm ²)	250
Índice de productividad (m ³ /día/kg/cm ²)	12.5
Temperatura del yacimiento (°C)	56
RGA (m ³ /m ³)	80
°API	20
Viscosidad del aceite en 38/50°C (cp)	8

La bomba electrosumergible constituye el elemento clave para el éxito de este nuevo método. Debido a los elevados costos de las intervenciones en aguas profundas, la confiabilidad y la duración de los equipos resultan factores de gran importancia. La integración del sistema de terminación con el equipo de la bomba electrosumergible es fundamental, lo cual se debe tomar en cuenta durante la planeación de los pozos de aguas profundas. Los dos pozos utilizados para esta prueba, fueron perforados antes de que se considerara la instalación de bombas electrosumergibles, por lo cual esta operación no estaba prevista en el diseño. En el pozo RJS-477 las restricciones del tamaño del riser y del revestidor presentaron grandes retos en el diseño del sistema de bombeo.

Para instalar las bombas electrosumergibles en aguas profundas, se desarrolló especialmente un equipo que permite la transmisión de energía hasta la profundidad extrema del agua y a grandes distancias. Se incluyeron una bomba Reda; cables submarinos Pirelli; conectores submarinos Tronic; la transformación y la transmisión de energía a larga distancia estuvo a cargo de Siemens y el árbol de producción horizontal fue provisto por Cameron.

Este prototipo ya ha estado en funcionamiento sin ningún desperfecto, por lo cual Petrobras considera que el sistema se encuentra dentro de los límites del diseño.

IV.7 Bombeo multifásico.

Las bombas multifásicas pueden ser desplegadas en cuatro principales lugares del sistema de producción; en las instalaciones superficiales, en la base del riser, en la cabeza del pozo y dentro del pozo. El modo de despliegue depende sobre la interacción de diversos factores:

- Costo de intervención.
- Rentabilidad
- Relación gas-aceite en la succión de la bomba.

El bombeo multifásico en la cabeza del pozo es el más popular y los resultados han sido satisfactorios. Esta tecnología ya está clasificada como "tecnología probada", lo que crea más confianza en el operador. Además el bombeo multifásico es ahora capaz de manejar RGA hasta del 95% y un 100% por un corto periodo de tiempo.

El uso de bombas multifásicas ofrece la solución de no requerir separadores y dos líneas de flujo en la cabeza del pozo, ya que todos los fluidos producidos pueden ser enviados a través de una sola línea multifásica, hasta las instalaciones de producción superficiales.

Es también crucial el tiempo de instalación de la bomba multifásica. El impacto en la producción y recuperación puede ser diferente si la bomba es instalada al inicio de la vida del yacimiento o si se instala después de un periodo de tiempo.

La instalación de bombas multifásicas, resulta atractiva cuando la producción de un gran número de pozos se puede combinar en el fondo del mar e impulsar desde un múltiple submarino, o bien cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo. Cuando se instalan bombas multifásicas sobre el lecho marino, éstas se encuentran más cerca del yacimiento que si se instalaran al nivel del mar, con lo cual se mejora la altura de succión de la bomba y se logra utilizar un sistema de mayor potencia.

El equipo de bombas multifásicas se instaló por primera vez en diciembre de 1997 en el sur del Mar de China, en el campo Lufeng operado por Statoil. Se instalaron cinco bombas multifásicas fabricadas por Framo Engineering a 330m de profundidad. La figura IV.24 muestra la instalación de una bomba multifásica en el campo Lufeng.

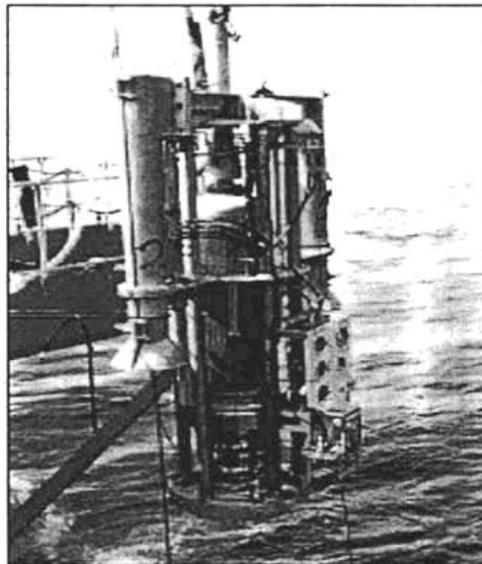


Fig. IV.24 Instalación de una bomba multifásica

CAPÍTULO V

ASEGURAMIENTO DEL FLUJO

V.1 Introducción.

El manejo del flujo en aguas profundas requiere de una gran atención, ya que las bajas temperaturas pueden crear una variedad de problemas en las líneas de flujo, desde el pozo submarino hasta las instalaciones superficiales. Por ejemplo algunos crudos contienen una cantidad alta de parafinas, las cuales se pueden precipitar y obstruir el flujo. Otros aceites contienen asfaltenos, los cuales se pueden desestabilizar por cambios en la presión, temperatura o composición del aceite, lo cual también ocasiona bloqueo del flujo en la tuberías. La Figura V.1 nos muestra las aplicaciones de químicos utilizados para el aseguramiento del flujo en aguas profundas. En este mismo esquema se puede observar también la longitud de los tiebacks que usualmente son de 10 a 20 millas (16 a 32 km), pero en ocasiones pueden ser mas largas, lo que refleja el largo trayecto que debe seguir el flujo.

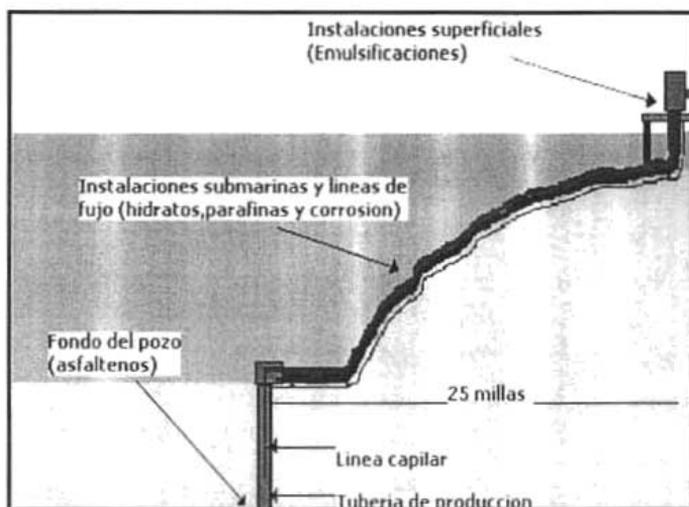


Fig. V.1 Aplicación de químicos en aguas profundas

La mayor preocupación para las operaciones en aguas profundas es la formación de hidratos, estos son cristalinos, como hielo sólido, en las cuales está entrampado el gas. Su formación se debe a las bajas temperaturas, características de las aguas profundas. Estos hidratos se van acumulando hasta formar un tapón, que representa serios problemas para

las operaciones. En algunos casos llegan a romper las tuberías, o también el tapón puede viajar rápidamente a través de la línea de flujo y ocasionar accidentes en las instalaciones superficiales.

La figura V.2 define aproximadamente las fronteras entre las condiciones bajo las cuales se formarán hidratos, también se observa que la formación está en función de las condiciones de presión y temperatura.

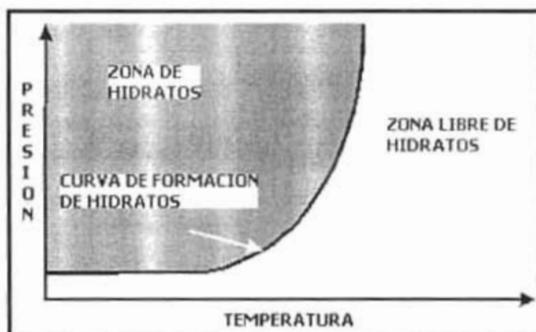


Fig. V.2 Formación de hidratos

Para el control de todos estos problemas existen muchos métodos tales como la inyección de sustancias químicas, conocidas como inhibidores, pero también existe un proceso de calentamiento de las líneas de flujo, deshidratación y el aislamiento de las mismas. El sistema de control a elegir dependerá de las instalaciones existentes y de las propiedades de los fluidos producidos.

Es importante resaltar que tanto los pozos de gas como los de aceite son susceptibles a tener formación de tapones de hidratos. Aunque los hidrocarburos de alto peso molecular son muy grandes para estar dentro del hidrato, los yacimientos de aceite contienen cantidades substanciales de gas disuelto; cuando la presión disminuye este gas pasa de ser disuelto a ser gas libre, el cual se combina con el agua y forma los hidratos.

V.2 Inhibición de hidratos.

V.2.1 Descripción de los hidratos de gas.

Un hidrato de gas es un sólido cristalino que se forma bajo condiciones específicas de presión y temperatura. Típicamente los hidratos pueden formarse en presiones arriba de 200 lb/pg² y temperaturas debajo de 65-70°F. El hidrato se refiere a moléculas de agua

rodeando a una molécula de gas, esta molécula central es un gas de bajo peso molecular, que comúnmente constituyen el gas natural, como el metano, etano, propano, isobutano, SO_2 , N_2 , H_2S , CO_2 y otros.

El agua regularmente forma una estructura geométrica (usualmente tiene 20, 40 ó 60 lados). Este hidrato, una vez formado, comienza a crecer, ya que al ponerse en contacto con otro se junta haciendo una partícula más grande, a este proceso se le llama aglomeración. Una vez que la estructura crece, alcanza un tamaño crítico mínimo de 8-30 nm, rápidamente sigue creciendo hasta alcanzar un tamaño catastrófico. Lo anterior es un proceso cinético, que significa que los hidratos no aparecen instantáneamente con el comienzo de las condiciones termodinámicamente favorables.

La diferencia entre el tiempo cuando las condiciones del sistema favorecen la formación de hidratos y la aparición de los hidratos se conoce como tiempo de inducción. La figura V.3 es una gráfica de Presión vs Temperatura, en la que se ilustra las diferentes condiciones del sistema como son la zona de hidratos (formación favorable), zona libre de hidratos (la formación no es termodinámicamente favorable) y la zona de riesgo de hidratos. También se presenta una definición gráfica de subenfriamiento ($T_{disociación} - T_{operación}$), con las curvas de disociación y de formación. La temperatura de operación (T_{op}), la temperatura de disociación (T_{diss}) y la presión de operación (P_{op}) también son ilustradas.

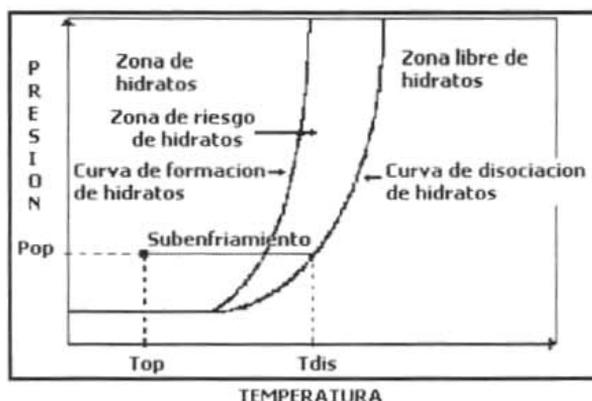


Fig. V.3 Condiciones del sistema para diferentes presiones y temperaturas

Se tienen identificados tres tipos de estructuras de hidratos, estas son la tipo I, II y la más recientemente identificada la tipo H (ver Tabla V.1). Las más relevantes en la industria petrolera son la I y II, que consisten de combinaciones de tres tipos de cavidades. Estas cavidades son dodecaedros pentagonales (5^{12} , donde el 5 es el número de lados y el 12 es el número de caras), tetradecaedro ($5^{12}6^2$, esta tiene 12 pentágonos y 2 hexágonos) y

hexadecaedro ($5^{12}6^4$). Estas estructuras son ilustradas en la figura V.4. La tabla V.2 presenta características geométricas de ambas estructuras de hidratos.

