



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

**“INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LA APLICACIÓN DE
LOS SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN TIPO
TIEBACK”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
ÁREA: INDUSTRIAL**

**PRESENTA:
JUAN REYES SERRATO**

**ASESOR INTERNO:
ING. IRMA VELÁZQUEZ GONZÁLEZ**

**ASESOR EXTERNO:
M. EN I. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**

MÉXICO 2010





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A dios: por darme la oportunidad de vivir cada día con una variedad de sentimientos que me han ayudado a apreciar las cosas y momentos bellos de este mundo.

A mis padres: que forjaron en mi los principios y valores que me caracterizan como persona, por brindarme un hogar cálido y enseñarme que la perseverancia y el esfuerzo son el camino para lograr objetivos.

A mis hermanos: por confiar en mí y compartir momentos gratos.

A los M. en I. José Luis Barrón Villafaña y Ana Bertha González Moreno: por su asesoramiento científico y ético, así como el estímulo que me brindaron para seguir creciendo intelectual y profesionalmente. Dios los bendiga.

A mis amigos: por su continuo aliento y afecto.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP): por la atención recibida y material para la realización de este trabajo de tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y maestros: no solo por todo el conocimiento y la formación recibida, sino por la calidad humana que tienen.

A Pamela Alvarado Uribe: por todo el cariño y apoyo incondicional que me ha brindado.

Oigo y olvido, veo y recuerdo, hago y comprendo.

Confucio.

Índice

Ingeniería conceptual de la aplicación de los sistemas submarinos de producción tipo tieback

Tabla de contenido

Introducción	ix
Capítulo 1: Antecedentes y conceptos teóricos.....	1
1.1 Definición de aguas por su tirante	1
1.2 Zonas de producción costa afuera	3
1.3 Exploración y producción de campos de hidrocarburos.....	5
1.4 Clasificación de plataformas	6
1.5 Uso y pronóstico de plataformas y sistemas flotantes	9
1.6 Definición del sistema submarino de producción.....	10
1.7 Pronóstico de instalación de los sistemas submarinos de producción.....	11
1.8 Definición del tieback submarino.....	12
Capítulo 2: Sistemas submarinos de producción	13
2.1 Sistema de pozo (perforación, terminación y producción).....	15
2.1.1 Perforación.....	15
2.1.2 Terminación submarina.....	16
2.1.3 Cabezal submarino	17
2.1.4 Árbol de producción.....	18
2.2 Equipamiento submarino.....	19
2.2.1 Equipo estático.....	20
2.2.2 Equipo dinámico.....	25
2.2.3 Procesamiento submarino	27
2.3 Sistemas de control	27
2.3.1 Superficie.....	28
2.3.2 Submarinos.....	31
2.4 Aseguramiento de flujo.....	35
2.5 Criterio de diseño para los equipos submarinos.....	35
Capítulo 3: Arquitectura Submarina	41
3.1 Arquitectura submarina tipo <i>tieback</i>	41
3.1.1 Criterios de selección	41

3.2	<i>Satellite</i>	43
3.3	<i>Daisy chain</i>	43
3.4	PLEM.....	44
3.5	<i>Template</i> o plantilla.....	45
3.6	<i>Cluster</i>	45
3.7	<i>Drill center</i>	46
Capítulo 4: Características del Golfo de México		48
4.1	Localización, tamaño y profundidad	48
4.2	Geología	49
4.3	Corrientes y circulación	51
4.4	Norma NRF-003-PEMEX	52
4.5	Comparación de las condiciones oceanográficas.....	53
Capítulo 5: Campos tipo tieback en el Golfo de México		57
5.1	Tendencias y áreas	57
5.2	Campos tieback	60
Capítulo 6: Perspectivas en México		95
6.1	Posibilidades de México en aguas profundas del GoM	95
6.2	Estado actual de PEMEX.....	97
6.3	Aplicación de tecnología submarina en México.....	99
6.4	Futuras instalaciones en México	99
6.5	Costos y tiempo de ejecución	100
Capítulo 7: Retos del tieback.....		103
7.1	Retos Técnicos:.....	103
7.2	Retos no técnicos	105
Conclusiones y recomendaciones		107
Abreviaciones		109
Lista de figuras		110
Lista de gráficas		111
Lista de tablas.....		111
Bibliografía		113

Introducción

La industria petrolera ha cubierto la demanda mundial de hidrocarburos desde el principio de su historia, primero con los campos en tierra y posteriormente con los campos en aguas someras buscando siempre cubrir esa creciente demanda. Por esta razón los especialistas han dirigido su mirada a profundidades que son superiores a los 500 metros, pero que presentan ambientes cada vez más severos para los equipos.

A medida que los campos se iban desarrollando, se tuvieron que encontrar soluciones técnicas para enfrentar y soportar los retos ambientales y de producción en las diferentes localidades de los campos. Estos retos siempre han sido superados con la aplicación de innovaciones tecnológicas y de la adaptación de ésta última, que se ha visto no sólo en el equipo instalado sobre el nivel del mar, sino en la instalación del equipo en el lecho marino, conocido a nivel mundial como *subsea production system*.

El equipo submarino de producción, por su traducción al español, ha presentado una serie de ventajas sobre los equipos instalados en superficie, entre las más importantes está evitar las condiciones metaoceánicas de la superficie, a pesar de ello, los especialistas de varias áreas de estudio afrontan en conjunto el diseño y selección de los equipos que tienen que soportar las condiciones de presión, temperatura, corrientes y posibles deslaves en el lecho marino.

Este equipo se puede distribuir de varias formas dependiendo de las características particulares de los campos, que dan como resultado diversos tipos de arquitecturas submarinas siendo una de éstas el *"tieback"*. En el ámbito internacional ésta denominación es utilizada para incorporar la producción de campos que se encuentra fuera del alcance directo de la instalación y envía los hidrocarburos desde el lecho marino hacia la superficie, ya sea tierra o plataforma (fija o flotante).

El objetivo principal de este trabajo de tesis es proporcionar el conocimiento técnico, identificar las áreas técnicas que intervienen en la definición y selección de las tecnologías que son aplicadas en proyectos de explotación de campos en aguas profundas enfocadas en el Golfo de México, así como proporcionar criterios y avances tecnológicos que se aplican en E.U. y que podrían presentarse como una solución técnica para México, debido a que las condiciones de explotación de los campos son muy similares.

Capítulo 1: Antecedentes y conceptos teóricos

La industria petrolera tiene su inicio el día 27 de agosto de 1859 con el pozo Drake de Titusville, ubicado en Pensilvania, Estados Unidos[1], a partir de ese momento se incrementó la demanda de hidrocarburos y muchos países comienzan la búsqueda de campos ubicados en tierra para su explotación.

Alrededor de 1891 se realizó el primer pozo submarino en aguas dulces, fue perforado en Grand Lake St. Marys en Ohio, EU. Posteriormente en 1901, cerca de 100 campos más se encontraban produciendo. En 1896 se perforó el primer campo en aguas saladas ubicado en Summerland Field que se extiende bajo el canal de Santa Barbara, California, sobre un muelle a 76 m (249 ft) de distancia de la costa.[2]

A medida que se empezó a perfeccionar la tecnología para instalaciones costa afuera, debido a nuestra creciente necesidad de hidrocarburos, los hemos buscado en lugares cada vez más remotos, ubicados a mayores profundidades y distancias; en los cuales las instalaciones se enfrentan a grandes retos como son: condiciones metaoceánicas, tirantes de agua, condiciones climatológicas, altas presiones y temperaturas, etc.

Dichas dificultades han sido superadas y gracias a ello se cuenta hoy en día con instalaciones que alcanzan profundidades de 2,934 m (9,626 ft) y distancias de 143 km (89 millas) en instalaciones costa afuera para los proyectos Perdido y Snøhvit, respectivamente.

1.1 Definición de aguas por su tirante

Los expertos en la industria petrolera clasifican las aguas según su profundidad en: someras, profundas y ultra-profundas. Aunque dicha clasificación es a nivel mundial, cada país cuenta con una institución propia que define y determina los criterios particulares que caracterizan a cada una de ellas.

Capítulo 1

Por ejemplo, Estados Unidos de América cuenta con la *Mineral Management Service* (MMS) como la institución que define las profundidades para las aguas someras, profundas y ultra-profundas las cuales son:

Tabla 1.1: Definición de aguas según la MMS en los EUA [3]

Definición de aguas según la MMS en los EUA			
Unidades	Aguas someras	Aguas profundas	Aguas ultra-profundas
(m)	< 310	310 – 1500	> 1500
(ft)	< 1000	1000 – 5000	> 5000

En México la institución que define estas profundidades es Petróleos Mexicanos (PEMEX) quien modifica el tirante de agua para aguas someras, siendo superior para aguas someras y mantiene iguales el resto de las profundidades como se observa en la Tabla 1.2:

Tabla 1.2 Definición de aguas según PEMEX en México [4]

Definición de aguas según PEMEX en México			
Unidades	Aguas someras	Aguas profundas	Aguas ultra-profundas
(m)	< 500	500 – 1500	> 1500
(ft)	< 1613	1613 – 5000	> 5000

La *American Petroleum Institute* (API) en su norma 17A¹ define las profundidades como se observa en la Tabla 1.3:

Tabla 1.3 Definición de aguas según API en su norma 17 A [5]

Definición de aguas según API en su norma 17 ^a			
Unidades	Aguas someras	Aguas profundas	Aguas ultra-profundas
(m)	< 610	610 – 1500	> 1830
(ft)	< 2000	2000 – 5000	> 6000

¹Identificada también como ISO 13628

Capítulo 1

Se puede observar, con respecto a México y EU, que la API refleja una gran diferencia en las definiciones de profundidad; siendo el doble de lo que maneja la MMS en aguas someras y una cuarta parte de profundidad para México, en aguas ultra-profundas con una diferencia de 310 m (1000 ft) de profundidad para ambos países.

Sin embargo, la aplicación de la normatividad rige el diseño de los equipos, así que cada compañía seleccionará la que mejor le sea conveniente para su aprobación del proyecto de desarrollo del campo.

1.2 Zonas de producción costa afuera

La Figura 1.1 nos muestra en amarillo los campos que actualmente producen en aguas profundas y las futuras instalaciones en color rojo. Las principales localidades productoras costa afuera son el Golfo de México, la costa occidental de África, la costa este de Brasil. Otras aéreas de producción costa afuera incluyen el Mar del Norte, el sureste de Asia, el Mar Caspio, el Mar Mediterráneo, el lago de Maracaibo (Venezuela), las costas de Australia y las costas de la India.[6]



Figura 1.1: Zonas marinas productoras [7]

Capítulo 1

Los principales productores en aguas profundas son: Estados Unidos, Noruega, Brasil, Nigeria, Angola, Egipto, Reino Unido, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial. [8]

Brasil es el país que cuenta con el mayor número de Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (en inglés *Floating Production, Storage and Offloading*, FPSO), junto con algunos países africanos y asiáticos para la extracción de crudo y gas en aguas profundas y ultra-profundas. Brasil piensa instalar el primer FPSO para EU en el Golfo de México para el año 2010, el Pioneer. [9]

Por su parte, Estados Unidos ha explorado e instalado una gran cantidad de plataformas en el Golfo de México, estableciendo una gran cantidad de records tanto en profundidad y distancia a lo largo de su campaña de exploración y producción. Además, es uno de los principales motores tecnológicos en instalaciones costa afuera; su proyecto más reciente, poseedor del actual record de profundidad para un sistema submarino, es el campo Silvertip del proyecto Perdido.

Noruega y Reino Unido (Inglaterra) se especializan en sistemas submarinos ubicados a grandes distancias, como el del proyecto Penguin A-E que se encuentra a 69.8 km (43.4 millas) de distancia y Snøhvit con 143 km (89 millas) de distancia. Ambos países cuentan con una gran cantidad de instalaciones ubicadas en el Mar del Norte. Estas dos naciones, junto con EUA, son pioneros con respecto a instalaciones costa afuera.

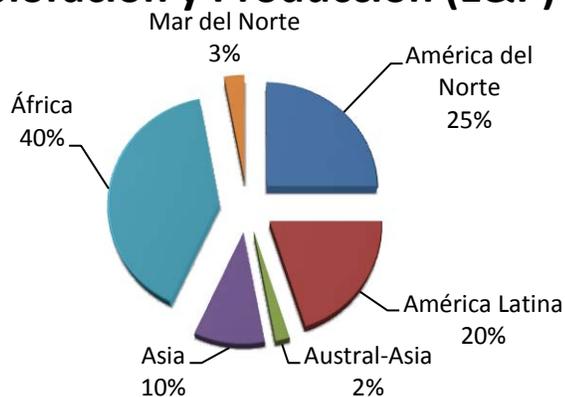
Filipinas cuentan con instalaciones en aguas profundas desde el año 2001 con el proyecto Malampaya que consta de siete arboles para un campo homónimo, dos para el campo Camago y uno para el Malampaya Contingency a 850 m (2,789 ft) de profundidad. [10]

Nigeria, Angola, Guinea Ecuatorial y Egipto cuentan, al igual que el resto de los países africanos, con una gran cantidad de sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga o FPSO's para la extracción de hidrocarburos. Algunos de los proyectos más importantes son el Simian/Sienna a 1,050 m (3,445 ft) de profundidad perteneciente a Egipto, Usan a 750 m (2,460 ft) de Nigeria, Ceiba a 700 m (2,296 ft) de Guinea Ecuatorial y Girasol perteneciente a Angola a 1,292 m (4,238 ft).¹¹ La mayoría de los países africanos descubrieron los campos en aguas profundas en la década de los 90's, pero por varias razones políticas y económicas no pudieron ser explotados hasta años posteriores al 2003, a excepción de Guinea Ecuatorial que inicio en el año de 1996 con el proyecto Zafiro. [12]

1.3 Exploración y producción de campos de hidrocarburos

La exploración y producción (E&P) es actualmente muy activa en el oeste de África que ocupa aproximadamente el 40% de la E&P a nivel mundial.¹³ América del Norte ocupa el segundo lugar con el 25% y la principal localidad es el Golfo de México, explorado y explotado en gran medida por Estados Unidos. América Latina cuenta con Brasil como principal exponente con el 20%, Asia con el 10% ocupando el tercer lugar, el Mar del Norte con el 3% y Austral-Asia en el quinto con el 2%. Gráfica 1.1.

Exploración y Producción (E&P)



Gráfica 1.1: Exploración y producción [14]

La explotación de los campos ubicados en aguas profundas, someras y/o ultra-profundas requieren normalmente de las instalaciones costa afuera y equipos submarinos que en forma esquemática son mostrados en la Figura 1.2. Dichas instalaciones pueden ser de producción y/o inyección, dependiendo del plan de explotación y producción del campo. El pozo de producción inicia con la explotación del pozo hacia el equipo e infraestructura instalada sobre el lecho marino y conducido a través de las líneas de flujo hasta llegar directamente a la instalación de procesamiento que puede ser plataforma y/o tierra, bajo una arquitectura previamente seleccionada para su proceso. La energía eléctrica e hidráulica se suministra desde la plataforma de procesamiento o tierra, según sea el caso, a través del umbilical para ser distribuida en los equipos de control submarino.

Capítulo 1

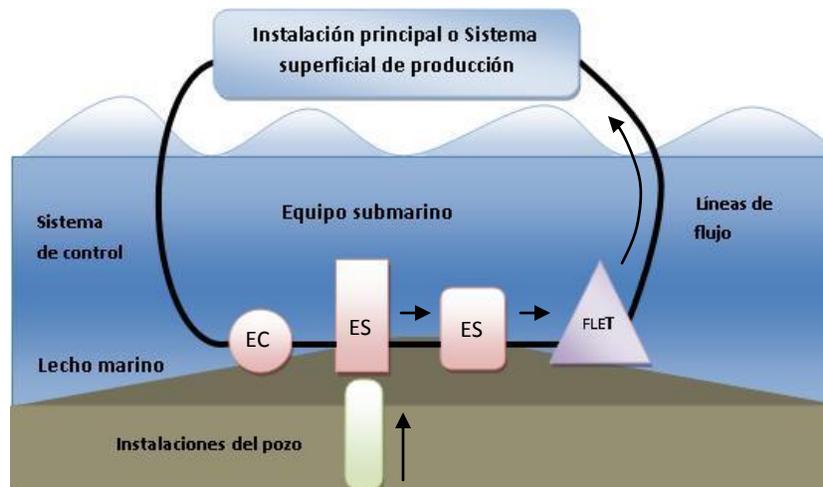


Figura 1.2: Clasificación general de un Sistema Submarino de Producción [15]

Las instalaciones de procesamiento principales o sistemas superficiales de producción costa afuera, llámense: FPSO, Tension Leg Platform (TLP), Semi-sumergible, Spar, plataformas fijas o las instalaciones en tierra, albergan lo que se conoce como equipo superficial o *topside* en inglés.

Dentro de los equipos superficiales se encuentran: los sistemas de procesamiento de hidrocarburos, los sistemas de monitoreo y control, generación, entre otros. El equipo submarino es aquel que se aloja bajo el nivel del mar y se fija en el lecho marino.

1.4 Clasificación de plataformas

Dependiendo de la profundidad a manejar se pueden utilizar las plataformas fijas para aguas con tirantes no mayores a los 610 m (2,000 ft) o, las flotantes, utilizadas generalmente para profundidades mayores.

Las instalaciones costa afuera deben ser seleccionadas con base a los criterios de diseño, por citar algunos: la profundidad, los datos oceanográficos, el equipo requerido en superficie, el programa de fabricación e instalación y la frecuencia con la que se les prestará el servicio de mantenimiento, entre otras cosas. La Tabla 1.4 muestra la clasificación general de las plataformas:

Capítulo 1

Tabla 1.4 Clasificación de plataformas ¹⁶

Clasificación de plataformas	
✓ Fijas	✓ Flotantes
➤ Compliant	➤ FPSO
➤ Jacket	➤ Semi-sumergibles
	➤ Spars
	➤ TLP

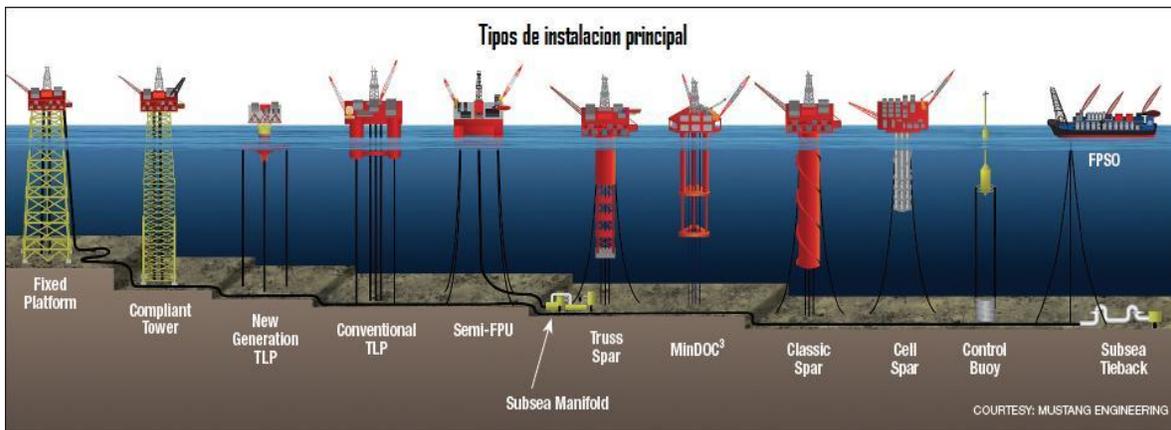


Figura 1.3: Tipos de plataformas [17]

Las plataformas tipo Compliant, o aligeradas, son plataformas con estructura de acero sujeta al lecho marino; las profundidades que pueden manejar van de 300 m (1,000 ft) como la del proyecto Lena Guyed Tower, instalada en 1983 en el Golfo de México perteneciente a Estados Unidos (US GoM), hasta la profundidad record de 531 m (1,742 ft) del proyecto Petronius localizado en US GoM en el año 1998. [18]

Las plataformas tipo Jacket al igual que las Compliant se encuentran sujetas al lecho marino con estructura rígida; se denomina así debido a que en su interior las piernas alojan a los pilotes, éstos forman un sistema de camisa. Los tirantes de agua que maneja van de 313 m (1,026 ft) tal como en el proyecto Cognac del año 1978 localizada en US GoM, hasta una profundidad record perteneciente al proyecto Bullwinkle de 413 m (1,353 ft) localizada en US GoM en el año 1991. [19]

Capítulo 1

Tanto las plataformas Compliant como las Jacket no son factibles para tirantes de agua mayores a 610 m (2,000 ft), debido a que el costo de la estructura e instalación no serían rentables por su elevado costo.

Dentro de las plataformas flotantes se encuentra el diseño original *conventional* TLP y *classic* SPAR y, las nuevas variantes: *new generation* TLP, *truss* SPAR y *cell* SPAR que son adaptaciones de diseño que permiten mayor estabilidad de las mismas y amplían su rango de tirante de agua para su instalación y operación.