Tabla V.1. Tipo de estructuras de hidratos y propiedades

ESTRUCTURA Y FORMA	NÚMERO DE ARREGLOS DE POLIHEDROS EN UNA CELDA	NÚMERO DE MOLÉCULAS DE AGUA	FORMULA SI TODOS LOS ARREGLOS SON LLENADOS
Estructura I. Pequeñas moléculas como metano, etano, CO2 en arreglos grandes	8 arreglos 2 grandes 6 pequeños	46	8X.46 H2O X.5 3/4 H2O DONDE X ES LA MOLÉCULA HUESPED
Estructura II. Grandes moléculas como propano e isopropano en arreglos grandes	24 arreglos 8 grandes 16 pequeños	136	24X.136 H2O X.5 2/3 H2O 8X.136 H2O X.17 H2O
Estructura H. Grandes moléculas pero solamente en presencia de pequeñas formas, como el metano	6 arreglos 1 grande 3 medianos 2 pequeños	34	X.5 Y.34 H2O DONDE X ES LA MOLÉCULA GRANDE Y Y LA PEQUEÑA

Tabla V.2. Características de las cavidades de los hidratos

ESTRUCTURA DEL CRISTAL DE HIDRATO	TAMAÑO I		TAMAÑO II		TAMAÑO H		
	S	L	S	L	S	M	L
Cavidad	S	L	S	L	S	M	L
Descripción	5^{12}	$5^{12}6^2$	5^{12}	$5^{12}6^4$	5^{12}	$4^35^66^3$	$5^{12}6^8$
# cavidades / celda	2	6	16	8	3	2	1
Radio promedio de la cavidad (Å)	3.95	4.33	3.91	4.73	3.91	4.06	5.71
Variación en radios (%)	3.4	14.4	5.5	1.73	No disponible		
Número de coordinación	20	24	20	28	20	20	36

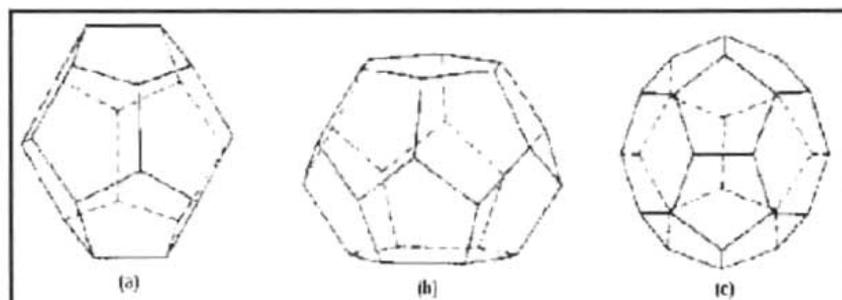
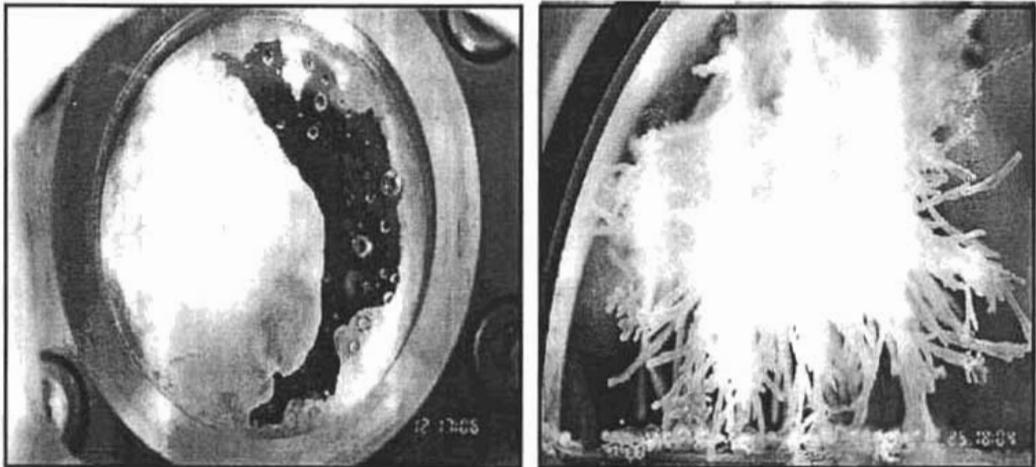


Fig. V.4 a) 5^{12} b) $5^{12}6^2$ c) $5^{12}6^4$

La figura V.5 muestra: a) una formación masiva de hidratos en una fase de gas ($P=6.02$ MPa, $T= 2.4$ °C) y b) una formación masiva de hidratos formada por vapor de agua en una fase de gas ($P=8.95$ MPa; $T=5.2$ °C)



a)

b)

Fig. V.5 Formación masiva de hidratos

La analogía de los hidratos de gas con el hielo es de gran ayuda para describir la formación e inhibición de los hidratos. A temperatura ambiente y presión atmosférica las moléculas de agua forman líquido. Cuando se suministra energía suficiente en forma de calor, hasta que el agua alcanza una temperatura de 100°C, los enlaces entre las moléculas se debilitan, por lo que las moléculas tienen más libertad de movimiento; el líquido se vuelve gas. Por otro lado, cuando la temperatura disminuye, los enlaces se vuelven más rígidos, y el fluido se vuelve sólido con una geometría bien definida, termodinámicamente estables.

Los enlaces entre las moléculas son también fortalecidos cuando se aplica presión al sistema, y las moléculas son forzadas a juntarse, bajo estas condiciones también pierden libertad de movimiento y forman sólidos en estructuras bien definidas. En el contexto de la producción de aceite y gas en aguas profundas, los sistemas de presión frecuentemente son altos y las temperaturas son muy bajas.

La composición del gas, la química del agua y la turbulencia son variables que afectan la formación de hidratos. La composición del gas determina cual será la estructura del hidrato a desarrollarse y las condiciones de presión y temperatura a las cuales se formará el sólido. La salinidad del agua es un ejemplo del efecto de la química del agua, ya que se

tiene un efecto de inhibidor de hidratos. La turbulencia causa una eficiente mezcla de agua e hidrocarburo, creando un efecto cinético y produciendo una rápida formación de los hidratos.

V.2.2 Prevención de hidratos.

Un primer acercamiento hacia el control de los hidratos es la deshidratación, la cual se ejecuta a través de sólidos desecadores o deshidratación normal con glicol. Desafortunadamente este proceso no consigue una buena deshidratación debido a razones operativas y de costo.

Otra opción para la eliminación de los hidratos es aislar las líneas de flujo, pero realmente no es un buen sistema de inhibición de hidratos. El aislamiento ayuda a mantener la temperatura cuando el pozo está produciendo. Sin embargo, durante la puesta en marcha de la producción y cuando existe un cierre, la temperatura en el sistema disminuye.

El éxito para manejar la formación de los hidratos, es con el uso de inhibidores; básicamente existen tres tipos: termodinámicos, cinéticos y antiaglomerantes.

El método más común es el de los inhibidores termodinámicos, que por lo regular involucra inyección de grandes volúmenes de alcoholes como el metanol y el glicol, estos por su bajo costo y disponibilidad. Estos inhibidores trabajan como un anticongelante. El almacenamiento y bombeo del producto requiere de un espacio en la plataforma y por consiguiente peso adicional a la misma.

A pesar de que el uso de los inhibidores termodinámicos es muy eficaz, las concentraciones requeridas pueden ser demasiado altas, o sea, que entre más severas sean las condiciones, implicará más volumen. La mayoría de los ambientes en aguas profundas requerirían un alto volumen de inhibidores termodinámicos, lo cual sería complicado, porque en algunas ocasiones es imposible bombear volúmenes muy altos por las condiciones de presión y capacidad de entrega.

Por consiguiente, un inhibidor alternativo con baja concentración es desarrollado para la inhibición de hidratos; estos son los inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHI's, por sus siglas en inglés), los cuales son los inhibidores tipo surfactante, cinéticos y antiaglomerantes.

Los inhibidores cinéticos más comerciales son los polímeros, estos retardan la formación de los hidratos, aunque los hidratos eventualmente se forman. Estos inhibidores no son muy recomendados para sistemas con tiempos de cierre muy grandes. Si el grado

de subenfriamiento aumenta se requiere un volumen mas grande, o sea, que en condiciones más severas no es exitoso este tipo de inhibidor.

Por otro lado los antiaglomerantes, pueden ser aplicados en sistemas con un corte de agua menor al 75%. Este inhibidor permite la formación de los hidratos, pero no su aglomeración en las paredes de las tuberías, ya que son rápidamente dispersados en el agua y en la fase líquida del hidrocarburo. Una gran ventaja de este inhibidor es que no se necesita un volumen mayor si las condiciones se vuelven mas severas, haciéndolo mas económico.

La figura V.6 nos muestra la demanda de los diferentes tipos de inhibidores químicos de hidratos con el incremento del subenfriamiento.

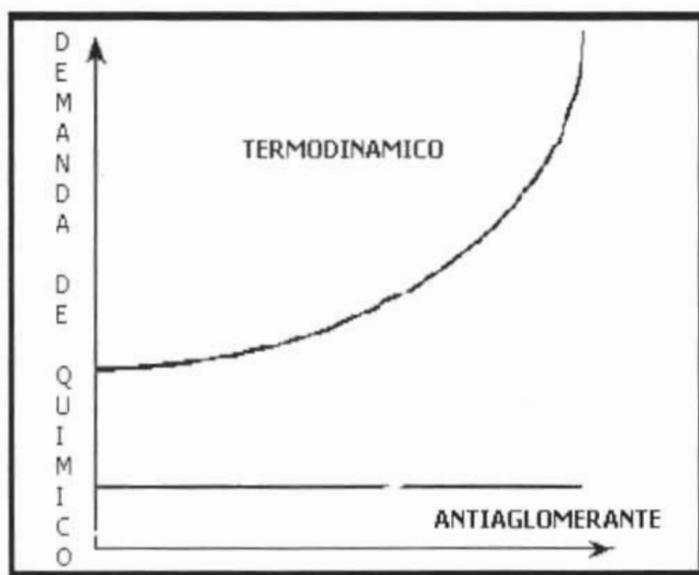


Fig. V.6 Demanda de los diferentes tipos de hidratos

V.3 Inhibidores termodinámicos.

Los inhibidores termodinámicos son compuestos químicos que se adicionan en altas concentraciones (10-60 % en peso), alterando las condiciones de formación de los hidratos; entre los utilizados en la industria petrolera estan: el metanol, etilenglicol, dietilenglicol y trietilenglicol. De los anteriores el más usado es el metanol, la tabla V.3 nos muestra una comparación de estos inhibidores.

Tabla V.3 Comparación de diferentes inhibidores termodinámicos

PROPIEDAD	METANOL	ETILENGLICOL	DIETILENGLICOL	TRIELENGLICOL
Densidad (lb/gal)	6.6	9.3	9.3	9.4
Peso molecular	32.04	62.07	106.12	150.17
Viscosidad (cp)	0.6	20.9	35.7	47.9
Punto flash (°F)	58	240	290	330
Efectividad	Buena	←—————→		Mala

A pesar de que el metanol es el más efectivo, es muy tóxico y muy flamable y además puede comprometer el valor del hidrocarburo al contaminarlo. Por otro lado el etilenglicol, es menos flamable pero menos disponible y más caro que el metanol. La tabla V.4 muestra el efecto del metanol y el etilenglicol sobre la temperatura de la formación de hidratos, en la cual se observa que es más eficiente el metanol.

Tabla V.4 Efecto de inhibidores sobre la temperatura de formación de hidratos

CONCENTRACIÓN (% en peso)	ΔT (°C) METANOL	ΔT (°C) ETILENGLICOL
5	2.1	1
10	4.5	2.2
15	7.2	3.5
20	10.1	4.9
25	13.5	6.6
30	17.4	8.5
35	21.8	10.6

El precio del metanol es casi tres veces mayor en operaciones costa afuera, que en tierra, esto debido principalmente a los costos de transportación (1.5 \$/litro). Si por ejemplo se producen 100m³ de agua por día se necesita 20% de metanol, inyectado continuamente para prevenir los hidratos.

La figura V.7 indica los gastos requeridos en función de la temperatura y el tipo de inhibidor. Por ejemplo a condiciones de 42°F (6°C), 8,000 lb/pg² (55MPa) y una producción de agua de 200 bl/día, los gastos requeridos son: para el glicol 7.7 gal/min, en tanto que para el metanol se requieren 5.3 gal/min.

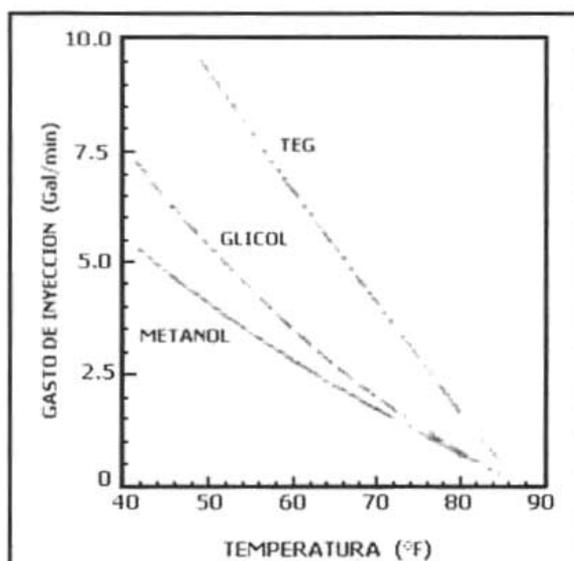


Fig. V.7 Requerimientos de inhibidor en función de la temperatura

A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas en lo que respecta al uso de inhibidores termodinámicos, en especial del metanol:

• Ventajas

- El metanol provee mejor inhibición que otros termodinámicos.
- Los gastos de inyección requeridos son menores.
- El metanol es de baja densidad, baja viscosidad, es el más conveniente para inyectarse a largas distancias y en diámetros pequeños. Estas propiedades físicas influyen en la reducción del tamaño de las líneas y en la presión de bombeo.
- La disociación de los hidratos ocurre más rápidamente, ya que sus moléculas son muy pequeñas y reaccionan más rápido en la superficie del hidrato.

• Desventajas

- Pérdida del inhibidor en la fase de gas y aceite, lo cual lleva a adicionar otra cantidad por razones de seguridad.

- Contaminación de las fracciones del hidrocarburo. El metanol se acumula por lo regular en el propano y por consiguiente afecta su calidad.
- Normalmente un 80%-90% del metanol es recuperable, pero requiere de costosas instalaciones de reproceso.
- Se requiere de grandes tanques e instalaciones de inyección, lo cual afecta el tamaño de la plataforma y por lo tanto el costo de las instalaciones superficiales de producción.
- El metanol tiene baja presión de vapor y baja temperatura de inflamación, por lo que requiere de una gran seguridad en su manejo.

V.3.1 Diseño del sistema de inhibición

La inyección del inhibidor requiere de cálculos que involucran tres pasos. El primero es la presión de operación y la temperatura de la tubería, esto estimando la temperatura de los fluidos producidos. El segundo se refiere a las condiciones de equilibrio de los hidratos, por lo que se requiere la composición del hidrocarburo. El tercero es la cantidad requerida de inhibidor, que puede ser calculada conociendo la temperatura de operación y la temperatura de equilibrio del hidrato.

Las variables de diseño más importantes para determinar los requerimientos de inhibidor son:

- Producción de agua.
- Salinidad del agua de formación.
- Composición de los hidrocarburos del yacimiento.
- Temperatura y presión del pozo.

- **Profundidad de inyección.**

Lo más conveniente es tener dos puntos separados de inyección. Generalmente una línea de inyección es instalada en el árbol de producción submarino, ya que frecuentemente el fondo del mar es el punto más frío. Una segunda línea de inyección es instalada en el fondo del pozo para disminuir la posibilidad de formación de hidratos antes de llegar al fondo marino.

El primer paso para determinar la profundidad de inyección es encontrar un perfil de la temperatura de la formación. El siguiente paso es determinar la temperatura de equilibrio de los hidratos, por medio de las propiedades de los hidrocarburos y la salinidad del agua. Basándose en lo anterior, la línea de inyección deberá ser instalada a una profundidad donde la temperatura de la formación este por debajo de la temperatura de equilibrio de los hidratos.

- **Máxima capacidad de flujo de las líneas de inyección.**

Los inhibidores son bombeados hacia el árbol submarino o hacia el punto de inyección determinado, esto, a través de líneas de diámetro pequeño. Debido a que se crea una alta fricción por el diámetro pequeño, se puede requerir una alta presión de bombeo. El diámetro de la línea, la capacidad de la bomba y la presión de trabajo, pueden ser determinadas apropiadamente para llevar el flujo requerido de inhibidor. La figura V.8 muestra la relación entre la presión superficial de bombeo y el gasto de inyección del inhibidor.

La presión de inyección puede ser calculada de la siguiente forma:

$$P_s = P_{wb} + P_{fr} - P_h$$

Donde:

P_s : presión de inyección

P_{wb} : presión en el punto de inyección

P_{fr} : pérdida de presión por fricción

P_h : presión hidrostática del inhibidor en la línea de inyección

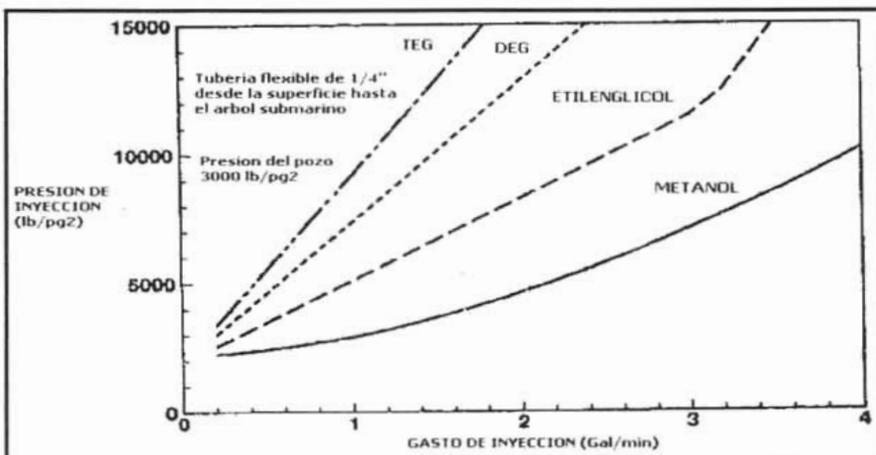


Fig. V.8 Relación entre la P_s y el gasto de inyección

- **Equipo de inyección.**

Los puntos clave a considerar para diseñar las líneas de inyección son varios. Uno de los más importantes es la resistencia a la ruptura y al colapso.

La presión de colapso de la línea puede exceder la diferencia entre la presión hidrostática del fluido de terminación y la presión hidrostática interior del inhibidor, también debe tener buena resistencia a la ruptura, por si se presenta un exceso en la presión máxima de trabajo de bombeo de inyección.

Para plantillas de pozos submarinos, se conecta una serie de líneas de inyección, una por pozo, generalmente éstas bajan juntas hasta el fondo del mar. También existen los controladores de flujo submarinos que permiten una sola línea de inyección de la superficie a la plantilla, así una serie de controladores de flujo entregan el inhibidor a gastos predeterminados a cada pozo. Este sistema permite disminuir el número de líneas desde las instalaciones superficiales.

Las bombas de inyección del inhibidor pueden ser diseñadas apropiadamente para ser compatibles con el inhibidor. Por ejemplo cuando se usa el metanol, se colocan sellos de elastómeros que son compatibles con el mismo, este material también se coloca en las válvulas y demás conexiones.

- **Precipitación de sales.**

Una consideración importante frecuentemente tomada es acerca de la precipitación de las sales que se encuentran en el agua de formación, cuando se agregan grandes cantidades de inhibidor al pozo. La presencia de alcoholes, disminuyen la solubilidad de muchas sales inorgánicas. La figura V.9 muestra el límite de solubilidad del NaCl en presencia de metanol.

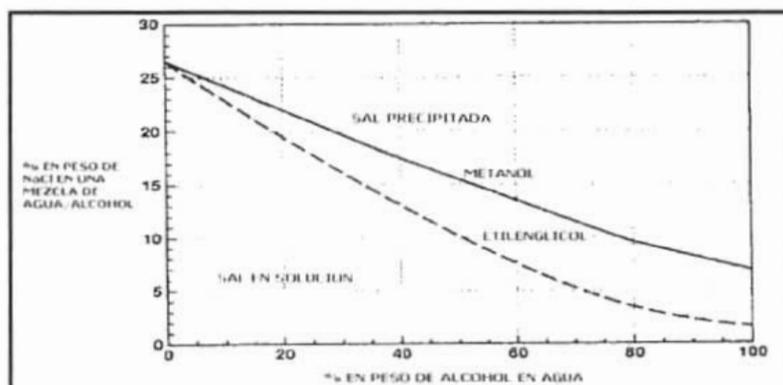


Fig. V.9 Solubilidad del NaCl con el metanol

V.4 Inhibidores de baja dosificación.

Para reducir la preocupación por los grandes volúmenes requeridos para aguas profundas y los costos que se ven involucrados en el manejo de estos inhibidores, se han desarrollado los inhibidores de baja dosificación (LDHIs por sus siglas en inglés). Los LDHIs son químicos que ayudan a asegurar el flujo sin grandes volúmenes de inhibidores termodinámicos. Este tipo de inhibidores no cambian el equilibrio termodinámico de la formación de hidratos, en su lugar intervienen en su proceso de formación.

Entre este grupo de inhibidores los más usados en la industria petrolera son los cinéticos (KI) y los anti-aglomerantes (AA).

V.4.1 Inhibidores cinéticos

Aunque la inhibición cinética es una técnica conocida en la industria petrolera para la prevención de incrustaciones, para la inhibición de hidratos es relativamente nueva.

Este tipo de inhibidores son adicionados en bajas concentraciones (<1% en peso) y no afectan la termodinámica de formación del hidrato, sino retrasan la nucleación del mismo y su crecimiento. Esta dosis equivale a proporcionar 20% de metanol. Estos inhibidores son usualmente polímeros.

Los inhibidores cinéticos extienden el tiempo de inducción (duración desde que comienza a fallar el sistema en la región de formación de hidratos hasta que se empiezan a formar los mismos). Además en lo que respecta al medio ambiente, estos inhibidores son más amigables con el medio ambiente.

V.4.2 Anti-aglomerantes.

Estos químicos son polímeros y surfactantes, que al igual que los cinéticos se adicionan en bajas concentraciones (<1% en peso). Estos permiten la formación de los hidratos, pero no su aglomeración ni su depósito en las líneas de flujo. Los anti-aglomerantes son comercialmente disponibles, pero la información sobre su comportamiento no es pública, pero todas las investigaciones sugieren el uso de estos inhibidores, ya que cubren un gran rango de condiciones de operación.

Generalmente la efectividad de los anti-aglomerantes no depende del grado de subenfriamiento, como los cinéticos, por lo tanto tienen un amplio rango de aplicación para diferentes presiones y temperaturas. Sin embargo, los anti-aglomerantes parecen trabajar en la presencia de una sola fase de hidrocarburo, por lo tanto, su comportamiento es

alterado por el tipo de hidrocarburo, salinidad de agua y corte de agua. Por otro lado estos inhibidores funcionan por largos periodos de cierre a diferencia de los cinéticos.

Al tener efecto sobre los hidratos, se forma una especie de lechada de hidratos, los cuales son transportados hacia la superficie. Sin embargo esto ocasiona un problema con la operación, ya que el bombeo de estas lechadas se asocia con problemas de erosión, sobrepresión, mayor capacidad en las bombas y un incremento en la energía.

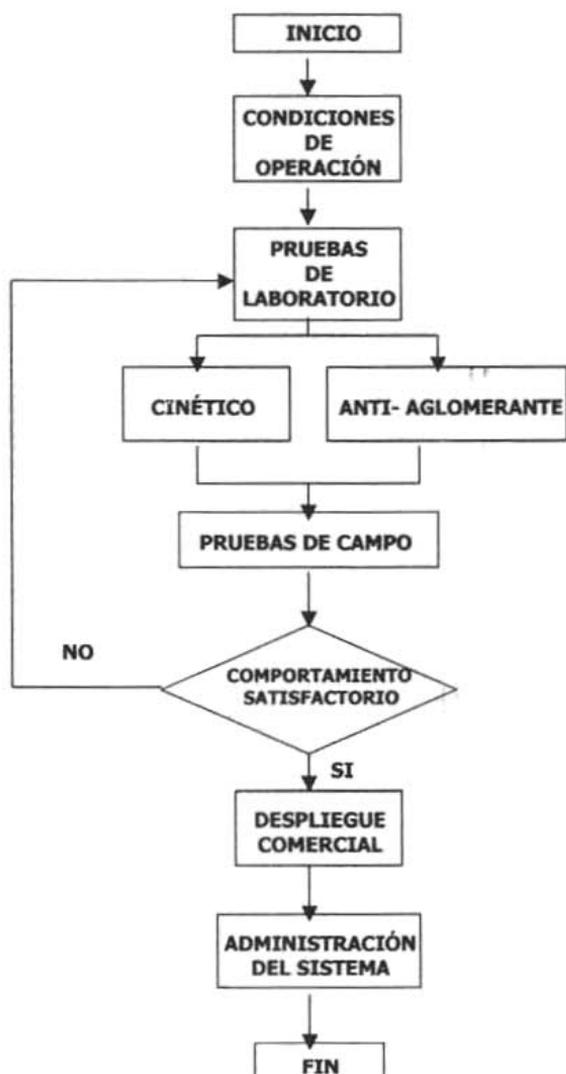
Los anti-aglomerantes son más tóxicos que los cinéticos, por lo que causan problemas en la producción, como la mala calidad del agua.

V.4.3 Despliegue de los LDHI's.

La efectividad de la dosis de inhibidor dependerá de la severidad de las condiciones, lo cual se incrementa en el caso de las instalaciones en aguas profundas, debido a las altas presiones y bajas temperaturas que en estos ambientes se hacen presentes. Usualmente esto se mide con el grado de subenfriamiento (definido como; la temperatura de disociación del hidrato menos la temperatura de operación), en aguas profundas existe un alto grado de subenfriamiento por lo que los inhibidores están diseñados para trabajar con un subenfriamiento mayor a 13°C.