Las plataformas flotantes de tipo TLP son estructuras ancladas al fondo marino por cables sujetos a tensión; las profundidades que maneja van de 148 m (486 ft), como la del proyecto Hutton en 1984 ubicada en el Mar del Norte, hasta la alcanzada por el proyecto Magnolia con una profundidad record de 1,425 m (4,674 ft) ubicada en US GoM en el año 2005. [20]

Las plataformas SPAR, también llamadas *Deep Draft Caisson Vessel* (DDCV), *Deep Draft Floater* (DDF), o *Single Column Floater* (SCF), son un invento original de *Deep Oil Technology* (FLoaTEC). [21] Tienen cuerpos alargados que se llenan de agua, nivelando la plataforma según los requerimientos de altura e inclinación. Los tirantes que manejan van de 588 m (1,930 ft), en el año 1996 en el campo Neptune ubicado en US GoM, hasta el record actual de profundidad perteneciente al proyecto Perdido ubicado en US GoM en el año 2009 con 2,383 m (7,818 ft); cabe mencionar que 17 de las 18 plataformas SPAR se han instalado en US GoM. [22]

Por otra parte, existen las plataformas semi-sumergibles las cuales pueden alcanzar mayores tirantes de agua al igual que las SPAR; como el proyecto Independece Hub que cuenta con la profundidad record para este tipo de plataformas y, el record de profundidad con un tirante de 2,415 m (7,920 ft) ubicado en US GoM en el año 2007. La profundidad mínima es del proyecto Argyll con una profundidad de 80 m (263 ft) ubicada en el Mar del Norte en el año 1975. [23]

Los FPSO's, o Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga, son buques cargueros normalmente convertidos, que cuentan con las instalaciones de proceso. Además, cuentan con una ventaja moderada para entornos que no cuentan con mercados fijos de producción; no necesita mucha estructura de tuberías (áreas remotas) y campos con una vida productiva corta. [24] Ningún FPSO se ha instalado en GoM pero se tiene contemplado uno que será instalado por

Capítulo 1

Petrobras para el desarrollo de los campos Cascade y Chinook a 2,690 m (8,877 ft) de tirante de agua en el año 2010. [25]

El proyecto Didon es el FPSO poseedor del actual record de profundidad para este tipo de instalación con 1,994 m (6,540 ft), ubicado en Túnez en el año 2006. La mínima es del proyecto denominado Castellon ubicado en el Mar Mediterráneo, en territorio español durante el año 1977, con una profundidad de 117 m (384 ft). [26]

1.5 Uso y pronóstico de plataformas y sistemas flotantes

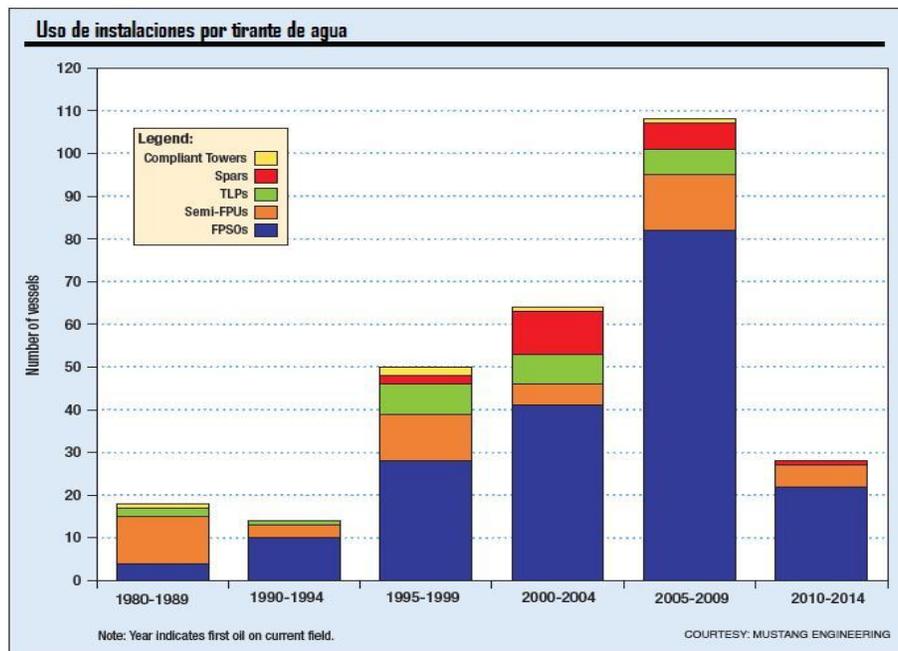
Actualmente, existen muchas instalaciones superficiales a nivel mundial y muchas se diseñan tanto para ampliación como para desarrollo. La Tabla 1.5 muestra el número de instalaciones existentes hasta el momento, la cifra asciende a un total aproximado de 6,247 instalaciones a nivel mundial. [27]

Tabla 1.5 Estructuras en el mundo [28]

Tipo de estructura	Número de estructuras	Profundidad (ft)	Profundidad (m)
Estructuras fijas	~ 6,000	40 – 1,353	12 – 413
Compliant (profundidad >1,000 ft)	5	1,000 – 1,742	305 – 531
TLP's	22	482 - 4,674	147 – 1,425
SPAR	18	1,950 -7,818	594 – 2,383
Semi-sumergibles	45	262 - 7,920	80 – 2,415
FPSO's	159	66 – 6,540	20 – 1,994
Sistemas submarinos tipo Tieback	3,623 +	49 – 9,626	15 – 2,934

La *Offshore Magazine* pronostica que, a partir del año 2010 al 2014, se verá un desuso de las plataformas fijas y TLP's debido a la falta de campos rentables en aguas someras y porque los campos futuros se encuentran en entornos más severos. Las instalaciones con mayor uso en los próximos años son los FPSO's por ser los más versátiles para aguas profundas y ultra-profundas, junto con las semi-sumergibles y en menor escala las SPAR. [29]Gráfica 1.2.

Capítulo 1



Gráfica 1.2: Uso y pronóstico de plataformas [30]

1.6 Definición del sistema submarino de producción

Un sistema de producción es el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sean plataformas fijas/flotantes o tierra. [31] Denominado a nivel mundial en inglés como *subsea production system*.

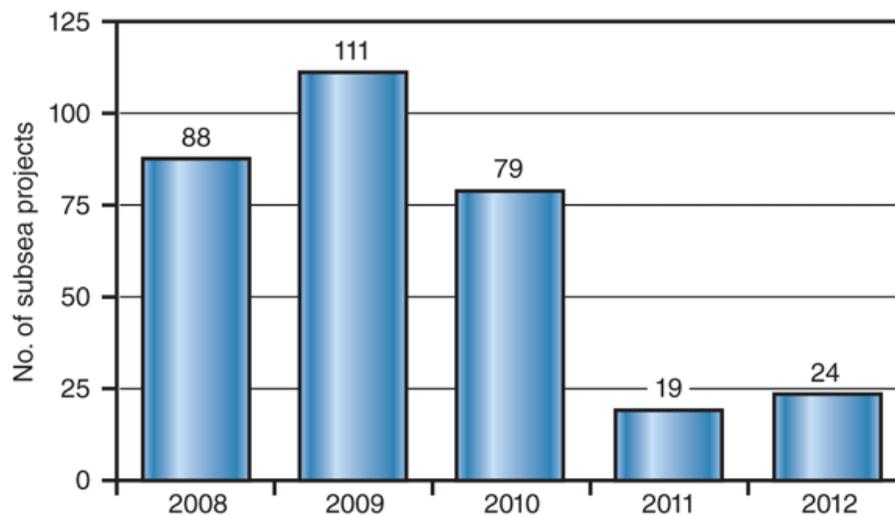
En la actualidad, si se piensa en un sistema de explotación o de inyección de pozos costa afuera se debe considerar un equipo submarino de producción debido a que son versátiles y su costo es relativo en comparación con las de una instalación principal, por eso la mayoría de las instalaciones costa afuera cuentan con un sistema submarino conectado.

Sin embargo, los riesgos de operación e instalación deben ser evaluados, así como comprobar que las tecnologías aplicadas sean probadas para asegurar el éxito de su operación, sin olvidar que los diseños comúnmente son “trajes a la medida”, conforme a las características de los fluidos producidos y condiciones del lecho marino.

1.7 Pronóstico de instalación de los sistemas submarinos de producción

La *Offshore Magazine* reporta que para el periodo 2008-2012 un total de 321 proyectos de sistemas submarinos serán instalados a nivel mundial; de los cuales alrededor de 43 estarán en US GoM, 50 en el hemisferio occidental sin incluir a US GoM, 113 en el noroeste de Europa, 10 en el Mar Mediterráneo y el Mar Negro, 59 en el oriente de África, y 37 de ellos en la región Asia/Pacífico, los nueve restantes aún no se identifica su localización. [32]Gráfica 1.3.

Instalaciones submarinas reportadas 2008-2012



Source: ODS-Petrodata Offshore Construction Locator

Gráfica 1.3: Instalaciones submarinas reportadas 2008-2012 [33]

En el año 2008 se instalaron 88 sistemas submarinos, incrementándose en 23 más en el año 2009 con un total de 111. A partir de este año se vió una ligera disminución en el número de instalaciones y se reportaron 79 para el 2010; nueve menos que en el año 2008 y 32 menos que en 2009. Con 19 instalaciones programadas para el 2011 se reporta el menor número de instalaciones programadas, siendo una cuarta parte de las instalaciones realizadas comparado con el año anterior; sin embargo, en el 2012 se incrementará este número con 5 instalaciones más, convirtiéndose en un total de 24.

Capítulo 1

Es importante mencionar que la aplicación tecnológica a nivel mundial tiene la tendencia a utilizar los sistemas submarinos instalados en el lecho marino, con más de 3,623 equipos instalados.

1.8 Definición del tieback submarino

Se conoce como tieback submarino, a la conexión de un campo nuevo que utiliza un sistema submarino y se conecta a una plataforma (fija o flotante) o a tierra, con la característica particular de encontrarse fuera del alcance directo de la instalación superficial; de tal forma que, transforma los campos marginales en activos rentables. [34]

De hecho, en el momento en que muchos de los principales yacimientos accesibles costa afuera alcanzan su madurez, los nuevos descubrimientos tienden a ser menores y, por lo tanto, más desafiantes para explotar de manera rentable.

Muchas empresas impulsan la tecnología tieback para poder producir más hidrocarburo a un menor costo en condiciones de distancias y profundidades mayores. La implementación de los sistemas submarinos tipo tiebacks maximiza la vida de la infraestructura de producción existente, de esa manera se logra la reducción de costos.

Capítulo 2: Sistemas submarinos de producción

Un sistema submarino de producción son el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sean plataformas (fijas, flotantes) o tierra. Denominado a nivel mundial, en inglés, como *subsea production system*.

Para comprender de una manera práctica, cómo está integrado un sistema submarino de producción, los clasificaremos en 4 grupos principales. Se entiende que la palabra “sistema” por definición es: “un conjunto de cosas que relacionadas entre sí ordenadamente contribuyen a determinado objetivo”. [35] Además, implica una serie de procedimientos, metodologías y criterios de diseño y selección en la configuración de la arquitectura submarina.

Los sistemas submarinos de producción se componen por [36]:

1. Sistema de pozo (perforación, terminación y producción):
 - ✓ Perforación
 - ✓ Terminación
 - ✓ Cabezal submarino
 - ✓ Árbol submarino
 - ✓ Sensor de P y T
 - ✓ Inyección de químicos
2. Equipamiento submarino:
 - ✓ Equipo estático
 - Jumper
 - Manifold, PLEM
 - PLET, ILS, SLED, líneas de flujo
 - Ductos de producción
 - Suministro de energía eléctrica
 - Separación
 - ✓ Equipo dinámico
 - Procesamiento (bombeo y compresión)
3. Sistemas de Control
 - ✓ Submarino:
 - Umbilical
 - Módulos de Control
 - Terminación del Umbilical (SUTA)
 - Sistema de distribución (SDU)
 - ✓ Superficie:
 - Terminal del Umbilical en superficie (TUTA)
 - Unidad de Potencia Eléctrica (EPU)
 - Estación de Control Maestro (MCS)
 - Unidad de Inyección de químicos (CIU)
4. Aseguramiento de flujo

Capítulo 2

La distribución y selección de los equipos submarinos obedecen a la mejor solución técnica y económica de una arquitectura submarina, previamente seleccionada en la etapa de planeación del campo.

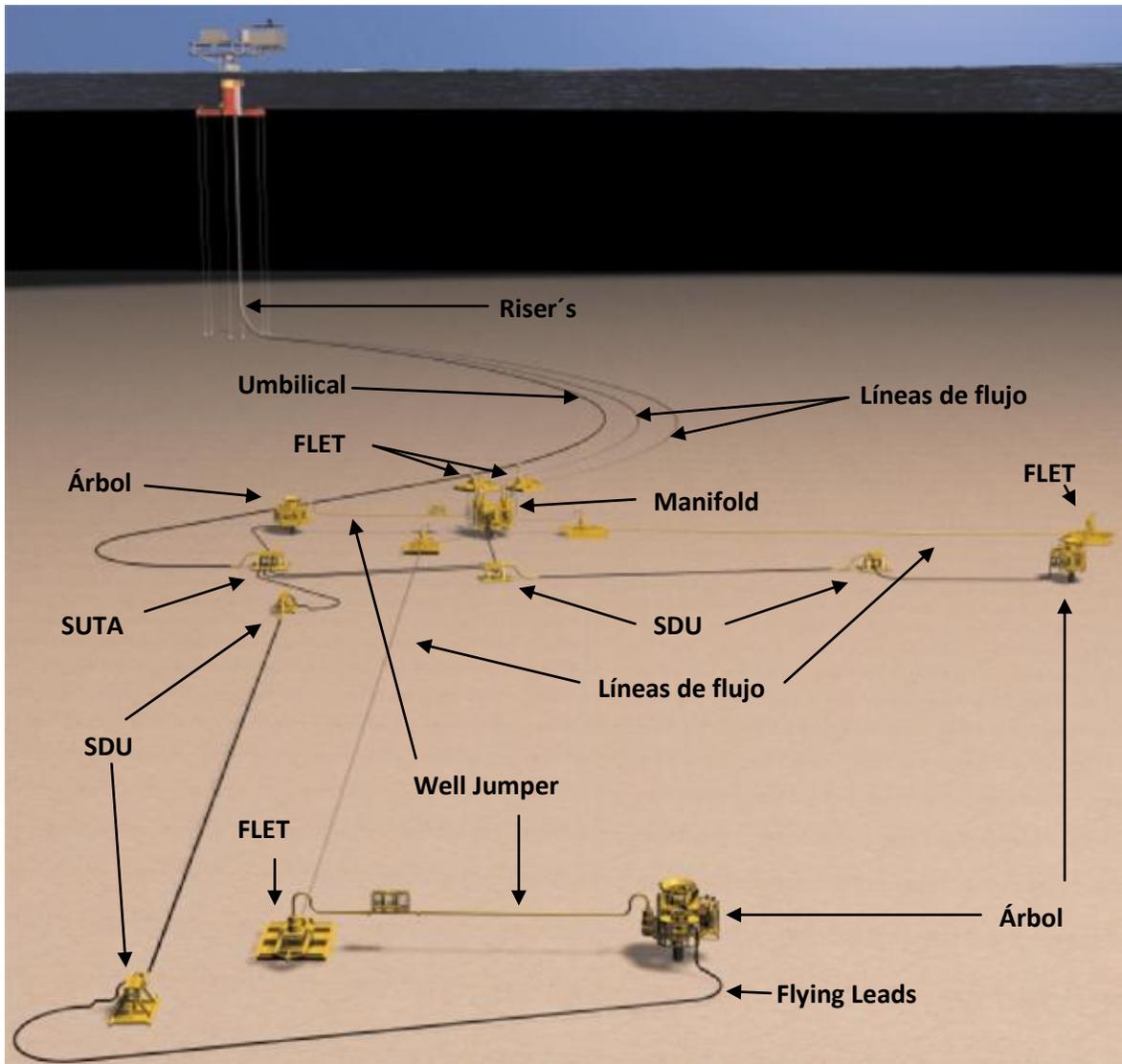


Figura 2.1: Ubicación de componentes en un sistema submarino de producción [37]

2.1 Sistema de pozo (perforación, terminación y producción)

El sistema de perforación, terminación y producción es el conjunto de procedimientos, equipos, tuberías y herramientas que tienen como objetivo llevar la producción de hidrocarburos de forma segura y controlada, desde el yacimiento hasta el lecho marino. El éxito o el fracaso de los proyectos recaen en estos sistemas tanto técnicamente como económicamente.

Las actividades de perforación y terminación de los pozos son realizados con la plataforma de perforación, comúnmente utilizando las plataformas semisumergibles y barcos con posicionamiento dinámicoⁱⁱ.

2.1.1 Perforación

La perforación, por sí sola, es una especialidad técnica cuyo principal objetivo es el de realizar un agujero desde el lecho marino hasta el yacimiento de hidrocarburos, que contendrá todos los elementos que se requieren para la producción de hidrocarburos (tuberías, sensores, válvulas, etc.). [38]

Además de perforar, esta especialidad será la encargada de intervenir el pozo físicamente para proporcionar el mantenimiento, reparación e intervención al pozo, el equipo que se utiliza para la perforación costa afuera puede ser desde plataformas hasta embarcaciones.

Los procesos y técnicas utilizadas en la perforación marina cuentan con los mismos mecanismos que en tierra, sólo que a diferencia de la realizada en tierra, la perforación marina cuenta con una mayor complejidad por las actividades y riesgos en ambientes marinos como: corrientes marinas, vientos, topografía y geotecnia del lecho marino, características del yacimiento, presión y temperatura, presiones del subsuelo, tirante de agua, etc.

ⁱⁱ Es un sistema que sirve para dos propósitos: es capaz de movilizar una embarcación de trabajo y otras unidades flotantes de un sitio a otro, y de mantener la embarcación automáticamente en una posición fija, todo esto vía satélite.

Capítulo 2

2.1.2 Terminación submarina

Una terminación submarina se puede definir como el conjunto de actividades y procedimientos encaminados a la instalación de válvulas, herramientas y tuberías con el propósito de construir una ruta adecuada para que los fluidos producidos del yacimiento alcancen el lecho marino donde se encuentra el cabezal submarino. [39]

La palabra “terminación” aplicada en los sistemas submarinos se encamina a tres actividades fundamentales:

- a) Terminación del pozo, siendo aquella en la cual se perforó el pozo y dejaron las tuberías de revestimiento en las paredes del agujero.
- b) Diseñar e instalar la tubería de producción que comunicará al yacimiento y transportará los fluidos hacia la superficie.
- c) Las actividades de instalar los arboles submarinos sobre el lecho marino. Esta actividad depende del programa de perforación, la configuración de la arquitectura submarina.

Los componentes de una terminación submarina dependen del diseño y de las necesidades que se tengan, dentro de estos componentes y equipos que contiene una terminación submarina se encuentran:

- ✓ Empacadores
- ✓ Válvula de control
- ✓ Medidores
- ✓ Conexiones
- ✓ Herramientas de seguridad
- ✓ Tubería de producción

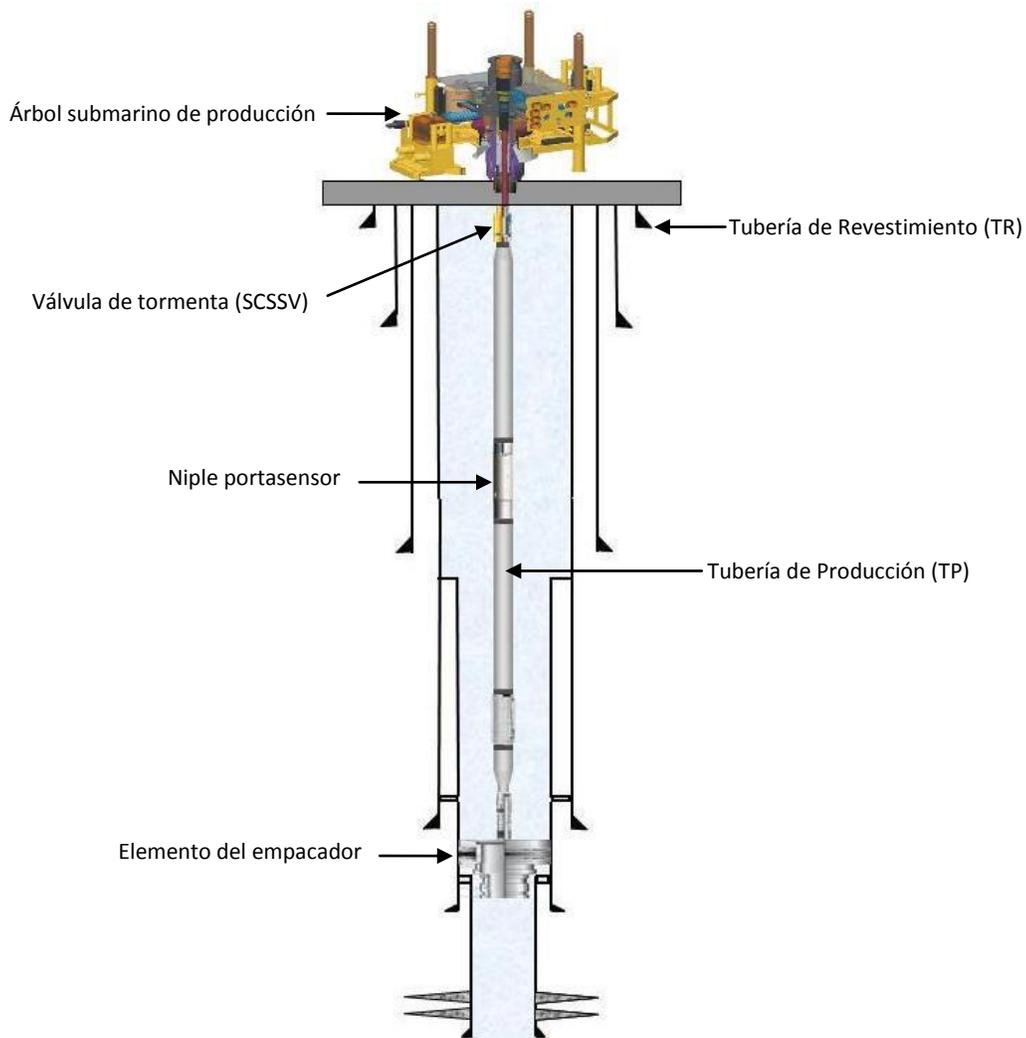


Figura 2.2: Configuración de una terminación [40]

2.1.3 Cabezal submarino

El cabezal submarino (*wellhead* en inglés) es el ensamble de tuberías y equipos requeridos que se instalan en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción de un pozo de gas o aceite, proporcionando una interface entre el pozo y el árbol submarino; así mismo, tiene como propósito apoyar al BOP (*Blow Out Preventer*) mientras se está perforando, apoyar y sellar al árbol submarino y, en algunos casos, soportar y sellar el colgador de tuberías. En la parte superior de dicho cabezal se instala el sistema de árbol submarino. [41, 42]

Capítulo 2

2.1.4 Árbol de producción

El árbol de producción submarina es un equipo instalado en la cabeza del pozo compuesto por un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, que se encargan principalmente de vigilar y controlar la producción de un pozo submarino. [43]

Este equipo es controlado desde la superficie con energía eléctrica e hidráulica, algunos se utilizan para inyección de gas o agua en el yacimiento para ayudar a empujar el hidrocarburo. Existen dos tipos de árbol:

- ✓ Árbol seco o superficial: Cuenta con un arreglo sencillo de válvulas
- ✓ Árbol mojado o submarino: Tiene un bloque sólido para las válvulas

Los árboles secos se instalan en las plataformas fijas que son ancladas al lecho marino, son parecidos a los arboles en tierra, cuentan con el mismo mecanismo de control de producción.

El árbol mojado o submarino es instalado en el lecho marino y conectado al cabezal de pozo. Por su entorno submarino, las válvulas y mecanismo de control se encuentran encasilladas en una caja solida de acero y se controlan desde la instalación principal de producción por medio del sistema de control eléctrico-hidráulico.

Los tipos de arboles submarinos que se encuentran actualmente en el mercado son [44]:

- ✓ Vertical:
 - Las válvulas se localizan dentro del pozo
 - El *Tubing Hanger* (TH), está en el cabezal
 - El árbol se instala después del TH
 - Se instala una tapa externa
 - Los sellos del TH están aislados de los fluidos del pozo
 - Se tiene que retirar el árbol para poder acceder al interior del pozo para mantenimiento

- ✓ Horizontal:
 - Las válvulas se localizan fuera del pozo
 - El TH está arriba del cabezal
 - El árbol se instala antes que el TH
 - Se instalan tapas internas
 - Los sellos del TH están expuestos a los fluidos del pozo
 - Se puede acceder directamente al interior del pozo para mantenimiento

- ✓ Árbol eléctrico (compañía Cameron):
 - Árbol horizontal
 - No usa controles hidráulicos
 - Simplifica diseño, ingeniería y costos en arquitectura al eliminar las líneas hidráulicas de control

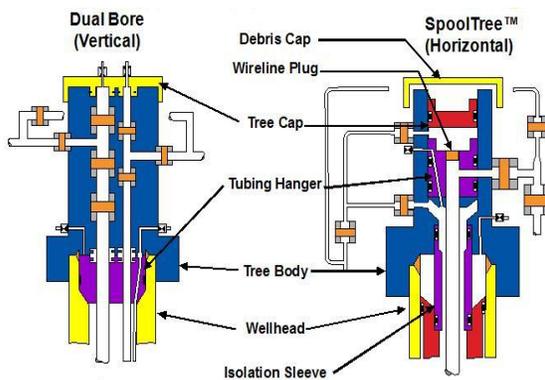


Figura 2-3: Árbol arreglo general [45]



Figura 2-4: Árbol submarino de producción [46]

2.2 Equipamiento submarino

Son aquellos equipos cuya principal función es transportar los hidrocarburos desde el árbol hasta la superficie, diseñados para la operación óptima del campo; respetando una arquitectura submarina seleccionada para la explotación del campo.

Estos equipos se dividen en dos: estático y dinámico.

Capítulo 2

2.2.1 Equipo estático

Son los equipos que no aportan energía extra al fluido, están diseñados para soportar las energías externas (presión, temperatura, etc.), movimientos submarinos (deslizamientos, corrientes, etc.) y esfuerzos en la instalación y mantenimiento.

2.2.1.1 *Manifold*

El *manifold* es una estructura que consiste en un arreglo de válvula, tubos e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura de metal que se utiliza para coleccionar los hidrocarburos de varios pozos y enviarlos, a través de las líneas de flujo hacia la instalación principal o sistema superficial de producción; al igual que el árbol, es controlado con energía eléctrica e hidráulica.⁴⁷

Existen dos tipos de *manifolds* dependiendo del número de pozos a ser conectados:

- ✓ *Pipe Line End Manifold (PLEM)*: sólo se pueden conectar un máximo de 2 pozos localizados alrededor del mismo, este tipo de *manifold* no se conecta a una unidad de terminación PLET/FLET.
- ✓ *Cluster*: se conectan más de 3 pozos localizados alrededor del *manifold*, se conecta a un PLET/FLET y es el *manifold* más flexible en cuestión de conexiones para ampliación.

La corrida de diablos o *pigging*, en inglés, es el equipo que sirve para limpiar las líneas de producción y revisar el estado de la misma; se puede instalar en el manifold, según el diseño, siendo fija o retirable.



Figura 2.5: Manifold tipo Cluster sin corrida de diablos [48]



Figura 2.6: Pipe Line End Termination (PLET) [49]



Figura 2.7: Manifold tipo Cluster con corrida de diablos [50]

Los *manifolds* son estructuras de amplias dimensiones y peso; se diseñan con base al número de pozos y posibles expansiones del proyecto, así como al uso que se le pretenda dar: inyección o producción.

2.2.1.2 Plantilla de producción submarina (Template)

Las plantillas de producción submarina son consideradas por algunas compañías como *manifolds*, ya que se encuentran compuestas por el mismo equipo que el *manifold* y su finalidad es la misma, su característica peculiar es que en el interior de la estructura alojan a los árboles de producción.

La aplicación de estos equipos se encuentra principalmente en el Mar del Norte y Asia, son equipos de grandes dimensiones y peso que dificultan su instalación. Figura 2.8.

Capítulo 2



Figura 2.8: Plantilla de producción submarina [51]

2.2.1.3 *Pipe Line End Termination y Flow Line End Termination (PLET y FLET)*

El PLET y FLET son estructuras submarinas que sirven como interface entre las líneas de flujo/producción, *jumpers* y el *manifold* o el árbol; ambos equipos cuentan con una entrada, una salida y una válvula. [52]

La similitud que existe entre el PLET y FLET es muy grande, la única diferencia es su ubicación en la arquitectura submarina: el PLET se conecta a las líneas de producción y se ubica en los límites de la arquitectura, en cambio, el FLET une las líneas de flujo y se encuentra dentro de la arquitectura.



Figura 2.9: PLET o FLET [53]

2.2.1.4 *In Line Sled (ILS)*

El ILS es el equipo que se instala en las líneas de flujo y transporta el fluido de producción a 3 direcciones; el de forma “T” es el más común pero también se encuentran en forma de “Y”. Este equipo ya se encuentra conectado al momento de instalar la línea.

La principal función del ILS es conectar los pozos a la línea de producción, es conectado al árbol por medio de un *well jumper*.

2.2.1.5 *Jumpers*

Los *jumpers* son tuberías de transporte para los hidrocarburos o fluidos de inyección, es el último equipo a ser fabricado y esto se lleva a cabo en las pruebas *System Integration Test (SIT)*. A este equipo se le otorga un nombre, según su posición: si es el conector del árbol de producción a cualquier otro equipo lleva el nombre de *well jumper*, en cambio si su posición es de *manifold* a PLET se le conoce como *flow line jumper*. [54]

Los *jumpers* pueden ser fabricados con tubería rígida o tubería flexible siendo más común la primera por el costo que involucra, tanto en instalación como en fabricación. Los *jumpers* se pueden conectar horizontal o verticalmente, esto depende del tipo de árbol, dentro de sus principales funciones están [55]:

- ✓ Interconectar los equipos submarinos
- ✓ Absorber la expansión, contracción y desalineación
- ✓ Instalación de medidores de flujo y de arena
- ✓ Amortiguar la expansión térmica

Capítulo 2

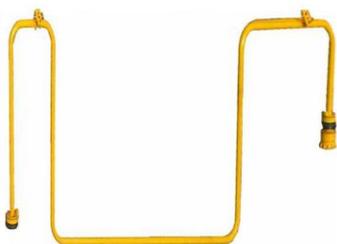


Figura 2.10: *Jumper* rígido de conexión vertical [56]

Los *jumpers* pueden tener diferentes medidas tanto de longitud como de diámetro, el tamaño sólo está limitado por el peso del equipo y por las problemáticas que se presenten para su instalación; es decir, el diseño del tamaño de un *jumper* depende básicamente de las características del campo y de la capacidad del equipo con el que se va a instalar, la Tabla 2.1 muestra las dimensiones de los *jumpers* según su tipo.

Tabla 2.1: Dimensiones de *Jumpers* [57]

<i>Well Jumpers</i>		<i>Flow line Jumpers</i>	
Diámetro (in)	Longitud (ft)	Diámetro (in)	Longitud (ft)
4	50 – 100	8	60 – 120
5	50 – 100	10	80 – 120
6	50 – 100	12	80 – 120
7	50 – 100	14	100 +
----	----	16	100 +
----	----	18	100 +

2.2.1.6 Líneas de flujo, líneas de producción y *riser's*

En la industria costa afuera se conocen varios tipos de ductos para el transporte de los hidrocarburos, las líneas de flujo, líneas de producción y *riser's*:

Las líneas de flujo son el medio por el cual los hidrocarburos o fluidos de inyección son transportados dentro de la arquitectura o a los *riser's*, cuentan con diámetros más pequeños que las líneas de producción, se utilizan cuando los equipos se encuentran a una distancia considerablemente grande como para la instalación de un *jumper*. [58]

Las líneas de producción son un sistema de tuberías conectado en grandes longitudes, por lo general enterradas o sentadas en el fondo marino, que se utilizan para el transporte de hidrocarburos a tierra; cuentan con diámetros más grandes que las líneas de flujo debido a que a través de ellas fluye la producción total del campo o campos. [59]

Los *riser's* son tuberías flexibles que comúnmente son utilizadas para transportar los hidrocarburos hacia las plataformas flotantes, de tal manera que permiten y soportan el movimiento de la embarcación de procesamiento o almacenamiento.

2.2.1.7 Separación

La aplicación tecnológica de la separación submarina es la de mayor avance tecnológico en los sistemas de procesamiento submarino. La separación submarina consiste en la separar los fluidos obtenidos en la producción de crudo, este equipo combina varios tipos de unidades de separación con un sistema de bombeo o de compresión de gas para incrementar la presión de los líquidos y gases separados a la superficie. Puede lograr la separación de hasta tres fases.



Figura 2.11: Separador submarino [60]

2.2.2 Equipo dinámico

El equipo dinámico es aquel que aporta energía extra a los fluidos producidos, entre ellos están la compresión y bombeo submarinos.

Capítulo 2

2.2.2.1 Bombeo

Las bombas submarinas son equipo dinámico utilizado en el procesamiento submarino, al igual que las superficiales, se encarga de aumentar la energía del fluido, incrementando la presión y velocidad. Sus principales ventajas son:

- ✓ Aumentar la producción y recuperaciónⁱⁱⁱ
- ✓ Disminuye la cantidad de equipo de producción submarino
- ✓ Prolonga la vida del campo
- ✓ Permite una estrategia de producción diferente a las convencionales

Un gran reto al que se enfrenta la industria petrolera es la producción de fluido multifásico, es por ello que dicho reto llevó al desarrollo de bombas tanto de flujo monofásico como de flujo multifásico. Se entiende como monofásico a un fluido compuesto por una sola fase; es decir, dicho fluido está compuesto por agua, gas o aceite, pero nunca una combinación de estos. Ahora bien, un flujo multifásico se genera cuando un fluido está compuesto por la combinación de dos o más fases, mezclados entre sí. [61]

Este tipo de tecnología ha sido relativamente probada con éxito, pero nuevos descubrimientos pueden ser necesitados con el incremento de distancia tanto en el transporte como en el tirante de agua, esto requerirá de un incremento de presión de bombeo y capacidades para manejar fluidos más complejos (viscosidad del crudo).

2.2.2.2 Compresión

Al igual que el bombeo submarino, la compresión es una solución eficiente para los campos de gas, ya que es un componente que aumenta la presión del gas a la superficie o inyectándolo al yacimiento.

ⁱⁱⁱ Procedimiento para recuperar hidrocarburos inyectando presión a través de fluidos, a los yacimientos que han perdido su presión.

Este equipo proporciona las siguientes ventajas:

- ✓ Un costo efectivo en el mantenimiento de equipos superficiales
- ✓ Evitar la acumulación de agua en las líneas de flujo cuando se incrementa el flujo
- ✓ Ofrece seguridad tanto en operaciones como en el medio ambiente

De la misma forma se enfrenta a retos semejantes por el tipo de fluido que se presente en el yacimiento: gas seco, gas húmedo y condensado; así como la distancia y profundidad que se encuentra en aumento conforme a los nuevos descubrimientos.

2.2.3 Procesamiento submarino

El procesamiento submarino se entiende como cualquier actividad de separación o reforzamiento de energía de los fluidos producidos, que se realizan con la instalación de equipo ya sea dentro del pozo o en la mayoría de las ocasiones sobre el lecho marino. La aplicación de estas tecnologías se ha convertido en una solución viable para campos alejados, o localizados en áreas con severas condiciones, ya que fue ideado originalmente como una manera de vencer los retos de las situaciones extremas encontradas en superficie.

Existen diferentes equipos para el procesamiento submarino que pueden ser una combinación de equipo estático y dinámico, para lograr así un sistema que mejore la vida del pozo y su producción; esto depende de las operadoras y principalmente de las necesidades del campo.

2.3 Sistemas de control

Un sistema de control se conoce como aquel equipo especializado o conjunto de ellos que pueden regular su propia conducta o la de otros sistemas, con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, de modo que se reduzcan las probabilidades de falla y obtener los resultados buscados. [62]

Capítulo 2

Este sistema es el que se encarga de suministrar la energía eléctrica–hidráulica, así como su distribución entre los diferentes equipos, comunicaciones y mandos de operación. El sistema de control se subdivide en superficial, submarino, umbilical y flying leads, siendo estos dos últimos las conexiones entre los sistemas superficiales con los submarinos y los conectores entre los equipos submarinos, respectivamente.

Los componentes que conforman el sistema de control superficial son equipos de generación, distribución, monitoreo y control, mientras que el sistema de control submarino carece del equipo de generación.

2.3.1 Superficie

El sistema de control superficial es aquel equipo ubicado sobre el nivel del mar ya sea en plataforma o tierra, éste cuenta con los equipos de generación: HPU y EPU, los de distribución: el TUTA, y los de monitoreo y control: el MCS. Estos equipos se encuentran instalados en el cuarto conocido como LER^{iv} o cuarto de control, por su traducción al español, a excepción del TUTA y el HPU que encuentran en el exterior. [63]

2.3.1.1 Modulo de Control Maestro (MCS)

El modulo de control maestro o MCS, por sus siglas en inglés, es el equipo principal de control tanto para el equipo en lecho marino como para el de superficie, está constituido por dos módulos que trabajan simultáneamente, mientras uno monitorea los sistemas superficiales el otro los submarinos.

Además, el MCS contiene la *Human Machine Interface* (HMI) o interface hombre–máquina que es el principal controlador entre el operador y los componentes del sistema submarino de producción, se constituye principalmente por el *hardware* y *software*, que son diseñados especialmente para cada campo o proyecto. [64]

^{iv} Por sus siglas en inglés *Local Equipment Room*.

A través del HMI, el MCS puede ejecutar los paros de emergencia, paros de producción y paros de *Drill Center* que se ejecutan con base en una serie de eventos de cierre de válvulas seleccionadas por importancia en equipo para los especialistas. Figura 2.12.



Figura 2.12: Estación de control maestra (MCS) [65]

2.3.1.2 Unidad de Potencia Eléctrica (EPU)

La Unidad de Potencia Eléctrica se encarga de suministrar la energía eléctrica a todos los equipos; tanto submarinos, por medio del umbilical, como los de superficie. Recibe la energía de la unidad de suministro eléctrico denominada *Uninterruptible Power Supply* (UPS) conectada al EPU por medio de dos líneas de alimentación monofásica, una de estas líneas es de redundancia. [66]

Por lo general, el EPU suministra dos voltajes en corriente alterna (VCA)^v, una de 230 VAC a los equipos superficiales tales como: MCS, HPU y CIU, y otra de 690 VAC al TUTA, para ser distribuido al equipamiento submarino y área de pozo por medio del umbilical y los *flying leads*. Figura 2.13.



Figura 2.13: Unidad de Potencia Eléctrica (EPU) [67]

^v Generalidades de diseño, los voltajes suministrados varían con respecto al número de equipos instalados.

Capítulo 2

2.3.1.3 Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)

La Unidad de Potencia Hidráulica es la encargada de suministrar los fluidos de control de alta y baja presión a los equipos. Todas las válvulas y equipos usan baja presión a excepción de la *Surface Control Subsea Safety Valve* (SCSSV) o válvula de tormenta, debido a que ésta puede cerrar la producción del pozo en su totalidad. [68]

El HPU cuenta con un diseño especial que depende de las necesidades de cada proyecto, este equipo cuenta con bombas eléctricas de alta y baja presión, la unidad de reserva de retorno (RRU por sus siglas en inglés) filtros, instrumentación y panel de control. El tanque de suministro al igual que el RRU contiene el fluido hidráulico de control, que generalmente es una mezcla de agua y aditivos.



Figura 2.14: Unidad de potencia Hidráulica (HPU) [69]

2.3.1.4 Unidad de Inyección de Químicos (CIU)

La Unidad de Inyección de Químicos, por su traducción al español, o CIU es el equipo encargado de almacenar y suministrar de forma controlada los químicos a ser inyectados para asegurar el flujo del hidrocarburo. Al igual que el resto de los equipos, se diseña dependiendo de las necesidades a cubrir en el proyecto. [70]

Así mismo, el químico a ser inyectado, por lo general glicol o metanol, depende de los factores en los que se encuentre el campo y tipo de hidrocarburo, ya que las parafinas, asfaltenos, hidratos y sales minerales se forman dependiendo de la presión y temperatura a la que se exponga el fluido. Figura 2.15.



Figura 2.15: Unidad de Inyección de Químicos (CIU)

2.3.1.5 Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical (TUTA)

La TUTA, o Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical, proporciona un punto de concentración para todos los servicios utilizados por los equipos submarinos, tanto eléctricos, hidráulicos y químicos, que son subministrados a través del umbilical. También sirve como amarre del umbilical en superficie. [71] Su diseño depende de cómo se encuentra el umbilical internamente y el número de entradas de alimentación hidráulica, eléctrica e inyección de químicos.



Figura 2.16: Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical (TUTA) [72]

2.3.2 Submarinos

El equipo de control submarino es aquel que se instala en el lecho marino junto al equipo del área de pozo y el equipamiento submarino, principalmente distribuyen la energía eléctrica, hidráulica y químicos transportados en el umbilical desde la instalación principal (plataforma o tierra); del mismo modo, este último lleva las señales de comunicación entre la instalación principal y los equipos submarinos.

Capítulo 2

2.3.2.1 Ensamble Submarina de Terminación del Umbilical (SUTA)

La Ensamble Submarina de Terminación del Umbilical (en inglés SUTA) es el equipo que ancla y divide las líneas que contiene el umbilical, distribuye la potencia necesaria y los químicos al SDU y éste a su vez al resto de los equipos submarinos. En algunos proyectos, en su mayoría pequeños, el SUTA cumple con las funciones del SDU con el objetivo de minimizar costo y tiempo, por otra parte los proyectos con gran número de equipos submarinos cuentan con varios SUTA's que se interconectan por medio de umbilicales secundarios. [73] Figura 2.17.



Figura 2.17: Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical (SUTA) [74]

2.3.2.2 Unidad de Distribución Submarina (SDU)

La Unidad de Distribución Submarina, por su traducción al español, es la unidad que reparte el fluido hidráulico de control, químicos, energía eléctrica y el envío y recepción de señales de comunicación entre la MCS y los equipos submarinos. Su diseño depende del número de *flying leads* y señales que van a ser recibidas y enviadas, se instala junto al SUTA sobre la misma base. [75] Figura 2.18.