El impacto del subenfriamiento sobre el tiempo de inducción es mucho mayor cuando el subenfriamiento es bajo (1-5°C), que cuando es grande (10-13°C), Por lo anterior la concentración de inhibidor puede cambiar el tiempo de inducción con respecto al subenfriamiento. El criterio de 13°C/48hrs está basado sobre 0.5% de polímeros activos en la fase acuosa.

El siguiente diagrama de flujo nos representa los pasos que se deben seguir para un exitoso despliegue de los LDHI's, en aguas profundas.



- Condiciones de operación

Para desplegar la operación del inhibidor, se debe tener un buen conocimiento del sistema, tales como la temperatura y presión de formación de los hidratos para las composiciones del hidrocarburo, tiempo de residencia de los fluidos en el sistema, química del agua, entre otros. La tabla V.5 provee una lista de variables que pueden ser estudiadas para comprender el sistema.

Subenfriamiento	Corte de agua	Compatibilidad
Composición del gas	Química del agua	Tiempo de residencia del líquido
Perfil de las tuberías	Composición del condensado	Gastos de producción
Variación de temperatura	Frecuencia de cierres	Régimen de limpieza
Emulsificaciones	Instrumentación requerida	Puntos críticos

- Pruebas de laboratorio

Las pruebas de laboratorio son cruciales para un exitoso despliegue de los LDHIs, dichas pruebas son conducidas por un camino que simula las condiciones de operación reales bajo las cuales trabajará el inhibidor. Son varios caminos de prueba y la transferibilidad de resultados entre el laboratorio y el campo son también estudiados. Las pruebas se desarrollan usando sistemas de tuberías y en algunos casos se utilizan reactores de alta presión. Una buena prueba de laboratorio ayuda a determinar las condiciones de eficacia que puede tener el inhibidor.

- ¿ Anti-aglomerante ó cinético ?

Para comenzar con una comparación entre estos inhibidores podemos observar la tabla V.6.

INHIBIDORES CINÉTICOS	ANTI-AGLOMERANTES
No los afecta el corte de agua	Afecta el corte de agua > 40%
Trabajan en subenfriamientos de 10°C	Trabajan en condiciones mas severas
Solubles en agua	Solubles en agua y aceite
Bajo crecimiento de cristales	Impiden aglomeración de hidratos
Inyección en puntos fríos	Inyección en puntos turbulentos

Durante un periodo de cierre, los fluidos no tienen movimiento, lo cual ocasiona que la temperatura disminuya hasta la del fondo marino. Para algunos inhibidores cinéticos, esta temperatura puede representar un gran subenfriamiento para la efectividad de los mismos. Los problemas que pueden ocurrir al iniciar operaciones, es cuando el flujo se vuelve turbulento y la difusión del gas y la formación de hidratos aumenta. Para vencer este problema se puede inyectar metanol en la línea, antes de iniciar operaciones, y después durante la operación normal se continúa con el cinético.

Para evitar el uso de metanol por completo, la mejor solución puede ser el uso del anti-aglomerante ya que este depende menos del subenfriamiento. Con el anti-aglomerante se asegura que los hidratos no se agrupen durante el cierre, ya para el arranque de la producción, estos hidratos son transportados en forma de lechada.

Por otro lado, los cinéticos comúnmente son polímeros solubles en agua que trabajan bien cuando la temperatura de operación no es más que 10°C bajo la temperatura de la zona libre de hidratos (subenfriamiento es sobre 10°C). Debido a que los cinéticos son solubles en agua, su eficacia es independiente del corte de agua, sin embargo 10°C de subenfriamiento en algunas operaciones en aguas profundas no es suficiente. Además los inhibidores cinéticos frecuentemente necesitan un transportador, que puede ser metanol o agua.

Los anti-aglomerantes, por su parte, trabajan bien bajo las más severas condiciones de operación, pero usualmente son surfactantes, que son miscibles en el hidrocarburo y en el agua (es necesario una fase líquida del hidrocarburo). Altos cortes de agua y alta salinidad disminuyen el comportamiento de los anti-aglomerantes.

- **Pruebas de campo.**

Una vez establecido el tipo de inhibidor a emplear, se recurre a pruebas de campo. Cuando es posible, es muy bueno correr las pruebas en sistemas de tuberías que estén operando, además esto no afecta las condiciones de operación normales.

Antes de la adición de los nuevos químicos, el sistema debe estar asegurado contra la formación de hidratos, sin embargo, la formación puede ser permitida y así observar los resultados de la nueva técnica empleada.

La compatibilidad del inhibidor con otros químicos de aseguramiento de flujo (corrosión, incrustaciones y parafinas) puede variar mucho, por lo cual se llevan a cabo estudios de compatibilidad y el efecto que se tiene sobre su comportamiento.

También debe tomarse en cuenta la compatibilidad entre el inhibidor y los materiales del sistema, involucrados los metálicos y no metálicos.

Las variables críticas de la formación de los hidratos (temperatura, presión, composición del hidrocarburo y corte de agua) son constantemente monitoreadas para determinar si existe o no la formación. Todas estas operaciones son controladas por medio de un sistema de computadoras.

Otro punto importante es buscar el lugar apropiado para la colocación del inhibidor, ya que éste debe ser distribuido uniformemente. En el caso de las líneas de flujo submarinas, el operador puede observar el punto de rompimiento del inhibidor al final de las mismas, también dependiendo del tipo de inhibidor se pueden utilizar indicadores, como espumas y colorantes para confirmar dicho punto de rompimiento. Una vez que se confirma el punto de rompimiento, se toman muestras para medir la concentración residual de inhibidor, en algunos casos el valor medido no es el deseado, esto debido a que existe una inevitable absorción dentro de los sólidos. Una vez revisado, el operador decide si mantiene el gasto de inyección o lo varía hasta encontrar la concentración residual deseada.

El impacto ambiental de los inhibidores utilizados en operaciones en aguas profundas es de gran interés. Dichas operaciones deben cumplir con la Comisión de París (ParCom), para evaluar el impacto ambiental. Algunos inhibidores usados en el Golfo de México son probados con dos especies marinas (*mysidopsis bahia* y *menidia beryllina*) y la prueba se realiza con las más altas concentraciones sobre un periodo de 7 días. Los resultados han sido favorables y cumplen con las regulaciones de descarga de agua al mar. Estas pruebas son típicamente diseñadas para cubrir un rango de concentraciones, basadas sobre un factor de dilución crítico, y además se determina un número de factores, tales como la localización de la plataforma, gasto de descarga y diámetro de la línea de descarga, entre muchos otros.

Ningún efecto letal se observa en diluciones de 3.5%, y muchas de las plataformas que operan en el Golfo de México, operan con factor de dilución crítico de 2% o menos. Esto sugiere que el agua tratada es descargada de forma segura y sin causar algún efecto nocivo sobre la vida marina.

- **Administración del sistema.**

Una vez desplazado el inhibidor, se le da un seguimiento y se determina si debe ser mejorado en caso de fallar o si su desempeño es exitoso. Lo anterior debido a que durante la vida del yacimiento, se pueden presentar diversos problemas que nos llevan a que las estrategias de producción regularmente sean cambiadas.

V.5 Casos de aplicación en campo.

V.5.1 Termodinámicos.

Este caso a revisar, es sobre un pozo situado en aguas profundas, en un tirante de agua de 2,600 pies (793 m) en el Golfo de México. El pozo exploratorio fue perforado y probado en 1988. El peor caso de condiciones extremas de temperatura en el fondo del mar es de 42°F (6°C) y 4,000 lb/pg² (28 Mpa), lo cual está 62°F (17°C) debajo de las condiciones de equilibrio de los hidratos.

Durante las primeras tres horas no se inyectó metanol porque 13.5 lb/gal de fluido de terminación estaban fluyendo inicialmente. Durante este periodo no estaba fluyendo ni aceite ni gas, por lo que la inyección de metanol no era requerida.

Después de que comenzó a fluir el hidrocarburo a través del pozo, se inició la inyección de metanol a 1.5 gal/min (5.7 l/min) hacia el árbol submarino y hacia el otro punto de inyección a 1,650 pies (503m) abajo del fondo marino. Como el tubo cerca del fondo marino se calentó por los hidrocarburos, 12 horas después de comenzar a fluir la inyección se disminuyó a 1.0 gal/min (3.8 l/min). Pero la temperatura ha disminuido desde 80°F (27°C) a 75°F (24°C), sin embargo la temperatura de flujo es mucho más alta que la temperatura del fondo marino que es de 42°F (6°C), por lo cual también se justificó la disminución del metanol inyectado. Pasadas 28 horas, la inyección de metanol se detuvo, esto debido a que el pozo no producía cantidades fuertes de agua. La figura V.10 nos muestra la historia de inyección de metanol.

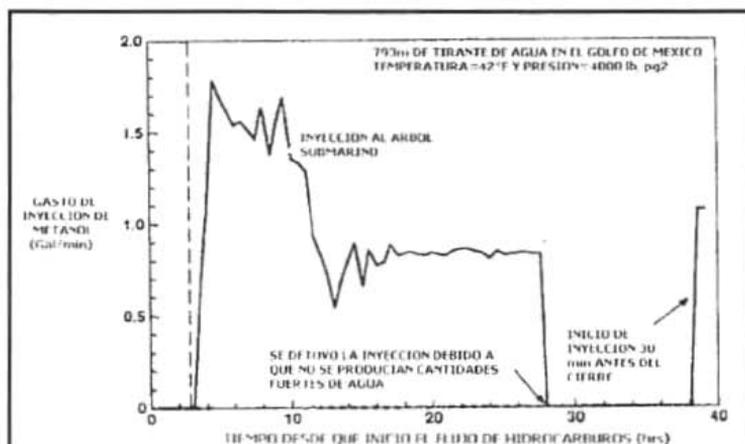


Fig. V.10 Historia de inyección de metanol

Después vino un cierre y 30 minutos antes del mismo la inyección se mantuvo sobre 1.0 gal/min (3.8 l/min) hacia el árbol submarino y en el otro punto de inyección dentro del pozo fue de 0.3 gal/min (1.1 l/min), esto para evitar que se formaran hidratos durante el cierre y al iniciar operaciones, ya que existen altas pérdidas de calor hacia el mar y las líneas de flujo se pueden enfriar rápidamente, especialmente cerca del fondo marino.

Como conclusión se tiene que el pozo fue exitosamente probado sin ninguna formación de hidratos y sin problemas de operación.

La fórmula para obtener la concentración requerida de inhibidor en una fase acuosa fue propuesta por Hammerschmidt's, y es la siguiente:

$$w = \frac{(dM)(100)}{K + dM}$$

Donde:

w: es el % en peso de metanol

d: es el subenfriamiento (°F)

M: es el peso molecular del inhibidor

K: es una constante, 2,335 para metanol y 4,000 para los glicoles

V.5.2 Cinéticos

El inhibidor utilizado para este caso es llamado VIMA-VCAP, un polímero completamente soluble en agua. Este no tiene buena solubilidad en hidrocarburos líquidos y no tiene una apreciable presión de vapor, estas características del VIMA-VCAP le dan una ventaja especial sobre el metanol. El inhibidor es transportado hacia la tubería disuelto en agua; también este químico reduce los peligros de seguridad en la plataforma, en lo que respecta a su manejo y almacenamiento.

También este químico fue probado para determinar su impacto ambiental, tanto en el Mar del Norte como en el Golfo de México.

El inhibidor es usado en el Golfo de México, ya que es necesario controlar la formación de hidratos en una línea submarina localizada a 135 millas costa afuera. La profundidad media del agua es de 800 pies (300m). A través de una línea de flujo 6.4 millas se transporta gas húmedo desde los pozos submarinos hasta la plataforma. La línea de flujo no está aislada, por lo que los fluidos producidos rápidamente adquieren la temperatura del fondo marino, que es alrededor de 50-54°F (10-12°C). El pozo submarino típicamente produce entre 11-15 MMPCD, 13 BWPD y una cantidad baja de condensado. El gas que

predomina es principalmente metano (>99%). La línea de flujo opera a una presión de 1,750 lb/pg².

El grado de subenfriamiento realmente era bajo, entre 3-8°F, pero aún así, si no se ponía en marcha un programa para el aseguramiento del flujo, se podrían presentar los hidratos en el sistema. La figura V.11 es la predicción de la curva de equilibrio de los hidratos, utilizando software comercial.