Figura 2.18: Unidad de Distribución Submarina (SDU) [76]

2.3.2.3 *Flying Leads (FL)*

Los *Flying Leads* son los cables o tubos que conectan y distribuyen la energía de manera individual del SDU o SUTA al resto de los equipos submarinos; de la misma forma, son los encargados de transportar las señales de control y la comunicación entre los equipos. Debido a que la energía fluye de forma independiente a través de ellos, cuentan con un diámetro menor en comparación con el umbilical; se clasifican según el tipo de energía que distribuye: *Electrical Flying Lead* o *Hydraulic Flying Lead*. [77]

Los FL son diseñados y fabricados según las necesidades específicas de los proyectos y pueden ser desplegados desde unos pocos metros hasta cientos de metros, para su instalación; al igual que el resto de los equipos submarinos, se utilizan los vehículos de control remoto o ROV por sus siglas en inglés. Figura 2.19.

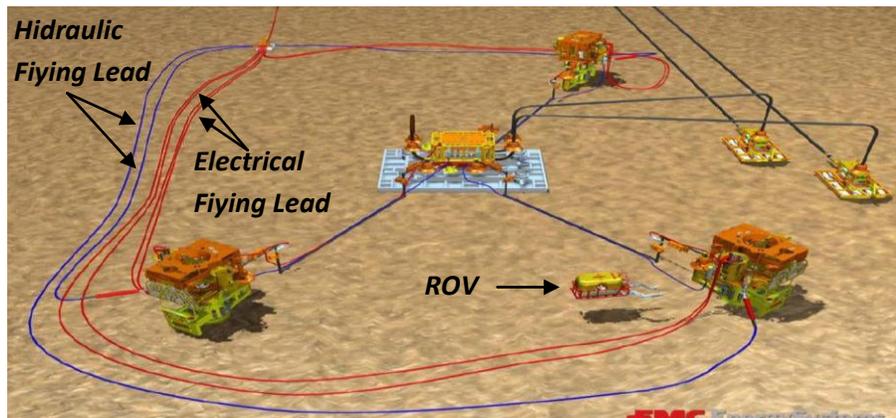


Figura 2.19: Ubicación de los *Flying Leads* [78]

2.3.2.4 *Umbilical*

El Umbilical es el ensamble de líneas hidráulicas, líneas de inyección de químicos, y cables eléctricos o de fibra óptica que conectan al equipo superficial con el submarino, es decir, sirve de conducto al suministro de potencia, transporte de señales de monitoreo y control. Generalmente

Capítulo 2

los campos cuentan con un solo umbilical debido al costo, aunque algunos particularmente grandes cuentan con más de uno. [79] Figura 2.20.

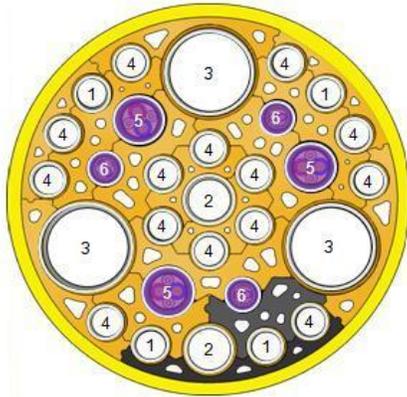


Figura 2.20: Arreglo típico de un Umbilical [80]

Número	Descripción
1	dos líneas de HP y dos líneas de LP para redundancia hidráulica
2	una línea para el espacio anular y una más disponible
3	líneas para inyección de metano
4	líneas para inyección de inhibidores de incrustaciones, corrosión, asfáltenos y parafinas
5	tres cables de energía para A y B, uno más disponible
6	tres cables de comunicación para A y B, y uno más disponible

2.3.2.5 Modulo de Control Submarino (SCM)

El Modulo de Control Submarino, o SCM, es un componente recuperable que controla al equipo y registra el comportamiento del fluido por medio de los sensores instalados en el área de pozo, a través del Umbilical recaba y envía información obtenida en forma de códigos, hacia la instalación principal de procesamiento; es montado en el árbol pero también en el *manifold* según el diseño del sistema control. [81]



Figura 2.21: Modulo de Control Submarino (SCM) [82]

2.4 Aseguramiento de flujo

El área de aseguramiento de flujo es la especialidad encargada de analizar y diagnosticar el transporte de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie usando para ello estrategias, métodos y equipos que permitan crear una filosofía para el control de las propiedades de los fluidos y sus condiciones de operación. [83]

Los especialistas en aseguramiento de flujo deben ser capaces de determinar:

- ✓ El tamaño y requerimientos técnicos de las líneas de flujo y *jumper*
- ✓ Los fenómenos que podrían afectar el transporte de los hidrocarburos según el tipo de fluido y su comportamiento a lo largo de las líneas de flujo y *jumper*
- ✓ Detección en la formación de: hidratos, asfáltenos, parafinas e incrustaciones que dañen o tapen la tubería, etc.

Esta área es indispensable para el desarrollo de campos no sólo del tipo tieback, sino de todos los campos de explotación, tanto en tierra como marino.

2.5 Criterio de diseño para los equipos submarinos

Los equipos son diseñados con base a la normatividad internacional que dan las instituciones de estandarización y regulación, como son la API e ISO.

Estas normas son adoptadas por las compañías operadoras para evitar riesgos y asegurar que el equipo, además de cumplir con los requerimientos del cliente, cumpla con una normatividad de seguridad no sólo de trabajo sino también ambiental. Figura 2.22.

Capítulo 2

Normas ISO aplicadas a la industria de los hidrocarburos

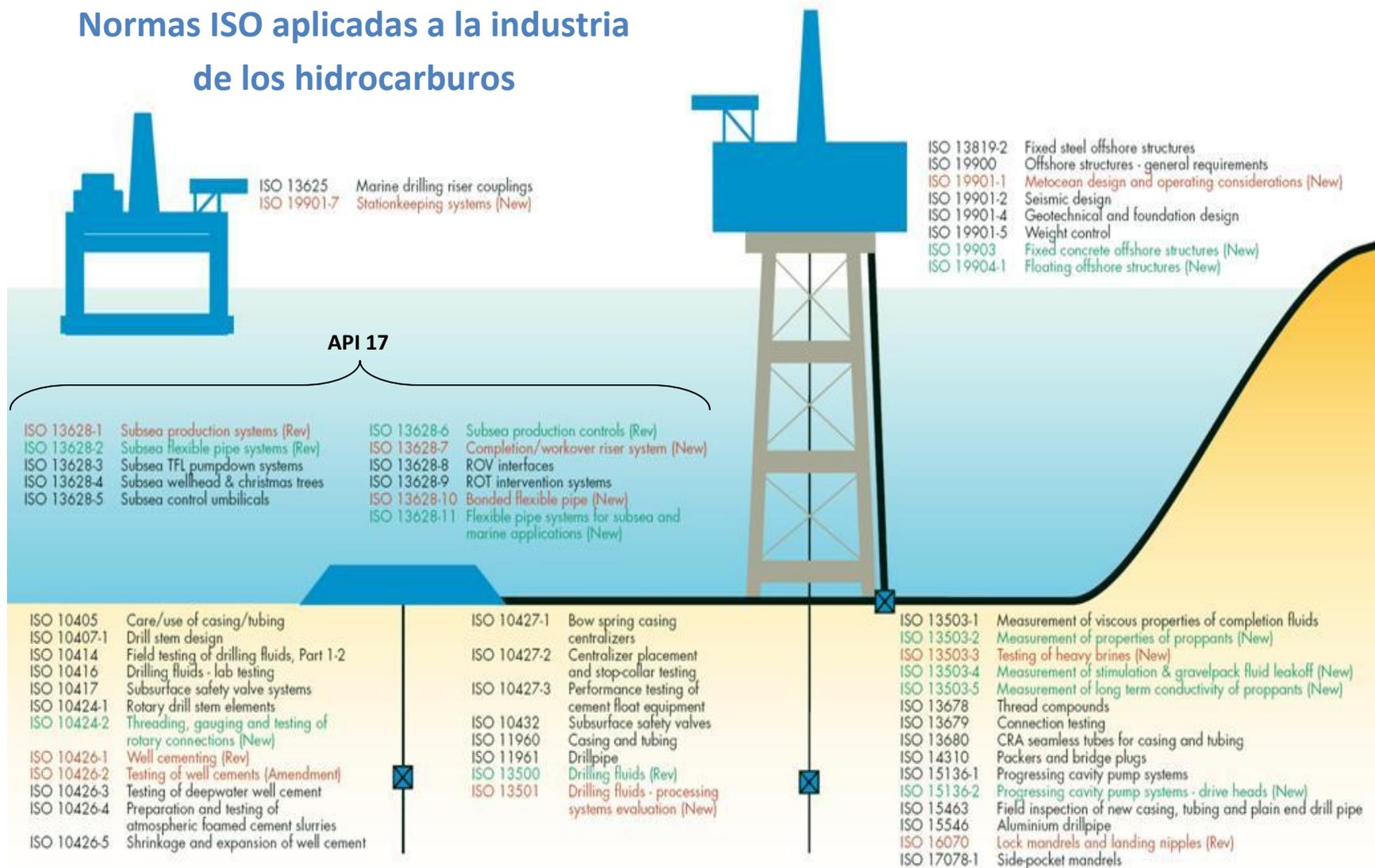


Figura 2.22: Normas aplicadas a la industria de los hidrocarburos [84]

Capítulo 2

La Tabla 2.2 muestra las normas que aplican en los sistemas submarinos:

Tabla 2.2: Normas aplicadas a los sistemas submarinos de producción⁸⁵

Norma		Aplicación
API	ISO	
API 6A	10423	Wellhead & christmas tree equipment
API 17A	13628-1	Design and operation of subsea production systems – General requirements and recommendation
API 17B	13628-11	Flexible pipe
API 17C	13628-3	Recommended practice on TFL (Through Flowline) Systems
API 17D	13628-4	Specification for subsea wellhead and christmas tree equipment
API 17E	13628-5	Specification for subsea umbilicals
API 17F	13628-6	Specification for subsea production control systems
API 17G	13628-7	Recommended practice for completion/Workover risers
API 17 H	13628-8	Remotely operation vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems
API 17 J	13628-2	Unbonded flexible pipe
API 17 K	13628-10	Bonded flexible pipe
API 17 M	13628-9	ROT Intervention system
-----	15156	Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H ₂ S – Containing environments in oil and gas production ^{vi}

Dentro de estas normas se especifican cinco puntos generales para el diseño de equipos, que integran todos los factores tanto externos como internos a la producción; así como su entorno, desde clima hasta condiciones de suelo que se toman en cuenta para la instalación y operación del equipo.

1. Datos ambientales:

a. Datos oceanográficos:

- i. Agua: profundidad, visibilidad, salinidad, temperatura, resistividad, porcentaje de oxígeno, PH, densidad, calor específico, oleaje, movimientos de agua, etc.
- ii. Corrientes: velocidad promedio, dirección, distribución y ocurrencia periódica a través de la columna de agua.

^{vi} También conocida como Norma NACE MR-0175

- iii. Lecho marino: mecánica de suelos, dureza, presencia de gas superficial, datos sísmológicos, crecimiento marino, topografía, estabilidad, densidad, litografía, obstáculos submarinos, hidratos superficiales, conductividad térmica, factores de fricción, etc.
- iv. Olas: altura, frecuencia, dirección y distribución.
- v. Climas: temperatura del aire, velocidad, dirección, etc.
- vi. Iceberg: tamaño, masa, velocidad y dirección.

2. Datos del yacimiento:

- a. Características del yacimiento: sedimentación, profundidad del yacimiento, estructura del yacimiento y vida del yacimiento.
- b. Flujo del yacimiento.
- c. Características del fluido de producción: presión de cierre, presión del flujo máximo y mínimo, temperatura, densidad, relación gas aceite (GOR), presión de burbuja y de rocío, composición química, elementos corrosivos, gravedad API, salinidad del agua producida, viscosidad, composición de minerales.
- d. Características de inyección: turbidez, presión, temperatura, corrosión y requerimientos de filtración.

3. Datos de la terminación del pozo:

- a. Detalles del cabezal: orientación, medida, presión máxima permisible, elevación, tipo de cabezal.
- b. Estado mecánico del pozo.
- c. Sistema de preventores y riser de perforación utilizados durante la perforación o intervención del pozo: tamaño y presión máxima permisible.
- d. Detalles de la base guía.
- e. Sistema o equipamiento utilizado en la instalación.
- f. Riser de perforación/terminación/intervención utilizados.
- g. Elementos de monitoreo y control requeridos dentro del pozo: válvulas, bombas, medidores de presión – temperatura y flujo.
- h. Diseño del colgador de tubería.

4. Datos de operación:

- a. Sistema de producción: ritmo de producción, régimen de flujo, presión y temperatura.
- b. Sistema de inyección: ritmo del fluido de inyección, regímenes de flujo, presión y temperatura.
- c. Inyección química: características y tipo de fluido, ritmos de inyección.
- d. Requerimientos de limpieza en las líneas de flujo.

- e. Requerimientos de intervención.
- f. Requerimientos de inspección y manejo del pozo: límite de ritmo de producción, requerimientos de pruebas y acceso al pozo.
- g. Requerimientos de abandono.

5. Datos del equipo:

- a. Tipo de equipo.
- b. Tipo y características del *riser* de producción.
- c. Accesibilidad del servicio: hidráulico, eléctrico, gas, químicos, etc.
- d. Distancia entre los sistemas submarinos y el equipo superficial.
- e. Características de movimiento por el equipo flotante.
- f. Capacidades del equipo superficial.
- g. Existencia de instalaciones submarinas.

6. Seguridad y riesgos:

- a. Capas del gas a poca profundidad.
- b. Actividad pesquera o de protección ambiental.
- c. Actividades marinas.
- d. Actividades militares.
- e. Actividades de icebergs.
- f. Actividad de un volcán submarino.
- g. Características del suelo marino.
- h. Infraestructura cercana.
- i. Preparación para paros de emergencia.

Capítulo 3: Arquitectura Submarina

La arquitectura submarina se define como la distribución y ubicación del quipo de producción submarino en el lecho marino, la cual es diseñada con base en las condiciones y características de explotación del campo a corto, mediano y largo plazo.

Esta arquitectura es seleccionada bajo un análisis técnico y económico de escenarios factibles de explotación que proporcionan resultados con los mejores índices de rentabilidad y menores costos de operación, definiendo el tipo y número de equipos que van a ser empleados en dicha arquitectura. [86]

3.1 Arquitectura submarina tipo *tieback*

Dentro de la arquitectura submarina tipo *tieback* se pueden encontrar todas las variantes que a continuación se enuncian. Recordemos que un sistema submarino tipo *tieback* se definió como la conexión de un campo nuevo que utiliza un sistema submarino y se conecta a una plataforma (fija o flotante) o a tierra; de tal forma que transforman los campos marginales en activos rentables.

3.1.1 Criterios de selección

Los criterios de selección de una arquitectura submarina son numerosos y varían según las operadoras; a pesar de esto, existen estudios básicos de ingeniería que buscan la arquitectura óptima que dé como resultado un tiempo y costo no excesivo, así como la tasa de retorno de capital más corta. [87]

Algunos de los estudios requieren de herramientas de software especializados, así como una asesoría de especialistas, además deben contar con la aprobación de las instituciones gubernamentales que cuentan con normas diferentes en cada país.

Capítulo 3

Los datos requeridos son:

- ✓ Identificación y caracterización del pozo:
 - Forma del yacimiento; profundidad y geología
 - Presión
 - Temperatura
 - Tipo y composición de los fluidos

- ✓ Retos técnicos:
 - Plataforma vs FPSO (existentes o nuevas)
 - Nueva tecnología vs tecnología probada
 - Procesamiento en tierra o marino
 - Datos oceanográficos
 - Normas regulatorias aplicables
 - Seguridad y medio ambiente
 - Etc.

- ✓ Administrativas y económicas:
 - Se miden en riesgos y recompensas:
 - Riesgos:
 - Ambientales
 - Escala de costos de construcción, instalación, mantenimiento y abandono
 - Tiempo de ejecución, operación y abandono
 - Recompensas:
 - Incrementos de reservas de hidrocarburos
 - Ganancias

El tipo de arquitectura submarina se basa en el estudio y análisis de un extenso número de factores que dan como resultado una arquitectura única para el yacimiento en cuestión, debido a que las características de dicho campo son irrepetibles.

La selección de la arquitectura submarina se evalúa mediante la tecnología FEL, denominada en inglés *Flood End Loading*, en donde los escenarios son evaluados y filtrados según las metas y objetivos particulares del proyecto, hasta obtener el resultado óptimo técnico-económico.

3.2 *Satellite*

La arquitectura tipo *Satellite* es la más simple, en ésta los árboles se instalan de forma individual en el lecho marino pudiendo compartir un mínimo de equipos con otros pozos; son utilizados generalmente para explotar yacimientos marginales, dicho de otra forma, incrementar los índices de productividad de los proyectos sumando la de campos más pequeños que por sí solos no fueran factibles económicamente.

Cuentan con líneas de flujo y de control individuales que pueden ser conectados directamente a plataforma o al equipamiento de otro campo de mayor tamaño. Su gran flexibilidad, obtenida por el poco equipo, y simplicidad hacen que el tipo *Satellite* cuente con una ventaja económica frente al resto de las arquitecturas. [88]

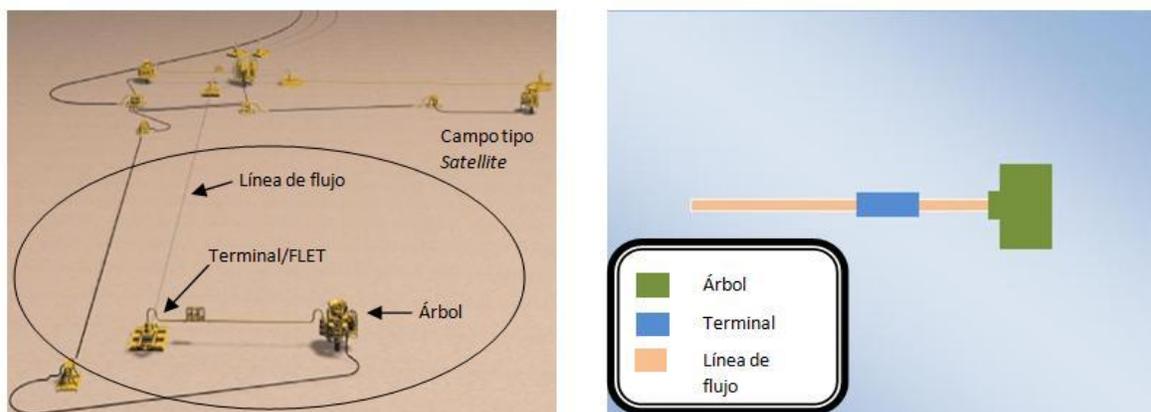


Figura 3.1: Arquitectura tipo *Satellite* [89]

3.3 *Daisy chain*

En este tipo de arquitectura se conectan los pozos tipo *satellite* en *cadena* a una línea común de producción. Este arreglo presenta ahorros considerables en líneas de producción, pero puede que se requiera un estudio más exhaustivo de aseguramiento de flujo para el último árbol en la cadena. Además, es común en este tipo de arreglo que la línea de flujo pase a ser la línea de producción guía que integre los pozos que se encuentran dispersos a lo largo de la línea de producción. [90]

Capítulo 3

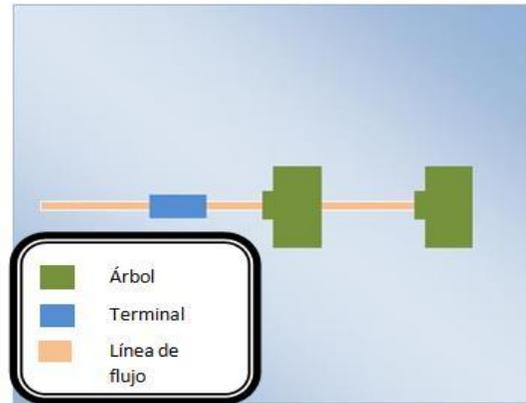
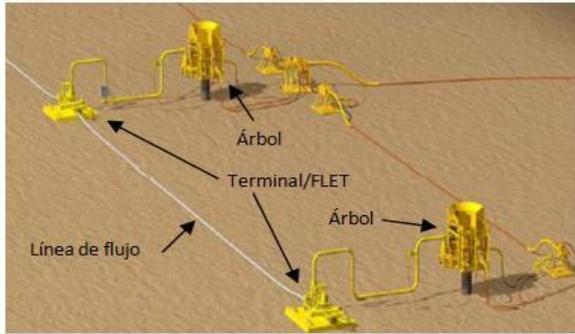


Figura 3.2: Arquitectura tipo *Daisy Chain* [91]

3.4 PLEM

En ocasiones el uso de cierto equipo determina el tipo de arquitectura submarina; como se menciona en el capítulo anterior, el PLEM es un elemento simple que recolecta el flujo de uno a dos pozos como máximo.

Una de las ventajas más evidentes de esta arquitectura es la eliminación de los PLET/FLET, con lo que se logra un ahorro de tiempo y dinero, pero en contraparte la desventaja más grande con la que cuenta esta arquitectura es la limitante de ampliación. [92]

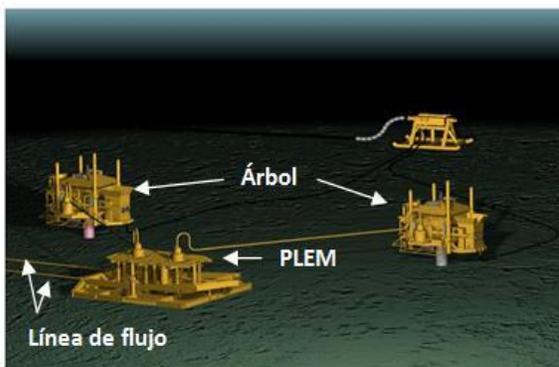


Figura 3.3: Arquitectura tipo PLEM [93]

3.5 *Template* o plantilla

Este tipo de arquitectura se caracteriza, principalmente, porque los árboles o pozos se ubican dentro de la plantilla de producción, este arreglo de pozos se utiliza cuando el espacio entre ellos es muy reducido. Debido a que la plantilla cuenta con grandes dimensiones para albergar los pozos en su interior, se requiere de un equipo de instalación y transporte de grandes dimensiones.

Una de las ventajas con la que cuenta este arreglo es la simplificación del sistema de control, así como el desuso de *well jumpers*. Ahora bien, la perforación, es una de las grandes desventajas con las que cuenta esta arquitectura, además de las dificultades de instalación del equipo, ya que al instalar los arboles la tolerancia que se tiene en el espacio dentro de la plantilla es muy pequeña.⁹⁴

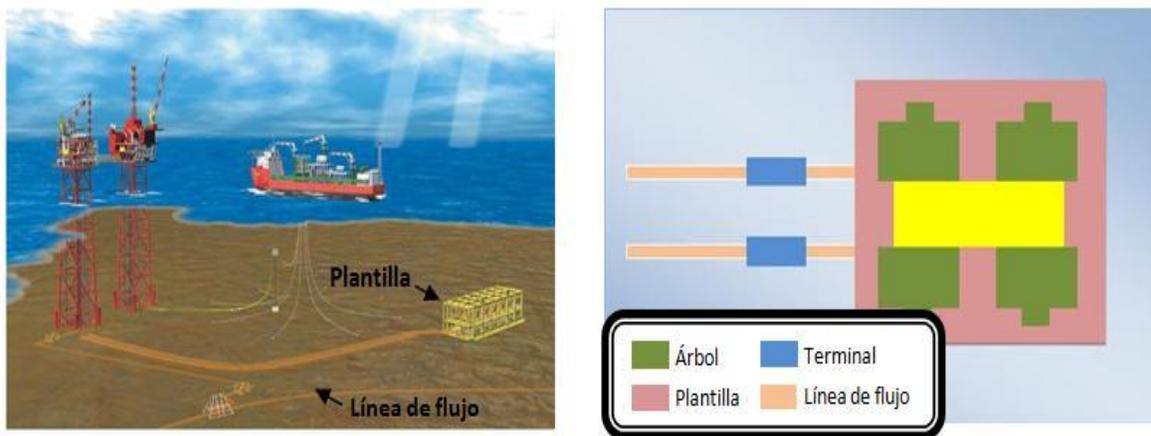


Figura 3.4: Arquitectura tipo *Template* o plantilla [95]

3.6 *Cluster*

La arquitectura tipo *Cluster*, al igual que las dos anteriores, dependen del tipo de equipo que se use. Esta configuración se caracteriza por agrupar la producción de varios pozos a un *manifold* céntrico tipo *cluster*, para su conexión se utiliza tubería rígida o flexible. El *manifold* envía, de forma directa, la producción a la instalación principal por una o más líneas de producción, siendo más común la de dos.

Capítulo 3

Este arreglo facilita la estrategia de aseguramiento de flujo y la operación de los pozos, así como la implementación de una corrida de diablos y la probabilidad de hacer las pruebas de producción en una línea de producción. Este sistema ofrece una gran flexibilidad, ya que se puede producir a través de un pozo terminado mientras los restantes aún son perforados.

La facilidad de adaptarse al crecimiento del proyecto se ve limitada al número de *hubs* o conexiones con las que cuente el *manifold*, el número de pozos agrupados tienden a ser pequeños, de cuatro a seis comúnmente, debido a esto varios *Cluster* pueden estar en cadena, o *Daisy Chain*, o conectados directamente con la instalación principal de procesamiento. [96]

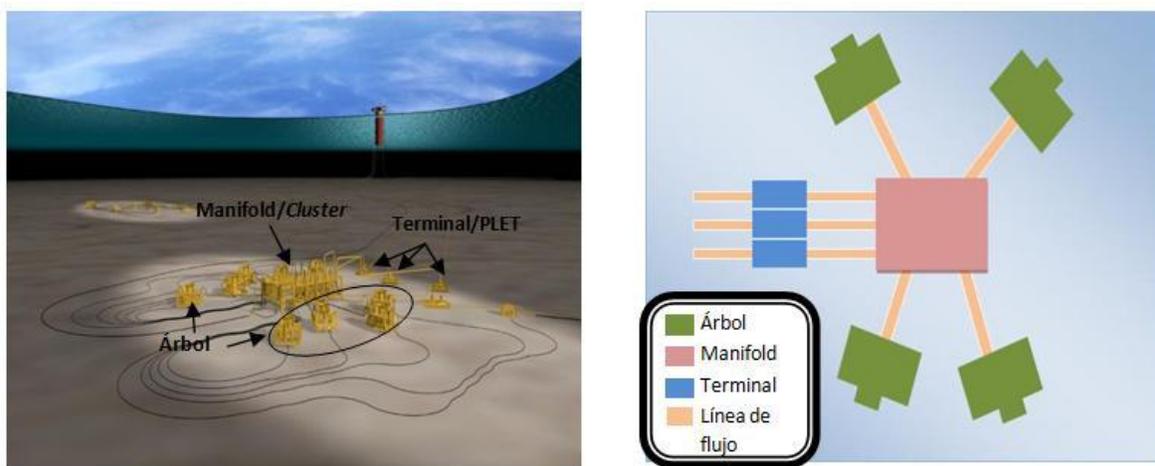


Figura 3.5: Arquitectura tipo Cluster [97]

3.7 Drill center

El centro de perforación, por su traducción al español, no es considerado una arquitectura como tal, debido a que en el *Drill Center* se pueden encontrar todas las arquitecturas antes mencionadas. Se conoce como centro de perforación a la agrupación de pozos que pueden ser perforados por una plataforma sin moverse de su sitio.

Su desarrollo en aguas profundas se originó a partir de la necesidad de optimizar la instalación de los equipos organizando los campos por zonas de perforación e instalación. [98]

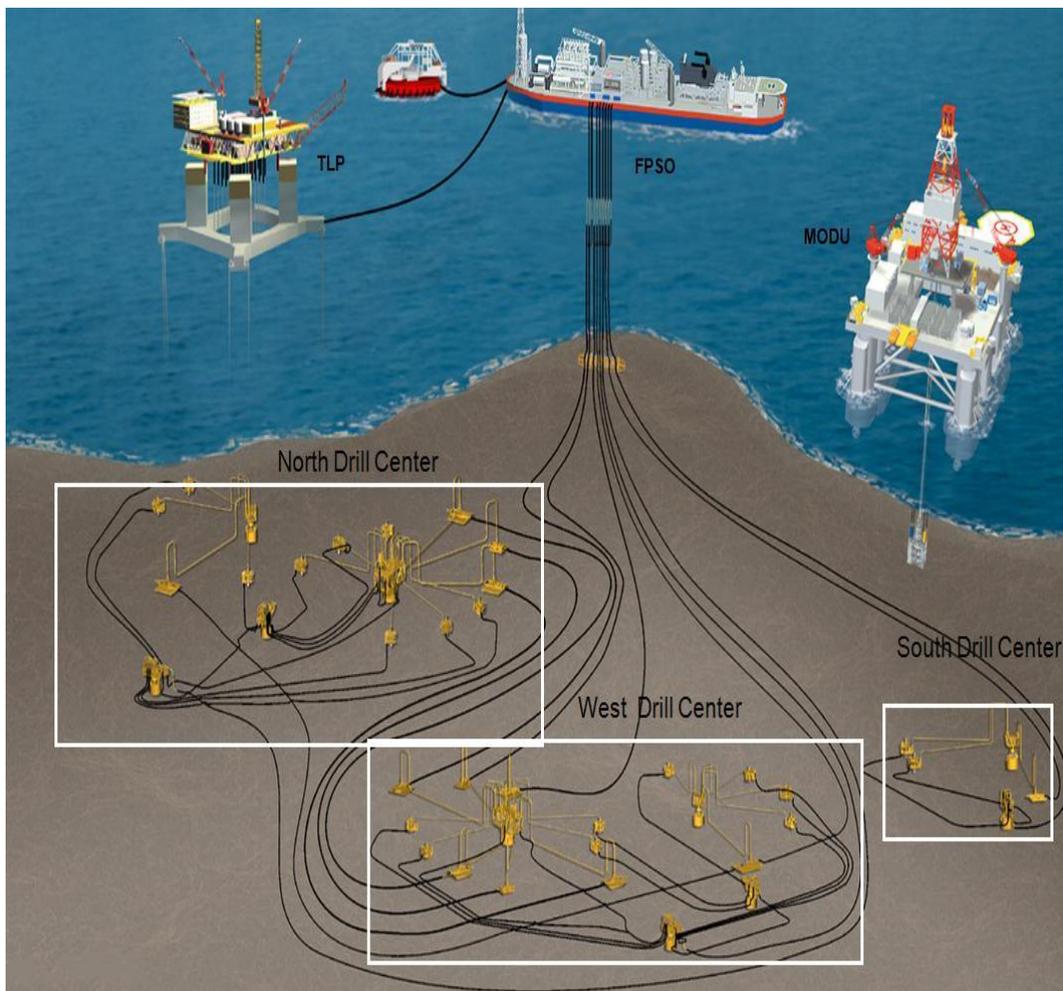


Figura 3.6: Arquitectura tipo *Drill Center* [99]

Capítulo 4: Características del Golfo de México

Las aplicaciones de los sistemas submarinos de producción son diversas, y como se ha mencionado a lo largo de los capítulos anteriores, los parámetros de diseño e instalación son dados por la región y ubicación de los campos. Por esta situación, los parámetros oceanográficos son fundamentales; en este trabajo de tesis nos enfocaremos al Golfo de México.

Antes de mencionar los parámetros oceanográficos del Golfo de México, es necesario definir la oceanografía como “la ciencia que estudia los mares en los aspectos físicos, químicos, biológicos y geológicos. La oceanografía física tiene por objetivo el estudio de la dinámica de los mares, de su fisiografía, de las profundidades y variaciones de temperatura, presión y densidad, etc”. [100]

4.1 Localización, tamaño y profundidad

El Golfo de México es un mar de tipo mediterráneo que se ubica en la esquina sudeste de América del Norte. El GoM limita al norte con Estados Unidos: Florida, Alabama, Mississippi, Luisiana y Texas, al oeste con cinco estados de la República Mexicana: Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche y Yucatán y al suroeste con la isla de Cuba.

El GoM mide aproximadamente 1,600 km de este a oeste, 900 km de norte a sur, y cuenta con un área en superficie de 1.5 millones de km².



Figura 4.1: Localización del Golfo de México [101]

Capítulo 4

Aproximadamente el 38% del GoM está formado por zonas poco profundas (<20 m de profundidad), el área de la plataforma continental (<180 m) y la pendiente de la plataforma continental (180 m – 3,000 m) que representan el 22% y 20%, respectivamente. Otras zonas abisales con profundidades de más de 3,000 m representan el 20% final. [102]

El abismo de Sigsbee, situado en el cuadrante suroeste, es la región más profunda del Golfo de México; su profundidad es controversial y varios informes indican profundidades que van desde 3,750 m a 4,384 m. El promedio de profundidad en el agua es aproximado a 1,615 m. [103]

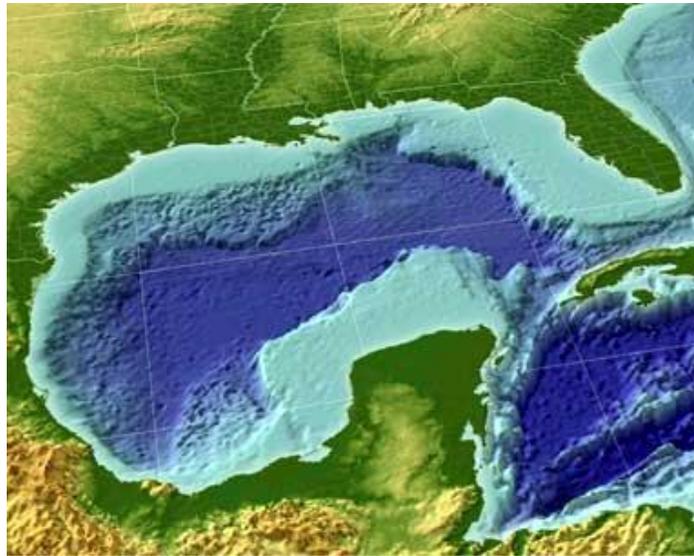


Figura 4.2: Gradiente de profundidades en el GoM [104]

4.2 Geología

Hoy en día, el Golfo de México es una pequeña cuenca oceánica rodeada por masas de tierra continental. Debido a su estructura física, el GoM y el mar Caribe son a veces combinados y conocidos como el “Mediterráneo Americano”. Uchupi, autor del libro *Structure of continental margin off Gulf coast of United State*, divide el Golfo de México en dos provincias distintas (Terrigenous y Carbonate) mientras Antoine, quien escribió el libro *Seismic refraction measurements on the margins of the Gulf of Mexico*, reconoce siete. El esquema propuesto por Antoine se presenta a continuación con información adicional de otras fuentes:

1. Cuenca del Golfo de México:

Esta porción del GoM contiene el abismo de Sigsbee y puede ser dividida en la: Pendiente Continental, la Llanura Abismal de Sigsbee y el Cono de Mississippi. Situada entre la escarpa de Sigsbee y la llanura abismal de Sigsbee, la pendiente continental es una parte profunda y plana de la parte inferior del Golfo ubicada al noreste del Banco de Campeche. En esta área, relativamente uniforme de la parte inferior del Golfo, los montículos de Sigsbee y otras pequeñas cúpulas representan las únicas grandes características topográficas. El cono de Mississippi se compone de sedimentos suaves y se extiende al suroeste de la fosa de Mississippi, eventualmente se fusionan con otros sedimentos de la cuenca central. El cono está bordeado por el cañón DeSoto al este y la fosa de Mississippi hacia el oeste. [105]

2. Noreste del Golfo de México:

Extendiéndose justo al este del Delta del Mississippi cerca de Biloxi -al lado oriental de la Bahía Apalachee, esta región de la parte inferior del Golfo se caracteriza por sedimentos blandos. Al oeste del cañón DeSoto, sedimentos terrígenos (tierra – derivados) son gruesos y rellenan los restos de la cuenca del GoM. En la porción oriental de la región, derivado del Mississippi, los sedimentos cubren el borde occidental de la plataforma de carbonato de Florida y comienza una transferencia de sedimentos de carbonato. La escarpa de Florida separa la parte sureste del cañón DeSoto. En una región que se caracteriza por la deposición de sedimentos, la presencia del cañón DeSoto es pobremente conocida. Algunas teorías sugieren que el cañón es el resultado de la erosión causada por las corrientes oceánicas, posiblemente por la corriente de laso. [106]

3. Plataforma continental del sur de Florida y pendiente:

Una parte sumergida de la parte emergente de la península de Florida, esta región del Golfo de México se extiende a lo largo de la Bahía Apalachee hasta el estrecho de Florida e incluye las salientes de Florida y Tortugas. Una progresión generalizada hacia los sedimentos de carbonato, se produce de norte a sur terminando en sedimentos gruesos de carbonato en la cuenca de Florida. La evidencia sugiere que esta cuenca fue cerrada al mismo tiempo por un sistema de arrecife de barrera. [107, 108, 109] En el estrecho de Florida la Loma de Jordan parece estar compuesta de vestigios de este sistema antiguo de arrecife. La evidencia sugiere que este arrecife pudo haberse extendido a través de los estrechos adyacentes de Florida con los del norte de Cuba.

4. Banco de Campeche:

El Banco de Campeche es un banco extenso de carbonato localizado al norte de la península de Yucatán.¹¹⁰ El Banco se extiende desde el estrecho de Yucatán, al este, hasta la cuenca de Tabasco – Campeche, en el oeste, e incluye el Arrecife Alacranes. La región muestra muchas similitudes a la plataforma del sur de Florida y algunas evidencias indican que los dos sistemas de arrecifes pueden haber sido uno solo. [111, 112]

Capítulo 4

5. La Bahía de Campeche:

La Bahía de Campeche se extiende desde el borde occidental del Banco de Campeche a las regiones de alta mar, justo al este de Veracruz (~ 96° W). La Sierra Madre Oriental forma la frontera sur-oeste y la llanura costera asociada es similar a la costa Texas-Luisiana en el norte del Golfo. La topografía del fondo se caracteriza por las largas crestas paralelas al exterior de la cuenca. Cúpulas de sal son prevalentes en la región, y el ascenso de sal en teoría es la causa del complejo perfil inferior. [113] Similar a la región norte del Golfo, grandes cantidades de hidrocarburos se producen aquí, y predominan gruesos sedimentos terrígenos.

6. Plataforma continental de México y la pendiente oriental:

Situado entre Veracruz al sur y el Río Grande al norte, esta provincia geológica abarca toda la costa oriente de México. La parte inferior del Golfo, en esta región, se caracteriza por la cubierta de sedimentos en los pliegues paralelos a la costa. Aparentemente creado por evaporitas cubiertas de sedimentos, la evidencia sugiere que los pliegues han impedido el transporte de sedimentos de la costa mexicana a la Cuenca del Golfo. [114] Como se incrementa la cubierta de los sedimentos de sur a norte, también lo hace la complejidad relativa de la estructura en la parte inferior.

7. Norte del Golfo de México:

El norte del GoM se extiende desde Alabama hasta la frontera México – Estados Unidos, de norte a sur; abarca desde 322 km (200 millas) hacia el interior de la costa, hasta la pendiente de Sigsbee. Los sedimentos en la región son generalmente gruesos con la mayor carga de sedimentos de Mississippi. Grandes depósitos de sal están presentes en toda la región, [115, 116] y estas estructuras actúan para crear subsuelo y características topográficas emergentes en la pendiente continental, como los bancos de Flower Garden frente a la costa de Texas y Luisiana, al igual que en la región de pináculos costa afuera de la costa de Mississippi y Alabama.

4.3 Corrientes y circulación

El agua entra al GoM por el estrecho de Yucatán, circula como la corriente de laso, y sale a través del estrecho de Florida, para formar la corriente del Golfo. Porciones de la corriente de laso (*Loop current*) se desprenden formando vórtices de diferentes dimensiones denominados “eddies” que afectan los parámetros de las corrientes regionales. Pequeños vientos y olas son producidos por la marea cerca de las costas. [117, 118]

Capítulo 4

El drenaje en el Golfo de México es extenso e incluye 20 de los sistemas más grandes de ríos (>150 ríos); cubre más de 3.8 millones de km² de los Estados Unidos, con el 64% procedentes sólo de Mississippi. Las entradas adicionales de agua dulce se originan en México, en la península de Yucatán, y en Cuba.