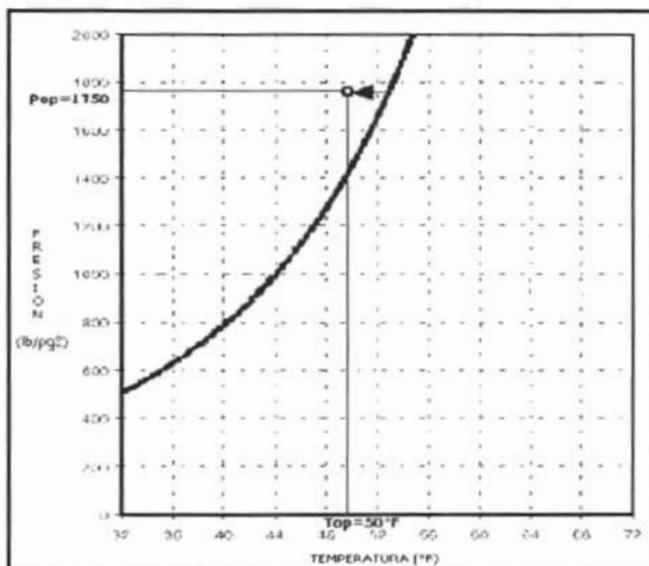


Fig. V.11 Curva de equilibrio de hidratos

El control de hidratos que se tenía en este campo era con metanol, el cual era inyectado a un gasto de 150 a 220 gal/día, pero los hidratos y la mala calidad del agua estaban causando problemas de operación. Para eliminar estos problemas se inyectó el inhibidor cinético VIMA-VCAP.

El químico fue transportado hacia el múltiple, a través de un umbilical de ½" de diámetro. El gasto hacia el árbol submarino fue de 3 gal/día, esta inyección corresponde a una concentración de 550 ppm de polímero. Este inhibidor fue inyectado continuamente todo el año.

El resultado fue muy bueno, ya que respondió bien en los cierres y en el reinicio de operaciones. También el uso de este inhibidor redujo los costos en lo que respecta a tratamiento químico en un 40% y se mejoró la calidad del agua.

V.5.3 Anti-aglomerante.

Esta aplicación se llevó a cabo en aguas profundas del Golfo de México, en líneas de flujo submarinas. El pozo submarino produce 3,600 bbl/día, 0-10 blw/día y 2.3 MMPCD, por una línea de flujo de 4 millas que no está aislada. Los fluidos llegan a una plataforma a 600 lb/pg² y 42°F (6°C), mas o menos 13°F debajo de la temperatura de estabilidad de los hidratos. Durante los periodos, de cierre la presión en la línea de flujo puede alcanzar las 2,500 lb/pg², así con posible problema de formación de hidratos (subenfriamiento de 18°F). Lo más importante es que en este campo los hidratos se controlan por medio de inyección de metanol.

Después de varios estudios, se formuló un LDHI A para uso en pozos submarinos, este inhibidor se sometió a varios experimentos que demostraron que realmente controlaba los hidratos, bajo condiciones similares a las presentadas en el campo.

Se hicieron pruebas de estabilidad capilar a una temperatura alta de 190°F y a una baja de 40°F. Algún incremento en viscosidad, depositación de sólidos o tendencia a formar tapones, aumentaba la presión diferencial a través de la columna capilar. El LDHI A no provocó ningún aumento en dicha presión, lo cual verificó su eficacia a través de umbilicales de largas distancias.

También se obtuvieron buenos resultados en cuanto a la compatibilidad con otros inhibidores, como metanol e inhibidor de parafinas que se usaban en el pozo submarino. Con una viscosidad de 23 cP a 40°F, el LDHI A rápidamente se aplicó al umbilical con una mínima inyección de bombeo. También se tomaron muestras para verificar que no existían emulsiones creadas por el inhibidor.

Al mes y medio de aplicación del LDHI A, se obtenía un gran éxito en el tieback submarino. Se inició inyectando 100 gal de LDHI A para limpiar la línea de metanol, regularmente esta es una alta concentración. El gasto de inyección se redujo rápidamente a 1 gal por barril de agua producida. No se presentaron problemas de hidratos durante la inyección, ni durante los dos cierres que se presentaron, no se presentaron problemas en la calidad del agua.

V.6 CALENTAMIENTO DE LÍNEAS DE FLUJO.

V.6.1 Aislamiento de líneas de flujo.

Es necesario evaluar la efectividad del aislamiento de las líneas de flujo, para mantener la temperatura de los fluidos producidos por arriba de la temperatura de formación de hidratos en largas distancias de tuberías, que es lo común en instalaciones en aguas profundas.

El punto principal es obtener las propiedades térmicas de los diferentes materiales aislantes y el coeficiente de transferencia de calor, U . El coeficiente de transferencia de calor es la suma de todas las resistencias térmicas en el sistema. La figura V.12 es un diagrama de una línea de flujo aislada. Las resistencias térmicas (R_1 - R_5) son mostradas en dicha figura. La resistencia R_1 resulta en la frontera del interior del tubo, R_2 es debido a la pared exterior de la línea de flujo, R_3 debido al material aislante, R_4 debido a la pared exterior del arreglo y R_5 es una resistencia debido a los alrededores. Para casos de estudio la resistencia R_1 , se supone despreciable, ya que su temperatura es la misma que la de los fluidos producidos.

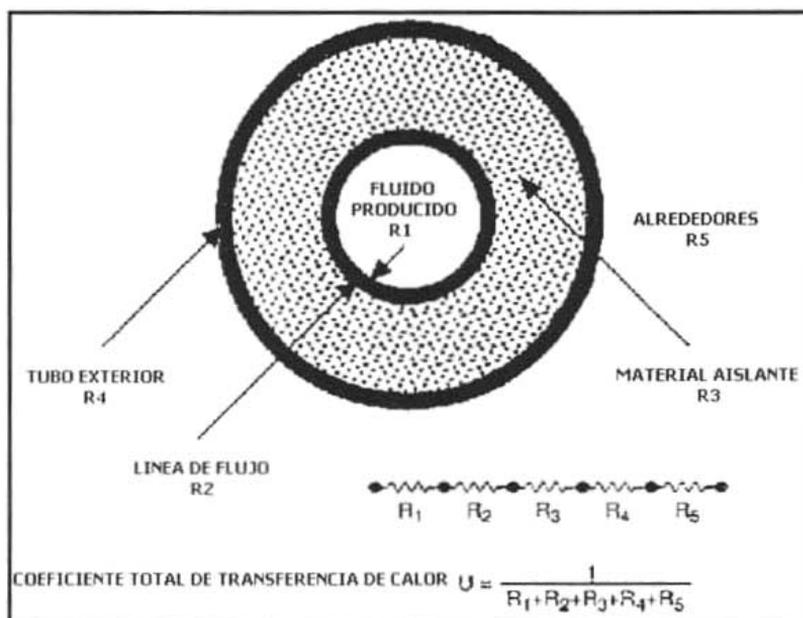
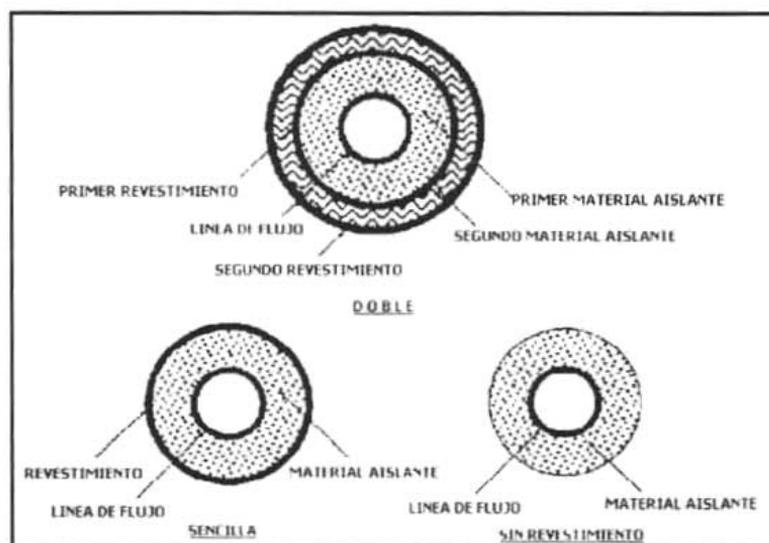


Fig. V.12 Diagrama del coeficiente total de transferencia de calor U .

El arreglo de la figura anterior conocido como "pipe-in-pipe" (PIP) es el más sencillo, pero existen otros arreglos como los mostrados en la figura V.13.



V.13 Diferentes arreglos de aislamiento de líneas de flujo

Para la aplicación en aguas profundas, donde las condiciones son más severas, muchas líneas aisladas no resisten las presiones externas. Sin embargo se pueden diseñar para soportar altas presiones. Además del material aislante, que puede ser alguna espuma, también se puede recurrir a las dos opciones siguientes:

- Calentamiento eléctrico. Este método lo desarrolló STATOIL y utiliza tres cables de 400Hz, conectados al material aislante de la línea de flujo; estos cables inducen calor al exterior del material aislante. Por lo regular este método se aplica durante los cierres y después de los mismos.
- Circulación de agua caliente. Este método consiste en hacer circular agua caliente a través del espacio anular del arreglo de tuberías, pero en este caso se requiere de una línea de retorno, También es muy útil durante los cierres y después de los mismos. Básicamente el sistema es un gran intercambiador de calor.

V.6.2 Arreglos de sistemas para proporcionar calor a las líneas de flujo.

Una alternativa para el control de hidratos, parafinas y asfaltenos, es el calentamiento de tuberías, que básicamente provee un buen comportamiento térmico y efectividad de costo. Ésta es una buena opción para desarrollo de campos situados en aguas profundas. Existen dos arreglos para este sistema de tuberías, uno es el empaquetamiento de tuberías (Bundle) y el tubo dentro de tubo (PIP pipe in pipe).

V.6.2.1 Sistema de empaquetamiento de tuberías.

Este sistema está siendo aplicado en el campo Garden Banks, en aguas profundas del Golfo de México, tiene 3.7 millas de tubería desde la cabeza del pozo hasta la plataforma. Las líneas submarinas desde los pozos submarinos son operadas en condiciones de flujo multifásico. El hidrocarburo transportado consiste de gas y aceite y no es tratado, sino hasta que llega a la plataforma, esto debido al bajo corte de agua que presenta. En particular el aseguramiento de flujo es debido principalmente a la depositación de parafinas. El sistema es capaz de mantener en estado de equilibrio la temperatura, sobre la temperatura de aparición de las parafinas.

- Descripción del sistema.

La tubería utilizada es un arreglo de líneas de flujo. La figura V.14 ilustra la instalación de este sistema. El arreglo de este sistema submarino comprende los siguientes principales componentes.

- Tres pozos submarinos localizados en el campo Garden Banks (el pozo 2 está actualmente bajo operación, mientras el pozo 4 y el otro son para desarrollo futuro).
- Una sección de 3 millas de tubería submarina, que consiste de tres líneas de flujo de diámetro 4 1/2" rodeadas por 2 1/2" de fibra de vidrio como aislante y cubiertas por una tubería de revestimiento de diámetro 18".
- 0.7 millas de una sección del riser consisten de una sección de empaquetamiento y una sección de PIP.
- Líneas de conexión.

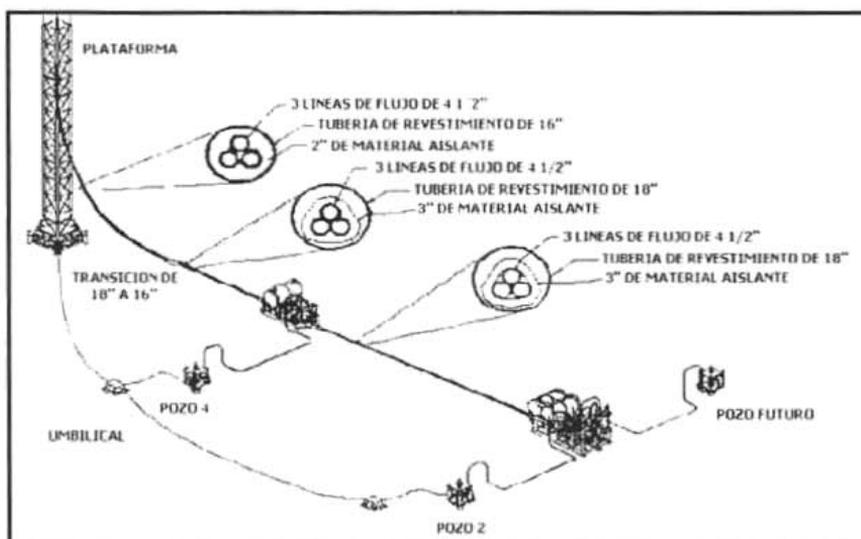


Fig. V.14 Desarrollo del sistema de empaquetamiento de tuberías

Cuando la tubería es operada usando el método de calentamiento de tubería, el fluido caliente es inyectado de la plataforma. En este caso el fluido utilizado es aceite separado de la corriente de producción, este aceite es circulado a través de una de las dos líneas de flujo, dentro de la línea en servicio, mientras la producción es en la segunda línea de flujo, otra línea es usada como retorno del fluido caliente. El flujo en la línea de inyección y en la línea de retorno es solamente fase líquida, en cambio la línea de producción es operada en flujo multifásico.