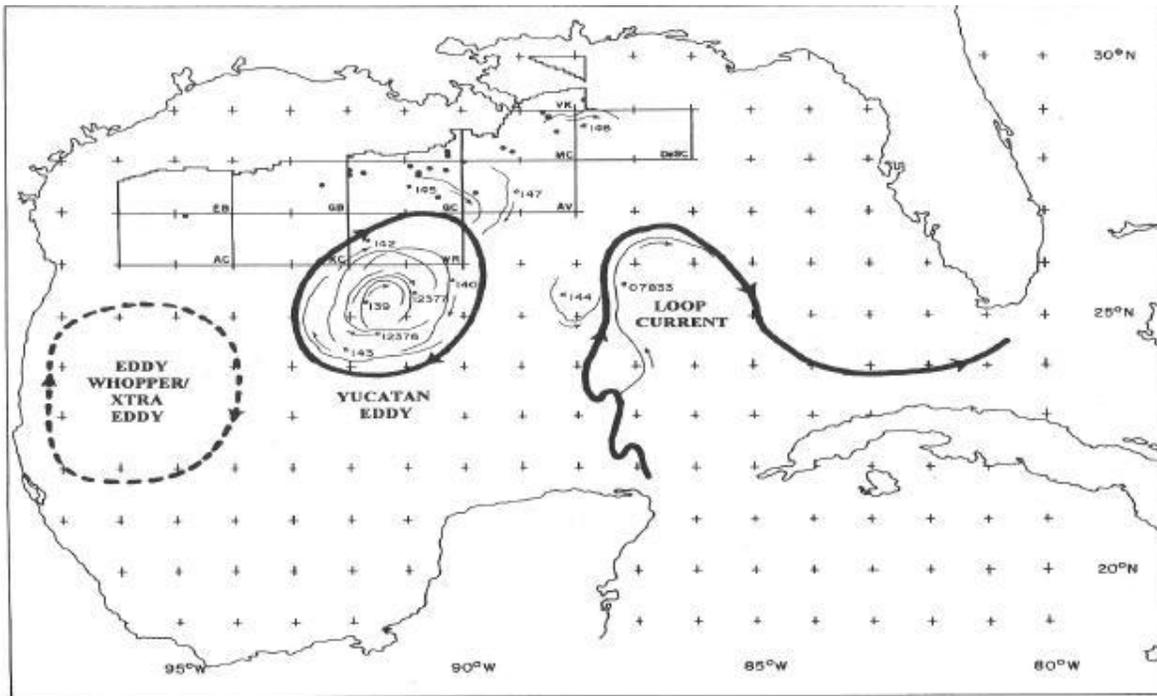


Figura 4.3: Corrientes en el Golfo de México [119]

4.4 Norma NRF-003-PEMEX

México sólo cuenta con una caracterización del GoM presentada en los anexos de la norma NRF-003 de PEMEX, que aplica sólo a 100 metros de tirante de agua y a las áreas de la Sonda de Campeche, delimitada geográficamente en las coordenadas: N 20°10', W 92°40', N 18°55', W 91°55'. El activo de explotación Litoral Tabasco, delimitado geográficamente por las coordenadas: N 19°, W 93°30', N 18°26' y W 92°. En la región Norte la zona aplicable queda delimitada por las coordenadas geográficas: N 20°42', W 97°31', N 22°18' y W 96°56'. [120] Figura 4.4.

Capítulo 4

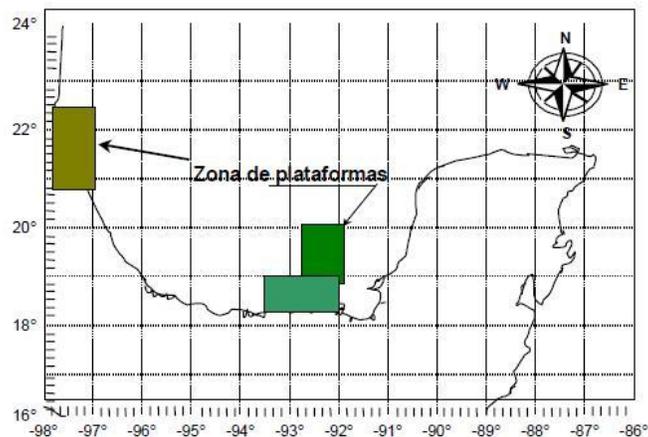


Figura 4.4: Zonas de aplicación de la norma NRF-003 de PEMEX¹²¹

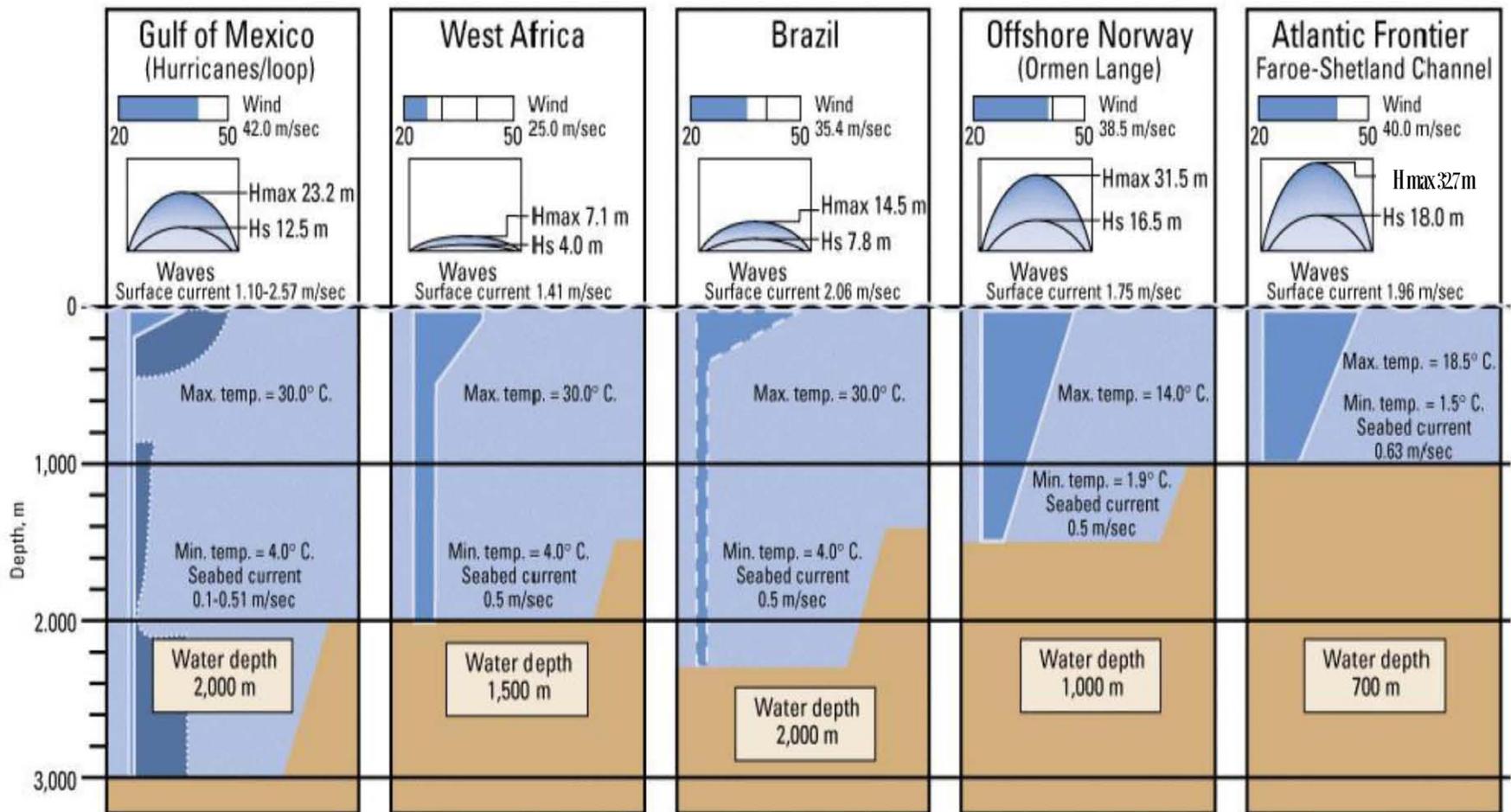
Dentro de la norma NRF-003 de PEMEX se dividen las áreas en dos zonas: la zona 1 agrupa a Litoral de Tabasco y la Sonda de Campeche, y la zona 2 a la Región Norte. Los parámetros de la norma son mostrados en forma de curvas como función del tirante de agua. Las graficas afirman que la zona 1 presenta parámetros oceanográficos en altura de ola máxima y corrientes de marea menores a la zona 2; sin embargo, la marea de tormenta es mayor a las registradas en la zona 2. Así se puede concluir que la zona 1, que contempla el Litoral de Tabasco y Sonda de Campeche, es una zona donde las condiciones oceanográficas son menos severas que las de la zona 2.

4.5 Comparación de las condiciones oceanográficas

Las compañías extranjeras cuentan con parámetros oceanográficos generales que ejemplifican el riesgo y dificultad que se corre al instalar el equipo submarino, así como el ambiente al que se expondrá este último. Figura 4.5.

Conocer las características del lecho marino -velocidad de corriente con respecto al tirante de agua, temperatura a diferentes profundidades, velocidad del viento y demás datos oceanográficos -nos ayudan a tener una buena planeación y esto se ve reflejado en los costos. Así mismo, ayuda a una toma de decisión óptima para el diseño y la instalación de los equipos submarinos.

Condiciones Ambientales



Source: Tangen, T.A., "Challenges for the North Sea's First Deepwater Project, Ormen Lange," Instok, Houston, Mar. 7, 2000.

Figura 4.5: Condiciones ambientales costa afuera de algunas localidades¹²²

Capítulo 4

En la Figura 4.5, las regiones del Golfo de México, el oeste de África y Brasil se caracterizan por tener fuertes corrientes en la superficie, vientos y oleaje variable, tormentas repentinas, y corrientes en el lecho marino de velocidad significativa. La región de Noruega y la frontera del Atlántico cuentan con varias características similares a las anteriores, pero cuentan con oleaje y vientos más severos, fuertes corrientes en el lecho marino, bajas temperaturas tanto en superficie como en lecho marino y una persistencia más notable en tormentas. De todas las regiones anteriores, el Golfo de México cuenta con la mayor profundidad lo que la hace aún más difícil y por lo que se requiere más estudios de ingeniería.

Recordemos que cada campo cuenta con características oceanográficas específicas que deben ser medidas y analizadas, con el objetivo de lograr los resultados óptimos en el diseño e instalación de los equipos submarinos de producción.

Capítulo 5: Campos tipo tieback en el Golfo de México

El conocimiento de los campos ubicados en el GoM es vital si se quiere conocer el límite tecnológico y tener una idea de cómo poder implantar un sistema submarino de producción tipo tieback que se va a enfrentar las mismas condiciones oceanográficas, entre otros aspectos.

5.1 Tendencias y áreas

Como ya se vio en capítulos anteriores, Estados Unidos ha tenido una gran participación en el GoM, dándole a este último una de las historias de E&P más longevas gracias a que en él se encuentra una fuente rica en hidrocarburos.

Los yacimientos marginales que cuentan con pocos recursos ya pueden ser explotados gracias al tieback submarino. Actualmente, el Golfo de México cuenta con alrededor de 115 campos tiebacks conectados a aproximadamente 31 plataformas.

La tendencia arquitectónica en los campos de Estados Unidos es variada e incluye en su gran mayoría, los tipos *Cluster*, *Satellite* y el conjunto conocido como *Drill Center*. Los tipos *Daisy Chain* y *Cluster Daisy Chain* se encuentran en menor escala, del tipo *Template* no se encuentra ninguno; este último tipo se encuentra en mayor escala en el Mar del Norte y en menor cantidad en regiones como el oeste de África y la costa de China.

Con la instalación del *Pioneer* (FPSO) EU contará, en el Golfo de México, con todos los tipos de plataformas, tanto fijas como flotantes. La adquisición del *Pioneer* representa para los Estados Unidos el inicio de una ingeniería enfocada a los FPSOs para sus proyectos futuros.

Los campos tipo tieback se clasifican según su explotación, en gas y aceite, contando cada tipo con sus propios record mundiales de profundidad y distancia. Los campos en el GoM cuentan con los record actuales de profundidad: para gas el proyecto *Cheyenne* y para aceite el proyecto *Silve Tip*.

Capítulo 5

Los records de distancia para producción de aceite y gas pertenecen al proyecto *Penguin AE* con 69.8 km (43.4 millas) y el campo *Snøhvit* con 143 km (89 millas), respectivamente; ubicados en el Mar del Norte.

Estados Unidos, a través de la MMS, divide al GoM en bloques para tener un mejor control sobre los campos e instalaciones. Figura 5.1.

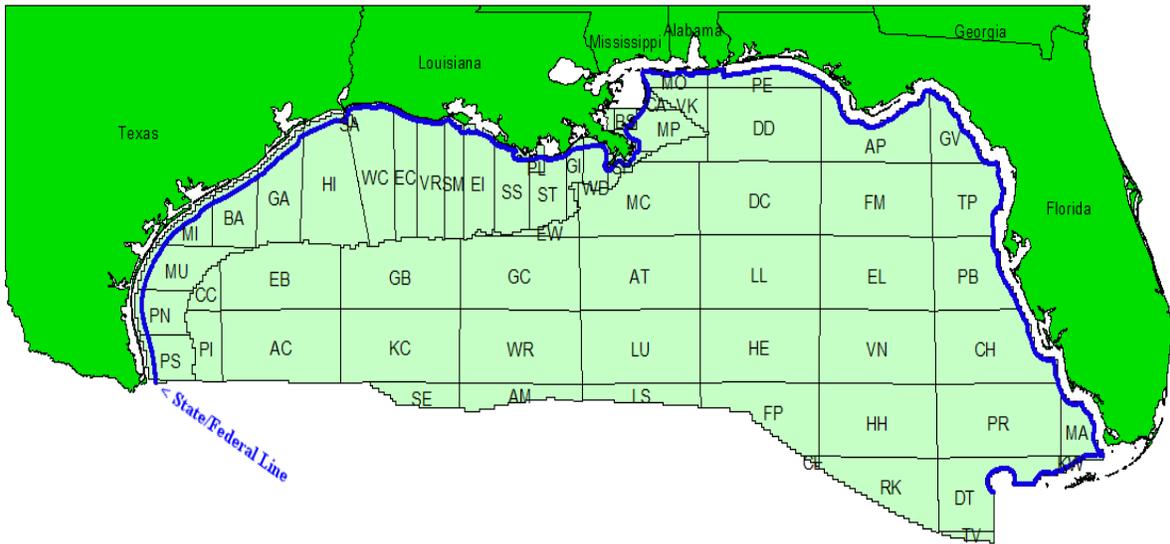


Figura 5.1: División de bloques del GoM por la MMS en EU [123]

Los bloques que conforman el Golfo de México son agrupados en 3 grandes regiones [124]:

- ✓ Región Central: es la de mayor tamaño con 269,130.88 km² (66,452,068 acres) divididos en 12,409 bloques, esta región cuenta con el 73.3% de los proyectos que ocupan el 16% del territorio total.
- ✓ Región Este: cuenta con un área de 261,454.43 km² (64,556,650 acres) dividida en 11,526 bloques, esta región cuenta con el 1.8% de los proyectos que ocupan el 0.4% del territorio total. La región este cuenta con un área extensa poco explorada.

Capítulo 5

- ✓ Región Oeste: es la más pequeña de las regiones con un área de 115,735.16 km² (28,576,583 acres) que se divide en 5,240 bloques, esta región cuenta con el 24.9% de los proyectos que ocupan el 5.9% del territorio total.

El área ocupada por los campos y proyectos en el GoM es de 143,938.494 km² (35,540,369 acres) lo cual representa el 22.3% de los 646,320.542 km² (159,585,319 acres) del territorio total. [125]
 Figura 5.2.

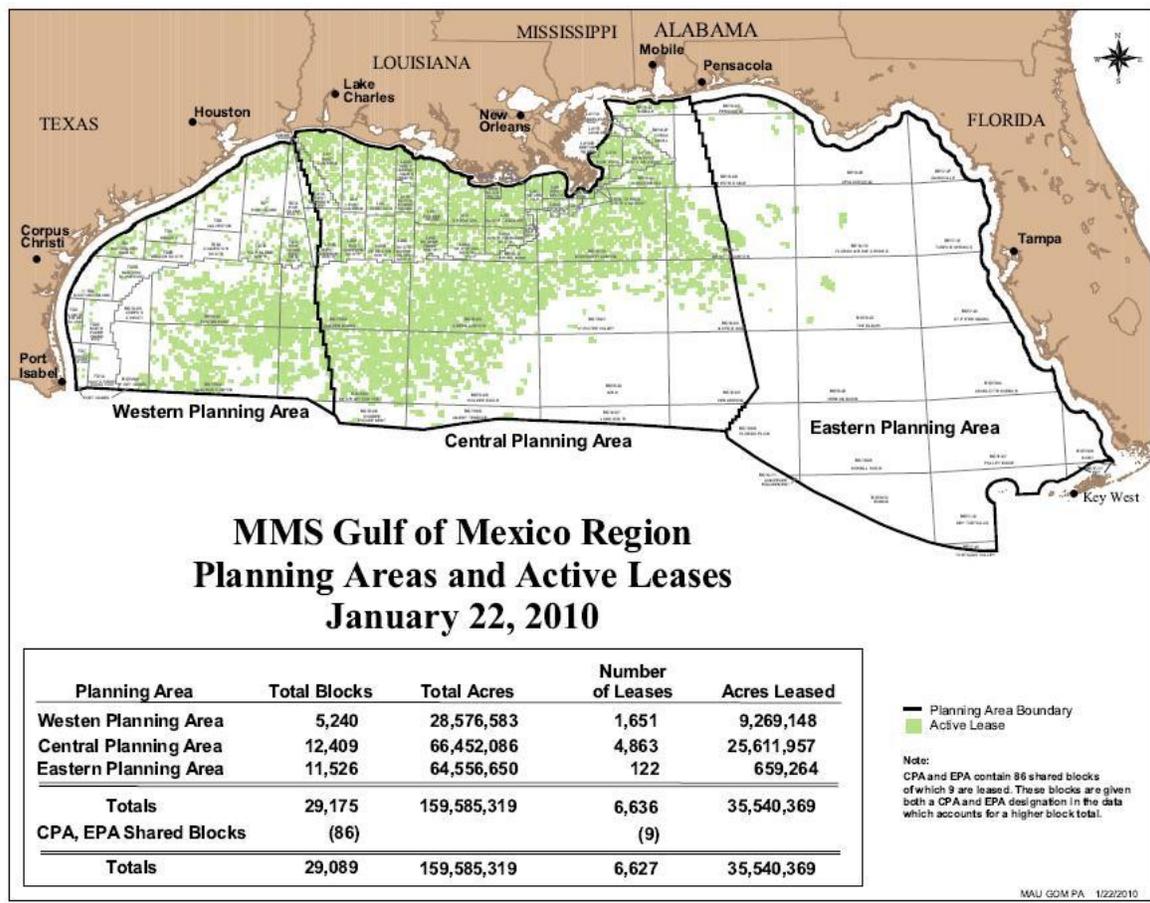


Figura 5.2: Áreas y actividades en GoM, MMS [126]

Capítulo 5

5.2 Campos tieback

Record mundial de profundidad

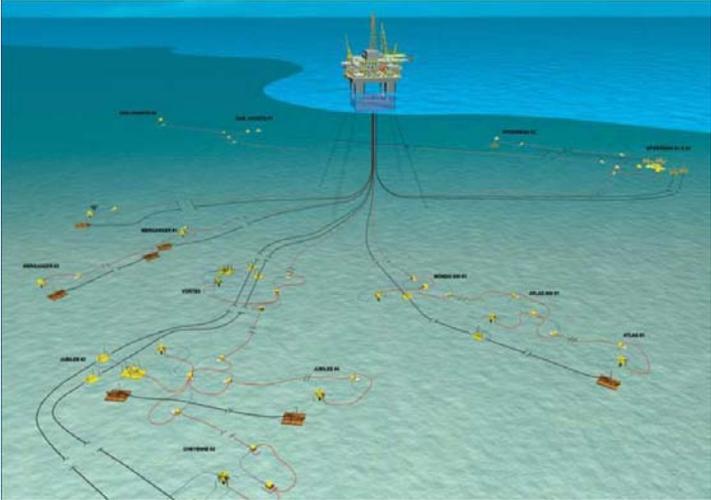
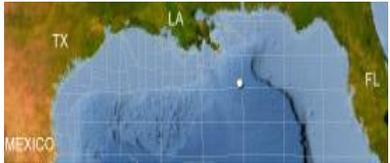


A continuación se presentan los proyectos y sus campos tieback ubicados en el Golfo de México:

<h3>Proyecto Perdido [127]</h3>		<h3>Operador</h3>	
			Shell 35% Chevron 37.5% BP 27.5%
			<h3>Ubicación</h3>
<h3>Campos</h3> <p>Great White: se localiza a 2,383 m (7,818 ft) de profundidad. Lo opera principalmente Chevron, su producción es de aceite y se encuentra aún en desarrollo, es el campo más importante de Perdido ya que representa el 80% de la producción total.</p> <p>Tobago: se encuentra a 2,854 m (9,364 ft) de profundidad y a 9.6 km (6 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Silver Tip : se ubica a 2,934 m (9,626 ft) de profundidad y a 14.4 km (8.9 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell. Su producción es de aceite.</p> <p>Los tres campos suman en total 17 XT^{vii}, 2 <i>manifold</i>, 5 módulos de separación y bombeo submarino; cuentan con tres umbilicales, uno de ellos con 60 km (37.3 millas). Great White cuenta con 5 XT y un <i>manifold</i> de los mencionados.</p> <p>La arquitectura del Great White y Tobago es tipo <i>Cluster</i>.</p>		<h3>Plataforma</h3> <p>Se localiza en Alaminos Canyon, Bloque 857, aproximadamente a 354 km (220 millas) de Galveston, Texas. [128]</p> <p>Es una plataforma Spar; se encuentra a 2,383 m (7,816 ft) de profundidad.</p> <p>Produce principalmente aceite de entre 14° – 18°API y su producción tope es de 130 Mbpd.^{viii} [129]</p>	