- Estudio de comportamiento térmico y perfiles de temperatura

El gasto en la línea de producción, sin calentamiento fue de 2,914 blo/día de 43.6°API 21.14 MMPCD de gas con gravedad específica de 0.7. El correspondiente flujo másico fue de 81,121 lb/hr. La temperatura y presión en la cabeza del pozo son de 144°F y 6,000 lb/pg², respectivamente.

Los perfiles de temperatura en la línea de producción se examinaron para cuatro casos (Figura V.16).

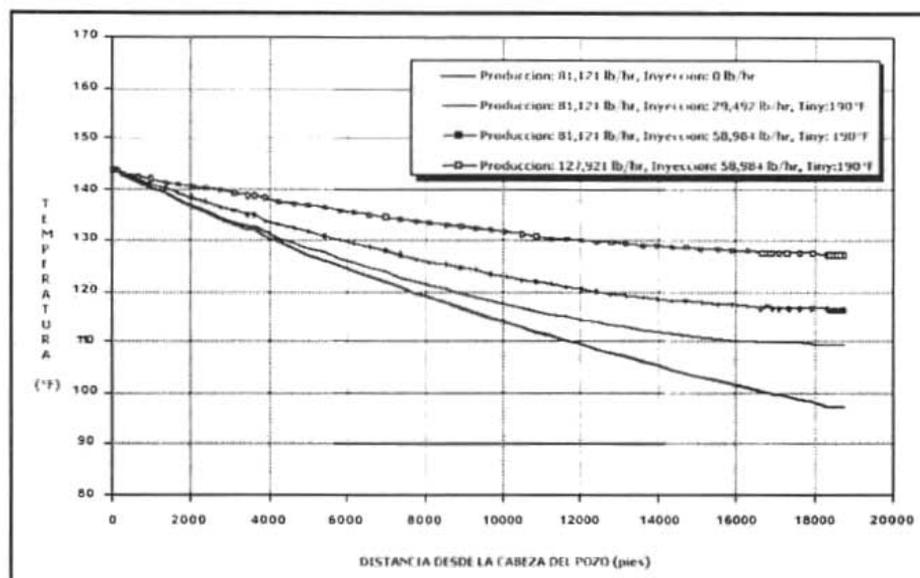


Fig. V.16 Perfiles de temperatura de la línea de producción para diferentes gastos de producción e inyección

La curva con inyección de fluido caliente a un gasto de 2,500 bpd (29,492 lb/hr), tiene una temperatura de llegada a la plataforma de 109°F, que es 12°F por arriba del caso en que no hay calentamiento.

En el caso de la curva con diamantes, el gasto de inyección es el doble 58,984 lb/hr y la temperatura de llegada es de 116.14°F, 18,8°F por arriba de la que no hay calentamiento y 6.84°F por arriba en la que el flujo es de 29,492 lb/hr.

En los tres casos anteriores el flujo de masa de producción es de 81,121 lb/hr.

La curva de cuadros, es el perfil de temperaturas de la línea de producción con un flujo másico incrementado a 127,921 lb/hr con una inyección de 58,984 lb/hr. La temperatura de llegada es de 127.17°F. La temperatura de inyección es la misma que en la curva de diamantes.

La comparación de estas dos curvas demuestra la variación de temperatura incrementando el flujo de masa en la línea de producción.

También en la figura V.16 se observa la variación de los perfiles de temperatura a lo largo de la tubería con el incremento del gasto de inyección y la misma temperatura de inyección en la plataforma. La temperatura de llegada puede ser cambiada significativamente, cambiando el gasto de inyección.

La figura V.17 presenta los perfiles de temperatura de las tuberías del sistema de empaquetamiento desde la cabeza del pozo hasta la plataforma, con un gasto másico de producción de 81,121 lb/hr, uno de inyección de 29,492 lb/hr y una temperatura de inyección de 190°F. Los perfiles de temperatura en la figura son de la líneas de producción, inyección y retorno. Las flechas indican el sentido del flujo de cada línea.

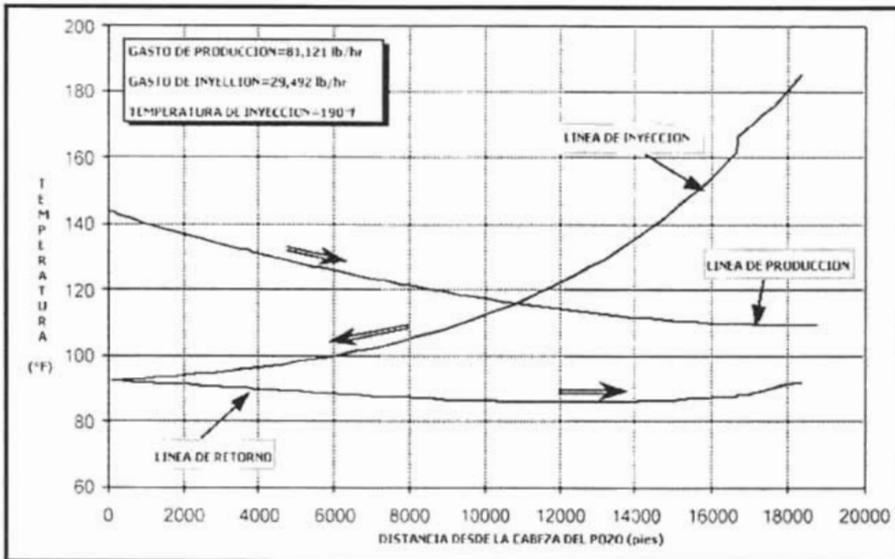


Fig. V.17 CASO 1. Perfiles de temperatura de las tres tuberías

A 11,000 pies desde la cabeza del pozo, la temperatura de la línea de inyección cae por debajo de la temperatura de la línea de producción. Desde este punto a la cabeza del pozo, la línea de inyección no calienta más a la línea de producción, pero existen pérdidas de calor al medio marino. Estas pérdidas de calor, parcialmente reducen la pérdida de calor en la línea de producción, resultando una temperatura más alta en la línea de producción que en el caso en el cual no hay inyección; ilustrado en la figura V.16. La línea de retorno se mantiene a baja temperatura y la pendiente relativamente es horizontal.

La temperatura incrementa en la sección del riser, lo cual es causado parcialmente por el incremento en la temperatura del ambiente marino, ya que la profundidad decrece (figura V.18). Se puede notar que el fluido circulado transfiere más calor a la línea de producción en el lugar donde más lo necesita (al llegar a la plataforma) y menos calor se transfiere donde menos se necesita (en la cabeza del pozo).

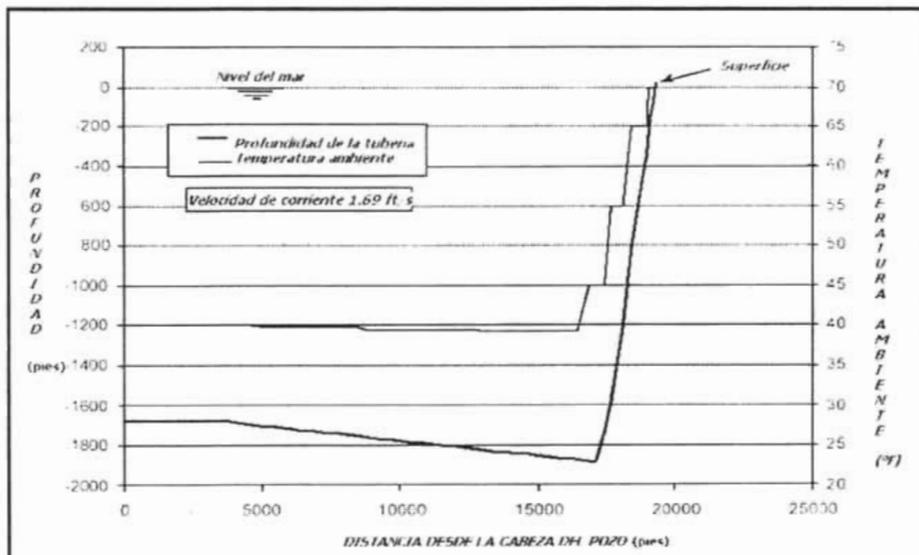


Fig. V.18 Profundidad de las líneas de flujo y temperatura ambiente contra la distancia desde la cabeza del pozo a la plataforma

Ahora en la figura V.19 son los mismos datos pero con el gasto másico de inyección al doble.

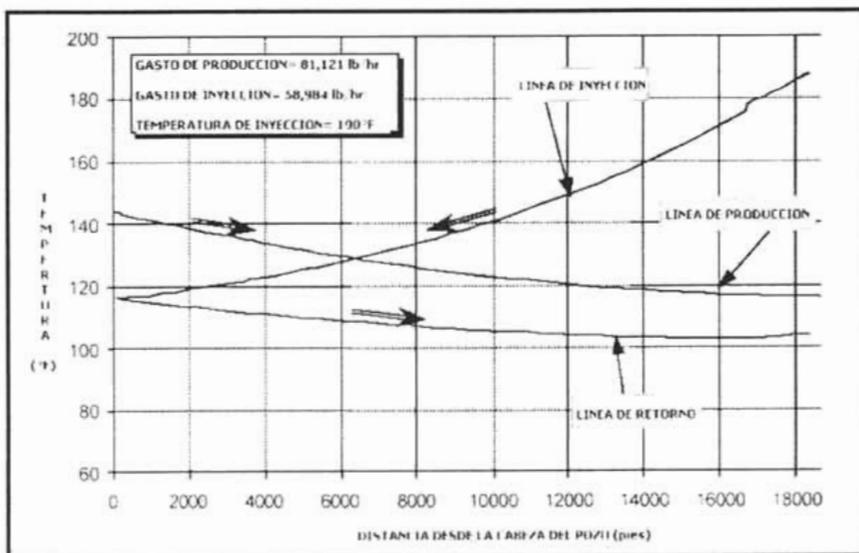


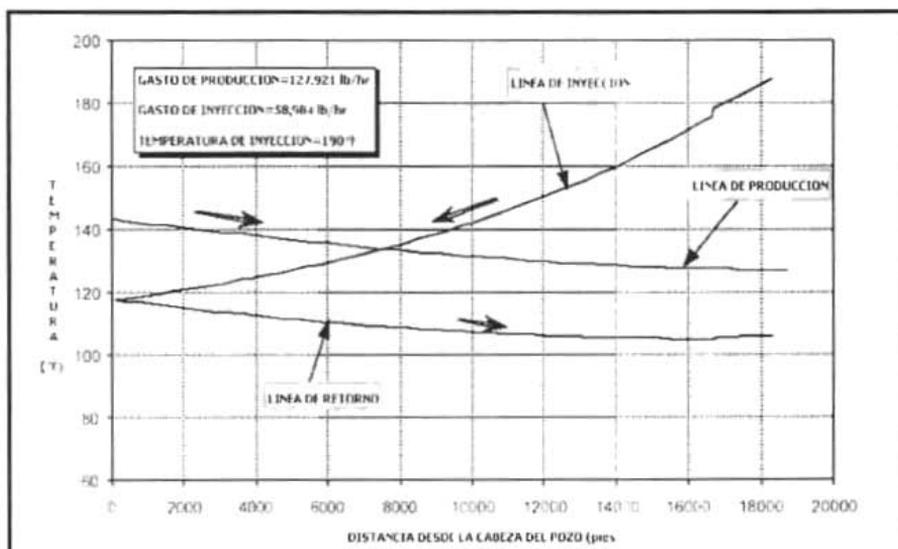
Fig. V.19 CASO 2. Gasto másico de inyección al doble.

Comparando las dos figuras, se observa como el flujo másico de inyección afecta la transferencia de calor entre las tres líneas de flujo y los perfiles de temperatura.

El gradiente de temperatura a lo largo de la línea de inyección es menor que el de la figura V.17. La temperatura de la línea de retorno es mayor que en la figura V.17. La temperatura de la línea de inyección cae por debajo de la temperatura de la línea de producción, sobre los 6,500 pies desde la cabeza del pozo.

Se puede ver que con el mismo gasto másico de producción y misma temperatura de inyección, con solo aumentar el gasto másico de inyección, se tiene como resultado una temperatura alta de llegada por la línea de producción a la plataforma y resulta con alto perfil de temperatura en la línea de retorno.

Analizando ahora la figura V.20, si el gasto másico de producción se aumenta y el gasto másico de inyección y la temperatura de inyección son los mismos que en la figura V.19, se puede ver como el gasto de producción afecta la transferencia de calor entre las tres líneas de flujo y como varían los perfiles de temperatura.



- Efecto de gastos de inyección.

En la figura V.21 se observan las variaciones de la temperatura de llegada de la producción con el gasto de inyección para dos diferentes gastos másicos de producción y a una temperatura de inyección de 190°F.

Mientras el gasto másico de inyección incrementa, la temperatura de llegada probablemente incrementa, pero el incremento en la temperatura de llegada no depende linealmente sobre el gasto de inyección. Para un alto gasto de producción, el calentamiento es menos eficiente.

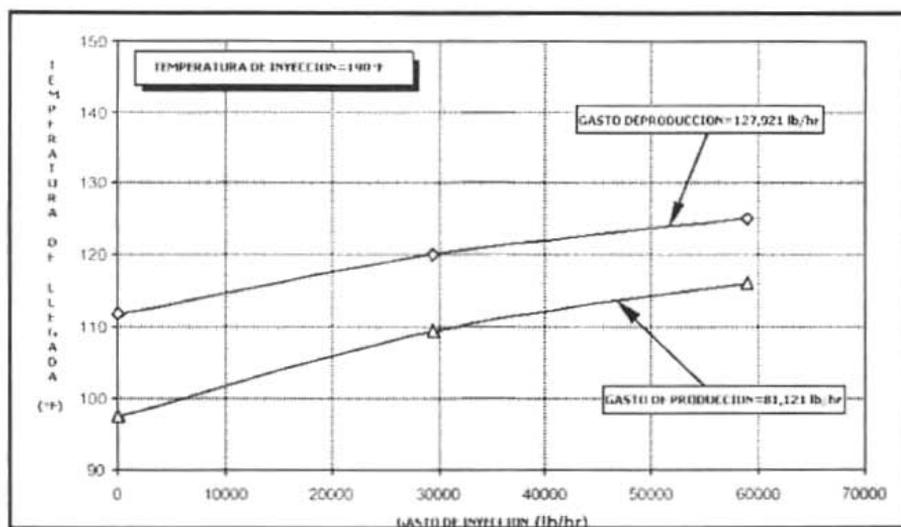


Fig. V.21 Temperatura de llegada vs Gasto másico de inyección

Una explicación a esto puede ser que para incrementos en gastos, resulta un tiempo insuficiente para transferir el calor desde el fluido calentado a el producido, y como resultado se tiene en la inyección, una menor eficiencia de calentamiento.

- Efecto de la temperatura de inyección.

La figura V.22 muestra el efecto de la temperatura de inyección sobre la temperatura de llegada de la producción, bajo dos gastos másicos de producción y dos de inyección. La variación de la temperatura de llegada con la de inyección es casi lineal para los cuatro casos.

Comparando los dos casos con el mismo gasto másico de inyección, se puede ver que las pendientes de las curvas de temperatura de llegada para los casos de mayor gasto másico de producción, son mayores que para los gastos másicos de producción menores. Esto indica una respuesta mas sensitiva a incrementar la temperatura de inyección para grandes gastos másicos de producción que para los menores.

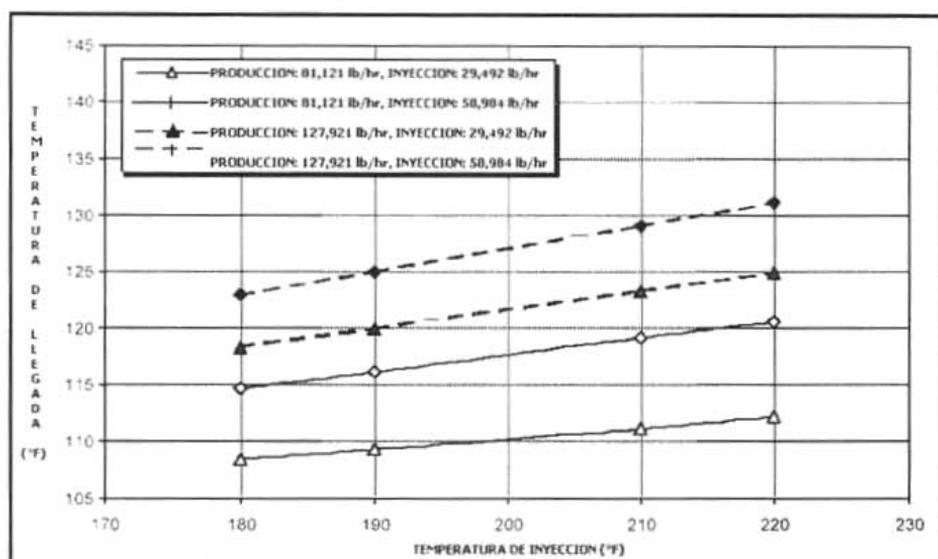


Fig. V.22 Temperatura de llegada vs temperatura de inyección

El análisis anterior nos da una idea del comportamiento térmico del sistema de empaquetamiento de tuberías; para calentamiento de las mismas, este sistema es muy atractivo para desarrollos en aguas profundas, cabe resaltar que este sistema se aplica en el campo Garden Banks situado en aguas profundas del Golfo de México.

V.6.2.2 Sistema PIP.

Este sistema se aplica en el campo King, en aguas con rangos de profundidad entre los 5,000 y 5,400 pies. La fase 1 del campo comprende el desarrollo de dos pozos productores con la primera producción de aceite en abril del 2002. La fase 2 es un pozo adicional con producción inicial en julio del 2003.

El sistema de producción submarina llega hasta la TLP Marlin situada en 3,250 pies de profundidad. El aseguramiento del flujo es un factor clave en el desarrollo del campo, debido a la depositación de hidratos y de parafinas, antes de arrancar el sistema después de periodos de cierre. Se consideraron varias opciones, entre las cuales estaba el uso de inhibidores químicos, aislamiento y calentamiento de tuberías.

Después de varios estudios, el calentamiento fue seleccionado, debido a su efectividad de costo y capacidad de mantener la temperatura por encima de la temperatura de

formación de hidratos y depositación de parafinas durante periodos de cierre y al iniciar operaciones después del mismo.

El sistema usado es el PIP, estas líneas son aisladas externamente, y el espacio anular esta disponible para circular a través de el un flujo conductor de calor. En este diseño el fluido seleccionado fue una solución acuosa de glicol, la cual es calentada aproximadamente 180°F sobre la TLP Marlin y se hace circular por el espacio anular del PIP.

Entre los fluidos estudiados para circularse a través del sistema se encontraban agua de mar, agua dulce y glicol. El agua de mar era realmente accesible y podría ser filtrada y tratada, pero tiene un alto riesgo de corrosión, incrustaciones y bacterias que induce la corrosión, por lo cual se considero como un riesgo su utilización en el sistema. El agua dulce es la base de operación del boiler y existen experiencias considerables respecto a su uso. Pero se requiere un gran control sobre su química, contenido de oxígeno, pH y concentración de inhibidor, alguna desviación en estos parámetros puede llevar a una acelerada corrosión.

El sistema seleccionado fue una solución glicol/agua, este sistema es muy bueno para la protección contra ambientes fríos. Cabe mencionar que el glicol también actúa como un químico anticorrosivo, y como biocida, cuando su concentración excede el 20%. Los rangos reportados por corrosión son realmente muy bajos.

El sistema está proyectado para hacer circular calor continuamente durante condiciones normales de operación. Por otro lado el sistema también intenta estar siempre en operación durante los periodos de cierre, de esta manera, el sistema submarino estaría fuera de la región de formación de hidratos y de depositación de parafinas. En caso de que no sea posible mantener en operación continua durante cierres largos, el sistema puede ser usado para precalentar el sistema submarino antes de reiniciar la producción, así es de uso como herramienta primaria para disociar los bloques de hidratos durante el periodo de cierre.

- Descripción del sistema.

El sistema de líneas de calentamiento del campo King (figura V.23), consiste de dos líneas de producción, una interior de 8" de diámetro y otra de revestimiento de 12" de diámetro. Este sistema de líneas de flujo PIP se extiende aproximadamente 17 millas desde el campo King hasta la TLP Marlin. El medio de calor es circulado por el espacio anular desde la TLP Marlin hasta unirse con los pozos. Unos cables de conexión, conectan el espacio anular de las dos líneas. El flujo desde el espacio anular de la línea caliente pasa a través de los cables de conexión hasta el espacio anular de la línea de flujo fría, retornando por ésta hacia la plataforma.

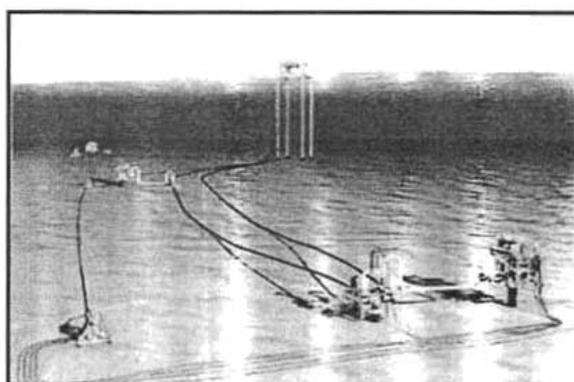


Fig. V.23 Sistema de calentamiento del campo King

La figura V.24 muestra el retorno hacia la plataforma y en la cual existe un sistema de calentamiento, unidades de recuperación de calor perdido (WHRU's por sus siglas en inglés) instaladas sobre una turbina. Estos intercambiadores de calor transfieren el calor desde la turbina hacia el fluido. Entonces el flujo de calor es succionado por una bomba que proporciona suficiente energía para manejar el fluido caliente 34 millas (ida y regreso).

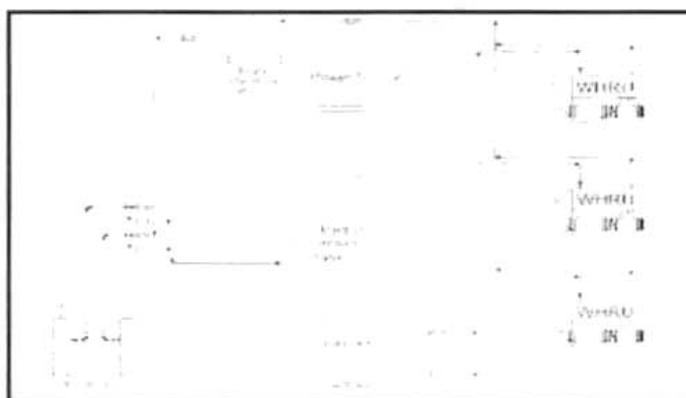


Fig. V.24 Esquema general del sistema de calentamiento a bordo de la TLP

- Respuesta del sistema.

Este sistema comenzó operaciones en agosto del 2002. El sistema ha experimentado tres cierres de duración mayor a 10 horas. Un cierre duró dos días en septiembre del 2002 y otro de 15 días en octubre del 2002, debido a tormentas tropicales. El otro cierre se relaciona a una reparación del riser. Todos los resultados han estado dentro de las tolerancias aceptables.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO I. Generalidades.

- ⇒ La creciente demanda de hidrocarburos ha llevado a explorar zonas situadas en aguas profundas, que son tirantes de agua mayores a 300m.
- ⇒ Es recomendable tener un estudio amplio de las condiciones del medio ambiente marino, como son características de las corrientes, ondas y fondo marino; lo cual será de gran ayuda para el desarrollo de nuevas tecnologías.

CAPÍTULO II. Estructuras de superficie.

- ⇒ Los conceptos de las estructuras de superficie, han sido desplegados a la fecha en aguas profundas, las cuales tienen diferencias muy significantes, ventajas y limitaciones en diferentes circunstancias; como tirante de agua, equipo a soportar y movimientos a los que será sometida.
- ⇒ En zonas donde no existe infraestructura, se recomienda el despliegue de sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), ya que resulta una opción más económica que el tendido de tuberías hasta las instalaciones de producción.

CAPÍTULO III. Líneas de flujo en aguas profundas.

- ⇒ El rápido movimiento de las estructuras hacia aguas cada vez más profundas, ha tenido un resultado directo en una rápida evolución de conceptos de nuevos risers, como lo es el híbrido y en forma de catenaria.
- ⇒ La tecnología actual provee la capacidad de diseñar e instalar líneas de flujo en profundidades mayores a los 1,500m, ya que los métodos de diseño son lo suficientemente avanzados para precisar el comportamiento de la tubería.

- ⇒ Con respecto a los métodos de instalación es más recomendable el tendido de tuberías tipo "J" para aguas profundas, ya que requiere de bajas tensiones, lo que se traduce en reducir las tensiones en el fondo, reduce requerimientos de soldadura costa afuera y el sistema de abandono y recuperación es rápido y seguro.

CAPÍTULO IV. Sistemas submarinos de producción.

- ⇒ Es recomendable una estrategia de aplicación, ya que así se puede determinar que manera contribuye de manera mas eficiente a mejorar la economía del proyecto, comparado con otras alternativas.
- ⇒ Los conceptos de unión electrostática y dielectroforesis son introducidos a los separadores para mejorar su eficiencia.