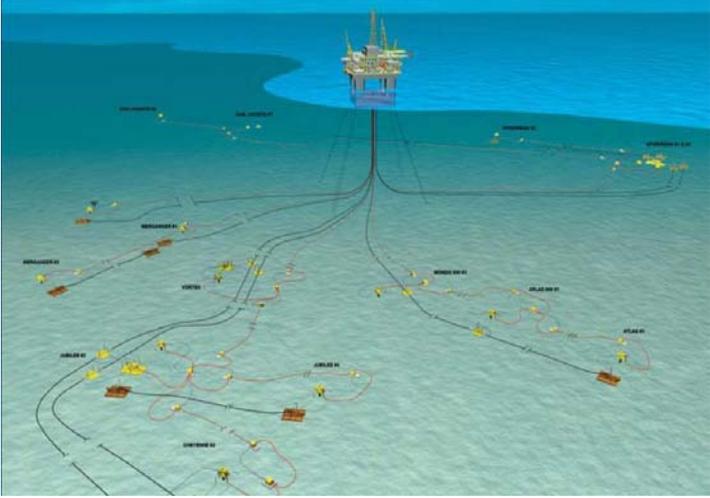
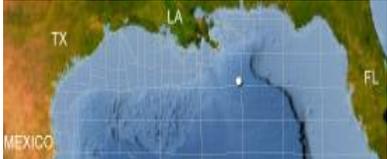
^{vii} Árbol de producción

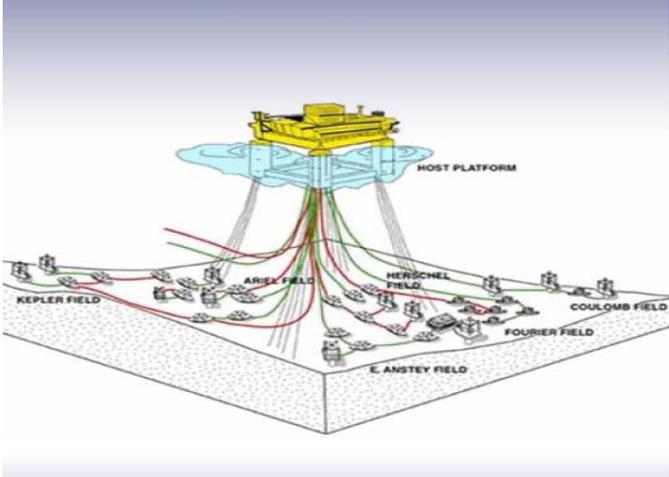
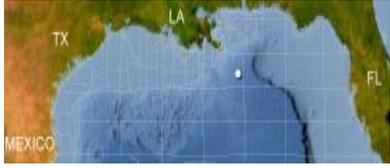
^{viii} Miles de barriles por día

<h2>Proyecto Independence Hub ^[130]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			Enterprise Atwater Valley Producers Group Anadarko Dominion Kerr – McGee Spinnaker Devon Energy
			<h2>Ubicación</h2> 
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Spiderman: se encuentra a 2,473 m (8,114 ft) de profundidad y a 38.6 Km (24 millas) de distancia de la plataforma; lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>San Jacinto: localiza a 2,399 m (7,871 ft) de profundidad y a 54.7 km (34 millas) de distancia de la plataforma; lo opera principalmente Eni.</p> <p>Atlas: se ubica a 2,745 m (9,006 ft) de profundidad y a 40.1 km (24.9 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Atlas NW: se encuentra a 2,700 m (8,858 ft) de profundidad y a 35.4 km (22 millas) de distancia de la plataforma; lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Mondo: se localiza a 2,542 m (8,340 ft) de profundidad y a 19.3 km (12 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Vortex: se ubica a 2,555 m (8,383 ft) de profundidad y a 39.4 km (24.5 millas) de la plataforma, lo opera principalmente Anadarko.</p>		 <p>Se localiza en Mississippi Canyon, Bloque 920, aproximadamente a 180 m (110 miles) del Delta del río Mississippi. [131]</p> <p>Es una plataforma semi; se encuentra a 2,415 m (7,920 ft) de profundidad.</p> <p>Produce principalmente gas; su producción tope es de 950 MMft³/d.^{ix}</p> <p>Cuenta con 10 campos en total: 9 campos produciendo y uno en desarrollo.</p>	

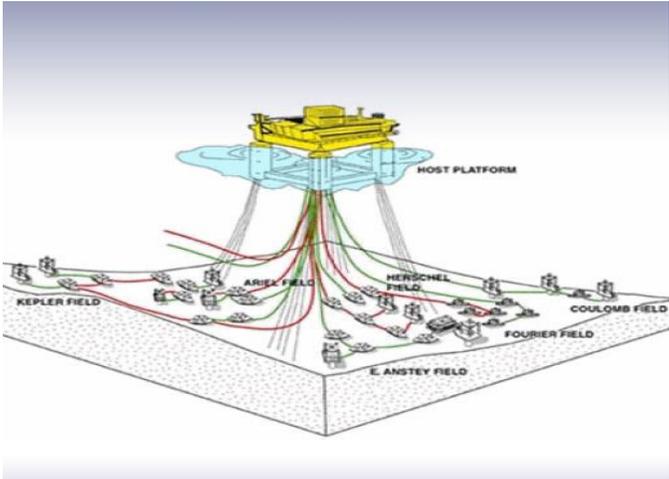
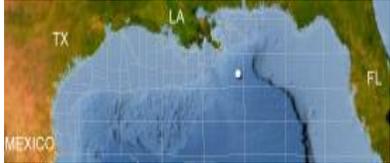
^{ix} Millones de pies cúbicos por día

Capítulo 5

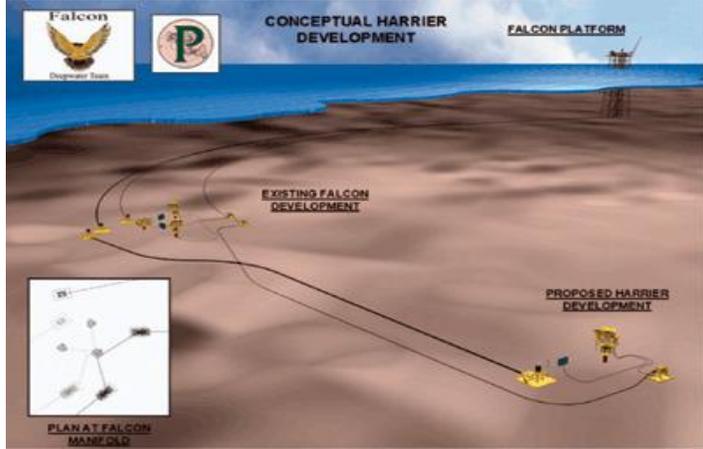
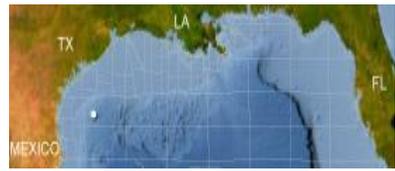
<h2>Proyecto Independence Hub</h2>		<h2>Operador</h2>	
			<p>Enterprise Atwater Valley Producers Group Anadarko Dominion Kerr – McGee Spinnaker Devon Energy</p>
			<h2>Ubicación</h2>
			
		<h2>Campos</h2>	
<p>Jubilee: se encuentra a 2,675 m (8,776 ft) de profundidad y a 33.1 Km (20.6 millas) de distancia de la plataforma y lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Cheyenne  se localiza a 2,748 m (9,016 ft) de profundidad y a 72 Km (44.7 millas) de distancia de la plataforma; lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Merganser: se ubica a 2,418 m (7,933 ft) de profundidad y a 23.7 Km (14.7 millas) de distancia de la plataforma y lo opera principalmente Anadarko.</p> <p>Callisto: se encuentra a 2,2012 m (6,601 ft) de profundidad, lo opera principalmente Anadarko; aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>Los 10 campos productores anteriores suman en su totalidad 11 XT, cuenta con 3 <i>manifolds</i>: 2 slots, 4 slots y 5 slots. Además: de los umbilicales de control, 12 x gas, los equipos de terminación, 14 PLET's. Las arquitecturas con las que cuentan son: <i>Satellite, Cluster, Cluster Daisy Chain, que en conjunto se conocen como Drill Center.</i></p>			
		<p>Se localiza en Mississippi Canyon, Bloque 920, aproximadamente a 180 m (110 miles) del Delta del río Mississippi.</p> <p>Es una plataforma semi; se encuentra a 2,415 m (7,920 ft) de profundidad.</p> <p>Produce principalmente gas; su producción tope es de 950 MMft³/d.</p> <p>Cuenta con 10 campos en total: 9 campos produciendo y uno en desarrollo.</p>	

<h2>Proyecto Nakika ^[132]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>BP 50% Shell 50%</p>
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Coulomb: se encuentra a 2,307 m (7,569 ft) de profundidad y a 43.6 km (27.1 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción es de gas.</p> <p>East Ansley: se localiza a 2,008 m (6,588 ft) de profundidad y a 17.8 km (11 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción es de gas.</p> <p>Ariel: se ubica a 1,902 m (6,240 ft) de profundidad y a 7.6 km (4.7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción de aceite es de 28° API.</p> <p>Keppler: se encuentra a 1,755 m (5,758 ft) de profundidad y a 18.9 km (11.7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción de aceite es de 28° API.</p> <p>Herchel: se localiza a 2,054 m (6,739 ft) de profundidad y a 20.7 km (12.9 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción de aceite es de 25° API.</p>	 <p>La plataforma semi-sumergible Nakika se encuentra anclada a 1,920 m (6,300 ft) de profundidad.</p> <p>Se localiza en Mississippi Canyon, bloque 474, aproximadamente a 225 km (140 millas) al sureste de Nueva Orleans.</p> <p>Es la primera plataforma que se instaló para explotar campos pequeños y medianos.</p> <p>Produce aceite y gas, el primero con una producción pico de 110 Mbpd y el segundo con 324.9 MMft³/d.</p>	

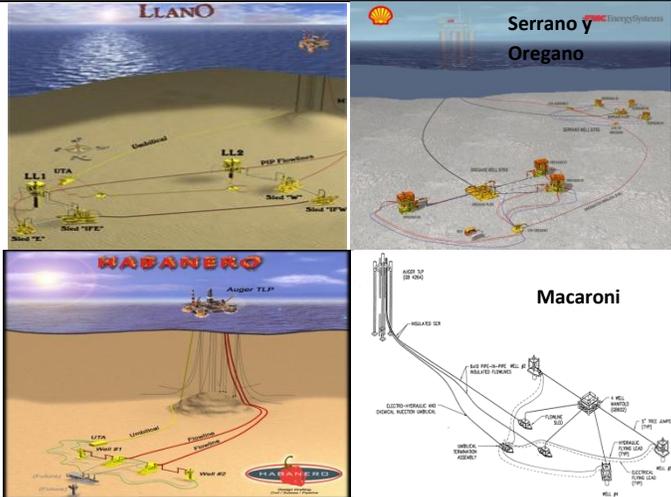
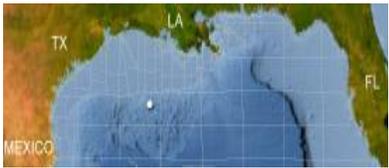
Capítulo 5

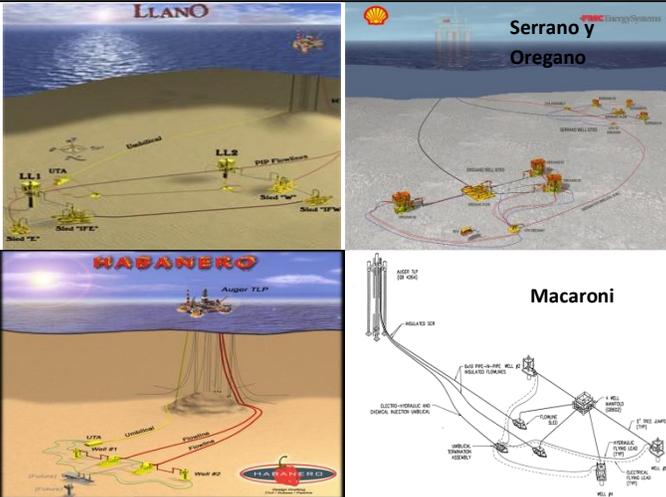
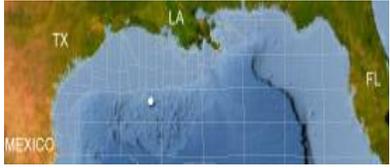
<h2>Proyecto Nakika</h2>	<h2>Operador</h2>	
		BP 50% Shell 50%
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Fourier: se encuentra a 2,118 m (6,950 ft) de profundidad y a 27.1 km (16.8 millas) de distancia de la plataforma, lo opera principalmente Shell; su producción de aceite es de 29° API.</p> <p>Isabela: se ubica a 1,981 m (6,499 ft) de profundidad, lo opera principalmente ATP; aún se encuentra en desarrollo y producirá aceite. [133]</p> <p>La arquitectura de los campos de este proyecto cuenta con las tres básicas; <i>Satellite</i>, <i>Cluster</i> y <i>Daisy Chain</i>. Los campos Ariel y Kepler son <i>Daisy Chain</i>, el Coulomb es tipo <i>Cluste</i> y el resto de los campos son <i>Satellite</i>.</p> <p>Ariel cuenta con el mayor número de árboles: 3 XT, Kepler y Coulomb con 2 XT y el resto de los campos con 1 XT.</p>	 <p>La plataforma semi-sumergible Nakika se encuentra anclada a 1,920 m (6,300 ft) de profundidad.</p> <p>Se localiza en Mississippi Canyon, bloque 474, aproximadamente a 225 km (140 millas) al sureste de Nueva Orleans.</p> <p>Es la primera plataforma que se instaló para explotar campos pequeños y medianos.</p> <p>Produce aceite y gas, el primero con una producción pico de 110 Mbpd y el segundo con 324.9 MMft³/d.</p>	

Capítulo 5

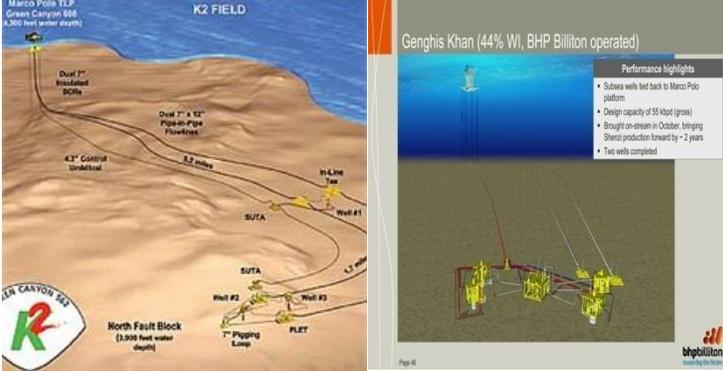
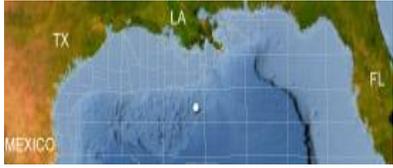
<h2>Proyecto Falcon Corridor [134]</h2>		<h2>Operador</h2>	
		<p>Marubeni</p>	<p>Marubeni Corporation 100%</p>
		<h2>Ubicación</h2>	
			
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Falcon: se localiza a 1,036 m (3,399 ft) de profundidad y a 48.3 km (30 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Marubeni Corp; su producción es de gas.</p> <p>Harrier: se encuentra a 1,280 m (4,200 ft) de profundidad y a 75.6 km (47 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Marubeni Corp; su producción es de gas.</p> <p>Raptor: se ubica a 1,067 m (3,501 ft) de profundidad y a 64.4 km (40 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Marubeni Corp; su producción es de gas.</p> <p>Tomahawk: se encuentra a 1,067 m (3,501 ft) de profundidad y a 53.1 km (33 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Marubeni Corp; su producción es de gas.</p> <p>Los cuatro campos presentan un arreglo tipo <i>Satellite</i>, el campo Falcon cuenta con 2 XT y el resto de los campos con un único XT. Cuenta con 2 líneas paralelas de flujo de 76 km (47 millas) de largo.</p>		<p>La plataforma fija Falcon Nest se encuentra a 119 m (393 ft) de profundidad.</p> <p>Se localiza en Mustang Island, bloque 103.</p> <p>Es una de las primeras plataformas que usa el tieback. Su producción pico es de 300 MMft³/d.</p>	

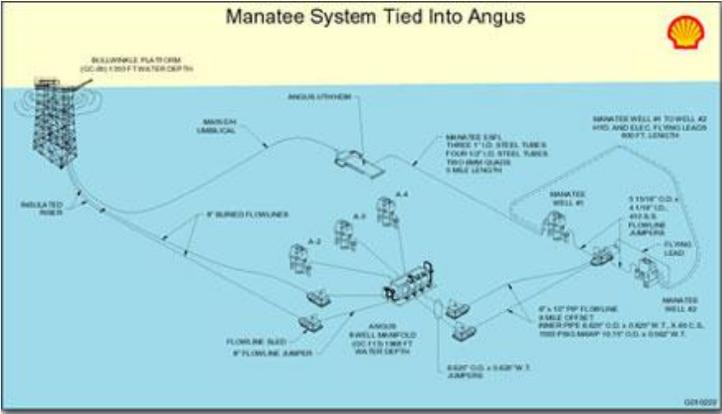
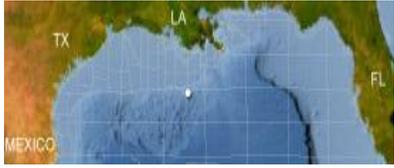
Capítulo 5

<h2>Proyecto Auger [135]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			Shell 100%
		<h2>Ubicación</h2>	
			
<h3>Campos</h3>		<h3>Plataforma</h3>	
<p>Macaroni: se encuentra a 1,123 m (3,684 ft) de profundidad y a 19 km (11.8 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Oregano: se localiza a 1,036 m (3,399 ft) de profundidad y a 12.9 km (8 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Habanero: se ubica a 2,015 m (6,611 ft) de profundidad y a 18.5 km (11.5 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Cardamom: se encuentra a 872 m (2,860 ft) de profundidad y a 3 km (1.9 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Serrano: se localiza a 1,036 m (3,399 ft) de profundidad y a 10 km (6.2 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de gas.</p> <p>Llano: se ubica a 792 m (2,598 ft) de profundidad y a 19 km (11.8 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell; su producción es de aceite.</p> <p>Ozona Deep: se encuentra a 1,000 m (3,280.8 ft), lo opera Shell; aún se encuentra en desarrollo. [136]</p>		 <p>La plataforma TLP Auger se encuentra a 872 m (2,878 ft) de profundidad. [137]</p> <p>Se localiza en Garden Banks, bloque 426.</p> <p>Su producción pico es de 100 Mbpd y 300 MMft³/d.</p> <p>Sus líneas de flujo en un principio transportaban aceite, pero a medida que fue creciendo, éstas trasportaron gas y se instalaron nuevas líneas.</p> <p>Su producción de aceite es de 35° – 37° API en sus campos.</p>	

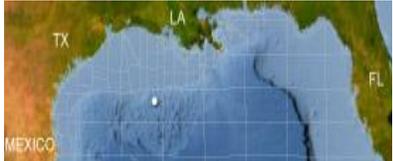
Proyecto Auger		Operador	
			Shell
			<h3>Ubicación</h3> 
Campos		Plataforma	
<p>Macaroni cuenta con 3 XT conectados a un <i>manifold</i> de 4 slots, 2 líneas de flujo, su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>.¹³⁸</p> <p>Oregano tiene 2 XT conectados a un <i>manifold</i>. Su arquitectura es <i>Cluster</i>. [139]</p> <p>Serrano cuenta 2 XT, las líneas de este campo se encuentran conectadas con ILS a las líneas principales. Presenta una arquitectura tipo <i>Satellite</i>. [140]</p> <p>Habanero tiene 2 XT conectados a un sistema dual de línea <i>pipe-in-pipe</i>; <i>Satellite</i>. [141]</p> <p>Cardamom cuenta con 2 XT conectados a un sistema dual de línea <i>pipe-in-pipe</i>; su arquitectura es <i>Satellite</i>.</p> <p>Llano tiene 2 XT conectado a 2 líneas de flujo tipo <i>pipe-in-pipe</i>; su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>			
		<p>La plataforma TL, Auger se encuentra a 872 m (2,878 ft) de profundidad.</p> <p>Se localiza en Garden Banks, bloque 426.</p> <p>Su producción pico es de 100 Mbpd y 300 MMft³/d.</p> <p>Sus líneas de flujo en un principio transportaban aceite, pero a medida que fue creciendo, éstas trasportaron gas y se instalaron nuevas líneas.</p> <p>Su producción de aceite es de 35° – 37° API en sus campos.</p>	

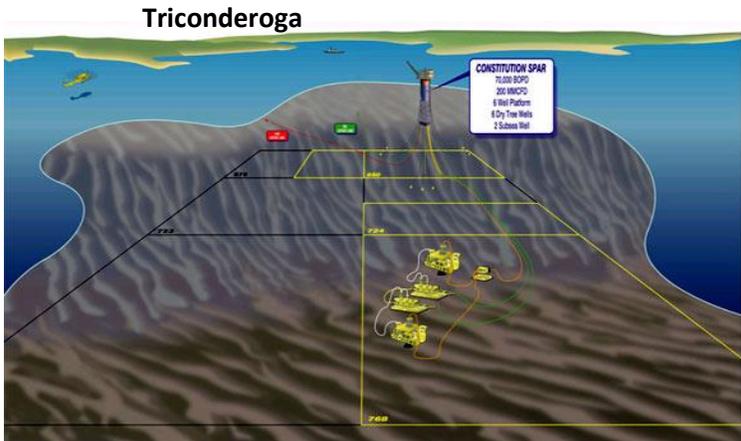
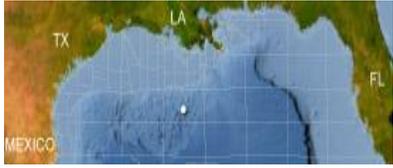
Capítulo 5