CAPÍTULO V. Aseguramiento del flujo.

- ⇒ La introducción de nuevos inhibidores de hidratos, como lo son los de baja dosificación, han contribuido significativamente en la economía del aseguramiento de flujo, sustituyendo las grandes cantidades de inhibidores termodinámicos.
- ⇒ Los resultados obtenidos en campo, de los inhibidores de baja dosificación, han sido satisfactorios, en lo que concierne a la formación de hidratos.
- ⇒ Para un buen resultado de los inhibidores de baja dosificación, se recomienda elaborar una metodología para su despliegue en aguas profundas.
- ⇒ El calentamiento de líneas de flujo, es otra opción para el aseguramiento de flujo, los sistemas propuestos son el empaquetamiento de tuberías y el sistema PIP; las cuales son tecnologías probadas y aplicadas actualmente.
- ⇒ Se recomienda llevar a cabo un estudio del comportamiento térmico y perfiles de temperatura de los sistemas de calentamiento de líneas de flujo

NOMENCLATURA

A:	área de flujo de la tubería, pies ²
α:	ángulo de inclinación
D, d:	diámetro de la línea de flujo, m
e_v:	coeficiente de pérdida por fricción
f:	factor de fricción
h:	longitud del riser
J:	índice de productividad, STB/día/ lb/pg ²
L:	longitud de la tubería, m
Lw₁:	perdidas por fricción en la tubería, Joules
Lw₂:	perdidas por fricción en la tubería, Joules
Lw_T:	perdidas de energía total, Joules
n:	coeficiente de contrapresión
M:	peso molecular medio del gas
P:	presión, lb/pg ²
Pb:	presión base, lb/pg ²
P1:	presión a la salida de la tubería, lb/pg ²
P2:	presión en la entrada de la tubería, lb/pg ²
Q:	perdidas de calor, Joules
Qb:	Gasto en Tb y Pb, STB/día
Q:	Gasto de aceite, STB/día
R:	Constante de los gases
T:	temperatura media, K
Tb:	temperatura base, K
U:	coeficiente de pérdida de calor total
V:	velocidad del fluido, m/s
V_{min}:	velocidad mínima para líquidos pies/seg
Z:	factor de compresibilidad del gas

BIBLIOGRAFÍA

CAPÍTULO I. Generalidades.

- ⇒ D. Evans: *"Manifestaciones someras: su utilidad en la exploración profunda"*, Oilfield Review (Primavera de 2003), pag. 2-13.
- ⇒ L. J. Armstrong, P. Jean and G. Puz: *"Deepwater development enviromental issues and challenges"*, artículo SPE 73873, 2002.
- ⇒ C. Kallaur: *"The deepwater Gulf of Mexico: Lessons learned"*, International Conference on Deepwater Exploration and Production, 2001.
- ⇒ G. Cuvillier, S. Edwards, G. Denyer, J. E. Mendonca, B. Theuveny and C. Vise: *"Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas"*, Oilfield Review (Verano de 2000), pag. 2-19.
- ⇒ P. A. Abbott, R. B. D'Souza, I. C. Solberg and K. Eriksen: *"Evaluating deepwater development concepts"*, artículo SPE 28679, 1994.
- ⇒ V.C. Eissler and R. E. McKee: *"Offshore production operations"*, artículo SPE 13944, 1985.

CAPÍTULO II. Estructuras de superficie.

- ⇒ *"Industry pressing FPSO contractors for 'standardized' solutions"*, revista Offshore mayo 2003, pag. 96.
- ⇒ J. Maksound: *"Deepwater Nautilus sets another world record in the GoM"*, revista Offshore octubre 2002.
- ⇒ B. F. Ronalds and E. F. H. Lim: *"Deepwater production with surface trees: Trends in facilities and risers"*, artículo SPE 68761, 2001.
- ⇒ B. F. Ronalds and E. F. H. Lim: *"Evolution of the production semisubmersible"*, artículo SPE 63036, 2000.

- ⇒ G. Delgado-Saldivar: *"Floating production and offloading vessels with dynamic positioning: An approach for the future"*, artículo SPE 58973, 2000.
- ⇒ B. F. Ronalds and E. F. H. Lim: *"FPSO trends"*, artículo SPE 56708, 1999.
- ⇒ N. Knowles and J. R. Selwa: *"FPSO's lessons learned"*, artículo SPE 56908, 1999.
- ⇒ I. H. Brooks and J. P. Carroll: *"Drilling and production from a floating SPAR"*, artículo SPE 28699, 1994.
- ⇒ J. H. Delgado, P. R. Erb and G. Moe: *"TLP production risers for 1,200m water depth"*, artículo SPE 15882, 1988.
- ⇒ L. E. Reimert: *"A system for tieback of subsea wells to fixed platforms"*, artículo SPE 8314, 1981.
- ⇒ R. G. Goldsmith: *"A TLP well design"*, artículo SPE 9412, 1980.

CAPÍTULO III. Líneas de flujo en aguas profundas.

- ⇒ E. I. Heng, B. F. Ronalds and T. J. Edwards: *"The deepwater subsea tieback option for future oil and gas production in Australia"*, artículo SPE 64485, 2000.
- ⇒ Y. Zhang, B. Chen, L. Qiu, T. Hill and M. Case: *"State of the art analytical tools improve optimization of unbonded flexible pipes for deepwater environments"*, artículo OTC 15169, 2003.
- ⇒ C. McKinnon and J. P. Kenny: *"Design, material and installation considerations for ultra deepwater pipelines"*, artículo SPE 56910, 1999.
- ⇒ D. N. McDonald, D. J. Sullivan and H. S. Choi: *"The next generation J-Lay system"*, artículo SPE 39848, 1998.
- ⇒ B. A. Carter and B. F. Ronalds: *"Deepwater riser technology"*, artículo SPE 50140, 1998.
- ⇒ H. Howells and S. A. Hatton: *"Riser selection for deepwater floating production systems"*, Deepwater Technology Congress, 1995.
- ⇒ F. K. Lim and B. V. G. Manning: *"Snorre field TLP rigid riser system: An overview"*, artículo SPE 23086, 1991.
- ⇒ N. N. Panicker and I. R. Yancey: *"Deepwater production riser"*, artículo SPE 12533, 1984.

- ⇒ K. R. Friman, S. T. Uyeda and H. Bidstrup: "*First reel pipelay ship under construction: Applications up to 16 inch diameter pipe 3,000 feet os water*", artículo SPE 3069, 1978.

CAPÍTULO IV. Sistemas submarinos de producción.

- ⇒ M. Horn, F. Coudeville and E. Bernal: "*Other: A 21km subsea tieback with dual electric submersible pumps*", artículo SPE 87902, 2004.
- ⇒ E. Birkeland, J. Jernsletten and G. Olsen: "*An efficient wellstream booster solution for deep and ultradeepwater oil fields*", artículo OTC 16447, 2004.
- ⇒ D. Devegowda and S. L. Scott: "*An assesment of subsea production system*", artículo SPE 84045, 2003.
- ⇒ J. Michaelsen: "*Innovative technology for ultradeepwater gravity-based separators*", artículo OTC 15175, 2003.
- ⇒ C. H. Rawlins: "*The case of compact separation*", artículo SPE 80994, 2003.
- ⇒ C. Rigaiil, C. Streicher and M. N. Lingelem: "*Inlet diverter improves split flow separator efficiency on floating facilities*", revista Offshore mayo 2003, pag.127.
- ⇒ O. Johansen and E. Leporcher: "*Deepwater separation: What could be the use of it?*", artículo SPE 71549, 2001.
- ⇒ K. E. Arnold: "*Designing tomorrow's compact separation train*", artículo SPE 56644, 1999.
- ⇒ K. S. Johal, C. E. Teh and A. R. Cousins: "*An alternative economic method to riserbase gas lift for deepwater subsea oil/gas field developments*", artículo SPE 38541, 1997.
- ⇒ A. Al-Mashgari and S. Breit: "*Subsea electrical submersible pumps at large step-out distances*", artículo SPE 38537, 1997.
- ⇒ J. E. Mendonca: "*The first installation of an electrical submersible pump in a deepwater well offshore Brazil*", artículo SPE 38533, 1997.
- ⇒ S. MacFarlane: "*Gannet E: The world's longest subsea ESP Tie-back*", artículo SPE 38534, 1997.

- ⇒ A. C. Baker and J. H. Entress: "*The VASPS subsea separation and pumping system applied to Marginal field developments*", artículo SPE 23049, 1991.
- ⇒ P. A. Scott and M. Bowring: "*Electrical submersible pumps in subsea completions*", artículo SPE 23050, 1991.
- ⇒ A. C. Baker and D. C. Lucas-Clements: "*Application of subsea separation and pumping to marginal and deepwater field developments*", artículo SPE 20698, 1990.
- ⇒ B. W. Songhurst and W. G. Edwards: "Subsea separation: An economic production method for sub marginal fields", artículo SPE 19228, 1989.

CAPÍTULO V. Aseguramiento del flujo.

- ⇒ K. A. Esaklul, G. Fung, G. Harrison and R. Perego: "*Active heating for flow assurance control in deepwater flowlines*", artículo OTC 15188, 2003.
- ⇒ W. Furlow: "*BP taps LDHI's for ETAP flow assurance*", revista Offshore mayo 2003, pag. 89.
- ⇒ L. M. Frostman and D. L. Crosby: "*Flow assurance using LDHI's: Deepwater experience, ultradeep challenges*", artículo publicado por Baker Hughes, 2002
- ⇒ B. Fu and S. Neff: "*Application of low-dosage hydrate inhibitors in deepwater operations*", artículo SPE 78823, 2002.
- ⇒ B. Fu, L. M. Cenegy and S. Neff: "*A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor*", artículo SPE 65022, 2001.
- ⇒ J. E. Paez, R. Blok, H. Vaziri and M. R. Islam: "*Problems in hidrates: mechanisms and elimination methods*", artículo SPE 67322, 2001.
- ⇒ L. M. Frostman and J. L. Przybylinski: "*Successful aplicaciones of anti-agglomerant hydrate inhibitors*", artículo SPE 65007, 2001.
- ⇒ J. E. Paez, R. Blok, H. Vaziri and M. R. Islam: "*Problems in gas hidrates: Practical guidelines for field remediation*", artículo SPE 69424, 2001.
- ⇒ Y. D. Chin, R. Perera, C. N. Prescott and R. E. Cain: "*Termal Performance of an Insulated Múltiple Flowline Bundle Using Active Heating*", artículo SPE 58971, 2000.

- ⇒ E. Duret and E. Lebreton: "*Pipeline Bundles Model Implemented Into a Multiphase Flow Model*", artículo SPE 62948, 2000.
- ⇒ S. Ramachandran, P. Breen and R. Ray: "*Chemical Programs Assure Flow and Prevent Corrosion in Deepwater Facilities and Flowlines*", artículo publicado por Baker Hughes, 2000.
- ⇒ Y. F. Makogon, T. Y. Makogon and S. A. Holditch: "*Gas Hydrate Formation and Dissociation with Thermodynamic and Kinetic Inhibitors*", artículo SPE 56568, 1999.
- ⇒ G. F. Mitchell and L. D. Talley: "*Application of kinetic hydrate inhibitor in black oil flowlines*", artículo SPE 56770, 1999.
- ⇒ N. J. Phillips and M. Grainger: "*Development an application of kinetic hydrate inhibitors in the North Sea*", artículo SPE 40030, 1998.
- ⇒ C. B. Argo, R. A. Blain, C. G. Osborne and I. D. Priestley: "*Commercial deployment of low dosage hydrate inhibitors in a Southern North Sea 69 kilometer wet-gas subsea pipeline*", artículo SPE 37255, 1997.
- ⇒ M. A. Kelland, T. M. Svartaas and L. Dybvik: "*Studies on new gas hydrate inhibitors*", artículo SPE 30420, 1995.
- ⇒ M. A. Kelland, T. M. Svartaas and L. Dybvik: "*A new generation of gas hydrate inhibitors*", artículo SPE 30695, 1995.
- ⇒ M. T. Rubel and D. H. Broussard: "*Flowline insulation requeriments for deepwater subsea pipelines*", artículo SPE 28481, 1994.
- ⇒ J. Davalath and J. W. Barker: "*Hydrate inhibition design for deepwater completions*", artículo SPE 26532, 1993.

Páginas de Internet.

- ⇒ www.deepwater.com
- ⇒ www.spe.org
- ⇒ www.petrobras.com
- ⇒ www.delmarus.com

- ⇒ www.fmckongsbergsubsea.com
- ⇒ www.camerondiv.com
- ⇒ www.bakerhughes.com
- ⇒ www.halliburton.com
- ⇒ www.offshore-mag.com
- ⇒ www.oilstates.com
- ⇒ www.slb.com/oilfield
- ⇒ www.ariesmarine.com
- ⇒ www.gvaconsultants.com