<h2>Proyecto Marco Polo [142]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>Anadarko 100%</p>
<h2>Ubicación</h2>		
		
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Genghis Kan: se encuentra a 1,311 m (4,301 ft) de profundidad, lo opera BHP Billiton y su producción es de aceite.</p> <p>K2: se localiza a 1,200 m (3,937 ft) de profundidad, lo opera Eni y su producción es de aceite.</p> <p>K2 North: se ubica a 1,219 m (3,999 ft) de profundidad, lo opera Eni, su producción es de aceite.</p> <p>Samurai: se encuentra a 1,037 m (3,402 ft) de profundidad, lo opera Anadarko; aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>Genghis Kan cuenta con 4 XT conectados a un <i>manifold</i>, su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>.</p> <p>K2 y K2 North tienen arquitecturas semejantes, 3 XT, 2 líneas de flujo y un umbilical. 4 PLETs, uno de ellos cuenta con <i>corrida de diablo</i>.</p>	 <p>La plataforma TLP Marco Polo se encuentra a 1,189 m (3,924 ft) de profundidad. [143]</p> <p>Se localiza en Green Cayon, bloque 562.</p> <p>Su producción pico es de 120 Mbpd y 300 MMft³/d.</p> <p>La capacidad de producción fue incrementada durante la construcción de los nuevos campos tipo tieback; se requerían 50 Mbpd y 150 MMft³/d.</p> <p>Su producción de aceite es de 32° API</p>	

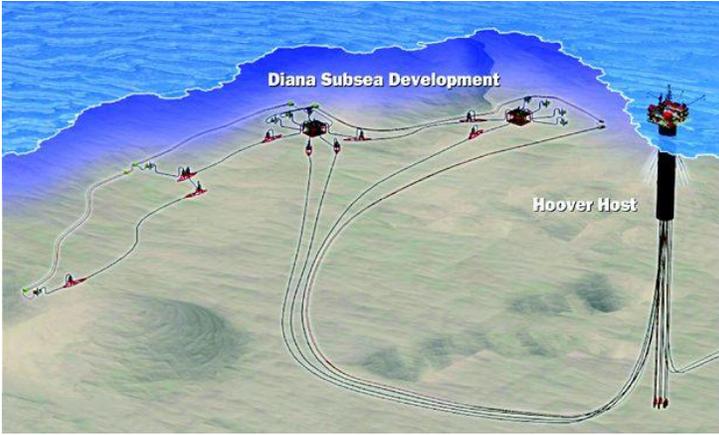
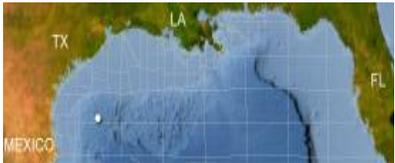
<h2>Proyecto Bullwinkle [144]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>Dynamic Offshore Resources</p>
<h2>Ubicación</h2>		
		
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Aspen: se encuentra a 960 m (3,149 ft) de profundidad y a 25.4 km (15.8 millas), lo opera Nexen Petroleum; su producción es de aceite.</p> <p>Angus: se localiza a 600 m (1,969 ft) de profundidad, lo opera Shell; produce aceite y gas.</p> <p>Arnold: se ubica a 584 m (1,916 ft) de profundidad, lo opera Marathon, y produce aceite.</p> <p>Lorien: se encuentra a 664 m (2,168.5 ft) de profundidad, lo opera Noble Energy; produce aceite y gas.</p> <p>Manatee: se localiza a 591 m (1,939 ft) de profundidad y a 27.4 km (17 millas), lo opera Shell y su producción es de aceite.</p> <p>Droshky: se ubica a 884 m (2,900 ft) de profundidad y a 29 km (18 millas), lo opera Marathon; produce aceite y gas.</p> <p>Aspen cuenta con 2 XT junto con Manatee, el resto de los campos, a excepción de Droshky, cuentan con un único campo. Su arquitectura probable es tipo <i>Satellite</i>.</p> <p>Droshky tiene 5 XT conectados a 2 PLEMs, 4 PLETs y 2 líneas de flujo de 29 km.</p>	 <p>La plataforma fija Bullwinkle se encuentra a 413 m (1,353 ft) de profundidad.</p> <p>Se localiza a 257 km (160 millas) de Nueva Orleans en Green Canyon, bloque 155.</p> <p>Su producción de aceite y gas es de: 59 Mbpd y 100 Mft³/d. [145]</p>	

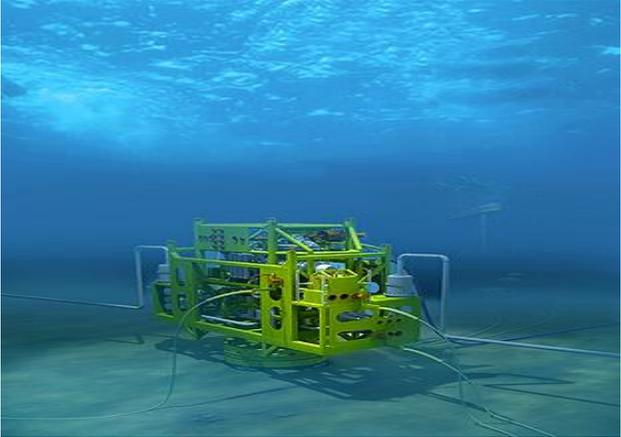
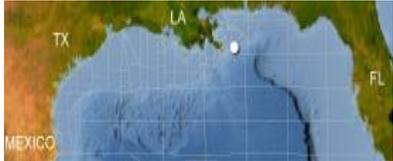
Capítulo 5

Proyecto Baldpate ^[146]	Operador	
		Hess corp.
	Ubicación	
		
Campos	Plataforma	
<p>Penn State: se encuentra a 440 m (1,444 ft) de profundidad y a 6 km (3.7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Hess Corporation; produce gas y aceite.</p> <p>Pardner: se localiza a 335 m (1,099 ft) de profundidad, lo opera Apache; produce gas y aceite.</p> <p>Devil Island: se ubica a 767 m (2,516 ft) de profundidad, es un campo nuevo y se encuentra actualmente en desarrollo, su producción; será de aceite y gas.</p> <p>Power play: se encuentra a 706 m (2,316 ft) de profundidad, lo opera Anadarko y su producción es de gas y aceite.</p> <p>En su conjunto, los campos cuentan con 18 XT.</p>	 <p>La plataforma aligerada Baldplate se encuentra a 502 m (1,657 ft) de profundidad. [147]</p> <p>Se localiza a 314 km (195 millas) de Nueva Orleans en Garden Banks, bloque 260.</p> <p>Su producción de aceite y gas es de: 60 Mbpd y 98.9 MMft³/d.</p> <p>Su producción de aceite cuenta con 36.5° API.</p>	

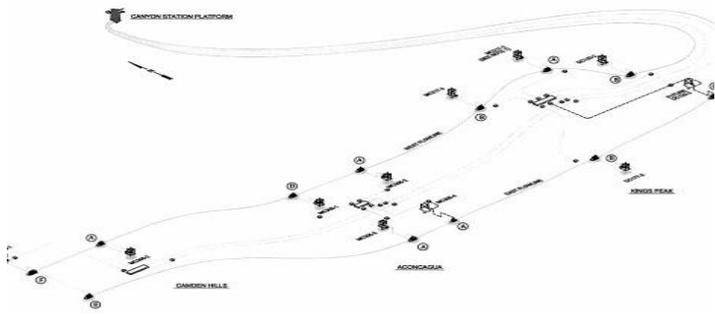
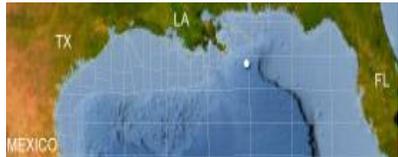
<h2>Proyecto Constitucion ^[148]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			
		<p>Anadarko Kerr McGee Noble Energy</p>	
		<h2>Ubicación</h2>	
			
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Triconderoga: se encuentra a 1,600 m (5,249.3 ft) de profundidad, lo opera Anadarko y produce gas y aceite. El aceite obtenido cuenta con 32° API.</p> <p>Tonga West: se localiza a 1,433 m (4,701.4 ft) de profundidad, lo opera Anadarko y su producción es de aceite; se encuentra actualmente en desarrollo.</p> <p>Tonga: se ubica a 1,430 m (4,691.6 ft) de profundidad, se encuentra actualmente en desarrollo, su producción es de aceite, lo opera Anadarko.</p> <p>Caesar: se encuentra a 1,372 m (4,528 ft) de profundidad, lo opera Anadarko y su producción es de gas y aceite; actualmente se encuentra en desarrollo.</p> <p>El campo Triconderoga cuenta con 2 XT con arquitectura tipo <i>Satellite</i>, el resto de los equipos actualmente tienen 1 XT exploratorio que resultó ser productor.</p>			
		<p>La plataforma Spar Constitucion se encuentra a 1,554 m (5,128 ft) de profundidad. [149]</p> <p>Se localiza a 306 km (190 millas) al sur de Nueva Orleans en Green Canyon, bloque 680.</p> <p>Su producción de aceite y gas es de: 70,000 bpd y 200 MMft³/d.</p>	

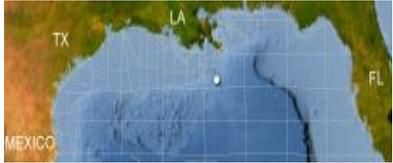
Capítulo 5

<h2>Proyecto Hoover-Diana [150]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			ExxonMobile 66.7% BP-Amoco 33%
			<h2>Ubicación</h2>
			
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Diana: se encuentra a 1,420 m (4,659 ft) de profundidad y a 26 km (16.2 millas) de distancia de la plataforma, lo opera HexxonMobil, su producción es de gas y aceite; el aceite cuenta con 16° - 18° API.</p> <p>Diana South: se localiza a 1,463 m (4,800 ft) de profundidad, lo opera ExxoMobile, produce gas y aceite; se encuentra aun en desarrollo.</p> <p>Madison: se ubica a 1,618 m (5,308 ft) de profundidad y a 11 km (7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera ExxoMobile, su producción es de aceite y gas.</p> <p>Marshall: se encuentra a 1,334 m (4,376.6 ft) de profundidad y a 11 km (7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera ExxoMobile y su producción es de aceite.</p> <p>El campo Diana cuenta con 6 XT, 2 <i>manifolds</i> conectados tipo <i>Cluster</i>, Madison y Marshall son campos tipo <i>Satellite</i>.</p>		 <p>La plataforma Hoover-Diana se encuentra a 1,463 m (4,800 ft) de profundidad. [151]</p> <p>Esta plataforma tipo Spar se localiza a 160 km (257 millas) al este de Corpus Christi, Texas, Alaminos Canyon, bloque 25.</p> <p>Su producción pico de aceite y gas es de: 100 Mbpd y 324.9 MMft³/d.</p> <p>El costo del proyecto fue de 1,600 millones de dólares.</p>	

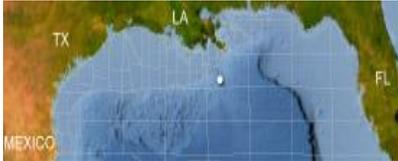
<h2>Proyecto Marlin <small>[152]</small></h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>BP 75% Shell 25%</p>
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>King: se localiza a 1,626 m (5,334 ft) de profundidad y a 27.4 km (17 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell, y su producción de aceite cuenta con 24° API.</p> <p>King South: se encuentra a 1,707 m (5,633 ft) de profundidad, lo opera BP; su producción es de aceite.</p> <p>Dorado: se ubica a 1,219 m (4,023 ft) de profundidad, lo opera BP, y su producción es de aceite.</p> <p>Nile: se localiza a 1,077 m (3,554 ft) de profundidad; aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>El campo King cuenta con 6 XT y dos equipos submarinos de bombeo multifásico, estas bombas fueron las primeras en ser instaladas a una profundidad mayor a los 930 m (3,000 ft); su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>.</p> <p>El campo Dorado tiene 3 XT y el campo King South tipo <i>Satellite</i>.</p>	 <p>La plataforma TLP Marlin se localiza a 120.7 km (75 millas) de la costa de Luisiana en Viosca Knoll, bloque 871, a una profundidad de 986 m (3,254 ft).</p> <p>Su producción pico es de 40 Mbpd de aceite y 250.7 MMft³/d para gas.</p> <p>El proyecto tuvo un costo total de 500 millones de dólares.</p>	

Capítulo 5

<h2>Proyecto Canyon Station [153]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>Total</p>
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Aconagua: se ubica a 2,165 m (7,103 ft) de profundidad y a 91.7 km (57 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Total, y su producción es de gas.</p> <p>Kings Peak: se localiza a 1,890 m (6,201 ft) de profundidad, a 91.7 km (57 millas) de distancia de la plataforma; es operado por la compañía BP, y produce gas.</p> <p>Camden Hill: se encuentra a 2,195 m (6,654 ft) de profundidad y a 91.7 km (57 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Total, y su producción es de gas.</p> <p>Los tres campos en conjunto se conocen como el complejo Canyon Station, cada campo presenta diferentes parámetros de producción, distancia y profundidad. Cuentan con una arquitectura tipo <i>Daisy Chain</i>, Aconagua y Kings Peak cuentan con 4 XT, y Camdell Hill cuenta solo con 2 XT.</p> <p>El gas del complejo es transportado por 2 líneas de producción de 12" de diámetro. Este complejo cuenta con <i>inline tie-in-sled</i> para la conexión de las líneas; cada campo cuenta con un medidor multifasico.</p>	 <p>La plataforma Canyon Express se encuentra a 91 m (299 ft) de profundidad. [154]</p> <p>Esta plataforma fija se localiza a 88 km (54 millas) al norte de Camden Hill, bloque MP 261.</p> <p>Su producción pico de gas es de 500 MMft³/d.</p>	

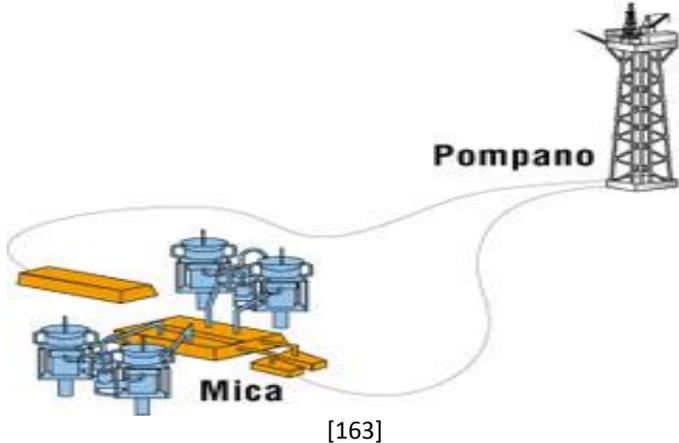
<h2>Proyecto Mars [155]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		Shell 71.5% BP 28.5%
	<h2>Ubicación</h2>	
		
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Europa: se ubica a 1,190 m (3,904 ft) de profundidad y a 32.2 km (20 millas) de distancia de la plataforma, lo opera ExxoMobile, su producción de aceite cuenta con 24° API.</p> <p>Deimos: se encuentra a 915 m (3,002 ft) de profundidad, lo opera Shell y su producción es de aceite; aún está en desarrollo.</p> <p>El campo Europa cuenta actualmente con 4 XT pero será capaz de acomodar 8 XT, su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>. El campo Deimos tiene 3 XT y se espera poder ampliar los pozos; su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>	 <p>La plataforma TLP Mars se encuentra a 896 m (2,940 ft) de profundidad. [156]</p> <p>Se localiza a 209 km (130 millas) del sureste de Nueva Orleans, en Mississippi Canyon, bloque 807</p> <p>Su producción pico de aceite y gas es de: 200 Mbpd y 183.6 MMft³/d.</p> <p>Fue diseñada para mantenerse en condiciones de huracán, pero a pesar de eso fue dañada por el huracán Katrina en el año 2005 y reconstruida en 2006.</p>	

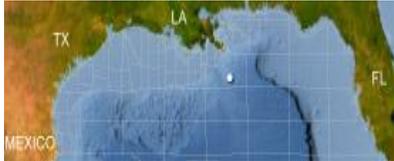
Capítulo 5

Proyecto Ursa <small>[157]</small>	Operador	
		Shell 45% BP 23% ExxoMobile 16%
	Ubicación	
		
Campos	Plataforma	
<p>Princess: se encuentra a 1,100 m (3,609 ft) de profundidad y a 32.2 km (20 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell, su producción es de gas y aceite, este ultimo cuenta con 28° API.</p> <p>Crosby: se ubica a 1,339 m (4,393 ft) de profundidad y a 16.1 km (10 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell y su producción de aceite cuenta con 32° API.</p> <p>El campo Corsby cuenta con 6 XT conectados a un <i>manifold</i> de 6 slots por lo que su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>. El campo Princess tiene solo 3 XT con una arquitectura tipo <i>Satellite</i> conectados a la línea de flujo por medio de <i>in-line-sled</i>.</p>	 <p>La plataforma TLP Ursa se localiza a 1,160 m (3,806 ft) de profundidad. Se localiza en Mississippi Canyon bloque 810. [158]</p> <p>Su producción pico de aceite y gas es de: 150 Mbpd y 399 MMft³/d.</p> <p>Su costo fue de 1,450 millones de dólares.</p>	

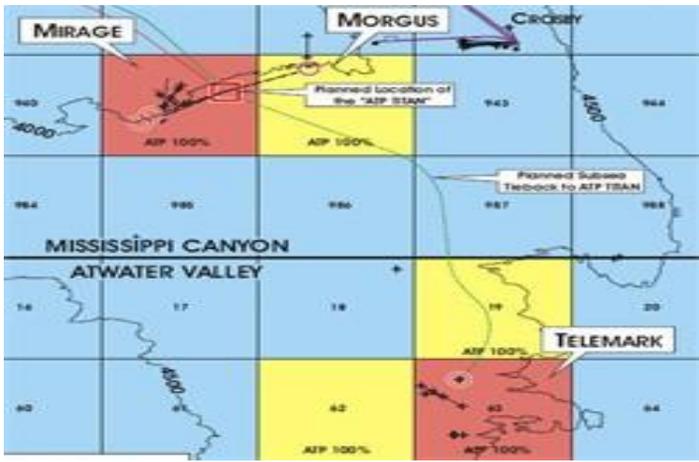
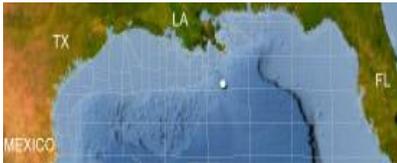
<h2>Proyecto West Delta 143 [159]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			<p>Shell</p>
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Mensa: se encuentra a 1,615 m (5,300 ft) de profundidad y a 109.4 km (68 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Shell y su producción es de gas.</p> <p>Cuenta con 4 VXT conectados a una <i>manifold</i>, por lo que su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>.</p>		 <p>[160]</p> <p>La plataforma fija West Delta 143 se ubica a 145 km (90 millas) de Nueva Orleans, a una profundidad de 119 m (390 ft). [161]</p> <p>Su producción pico es de 300 MMft³/d.</p> <p>Se diseñó originalmente como una plataforma de enlace para transportar la producción de la plataforma Mars, pero posteriormente se añadió la plataforma Ursa.</p>	

Capítulo 5

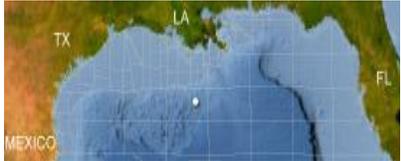
Proyecto Pompano [162]	Operador	
 <p style="text-align: center;">Pompano</p> <p style="text-align: center;">Mica</p> <p style="text-align: right;">[163]</p>		BP
	Ubicación	
Campos	Plataforma	
<p>Mica: se encuentra a 1,326 m (4,350 ft) de profundidad y a 48.7 km (30.2 millas) de distancia de la plataforma, lo opera ExxoMobile; su producción es de gas y aceite.</p> <p>Cuenta con 4 XT conectados a un <i>manifold</i>, por lo que su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>.</p>	 <p>La plataforma fija Pompano se ubica a 393m (1,297 ft) de profundidad, se ubica en Viosca Knoll, bloque 989.</p> <p>Es una de las plataformas fijas más grandes en el Golfo de México; cuenta con módulo de perforación y proceso.</p> <p>Tiene con una producción pico de aceite de 60 Mbpd y 90 MMft³/d de gas.</p>	

<h2>Proyecto Devils Towers [164]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			Eni 75% Marubeni 25%
		<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Bass Lite: se localiza a 2,028 m (6,654 ft) de profundidad y a 90.1 km (56 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Marine Energy y su producción es de gas.</p> <p>Gold finger: se encuentra a 1,653 m (5,423 ft) de profundidad, lo opera Enervest, y produce aceite.</p> <p>Triton: se ubica a 1,710 m (5,610 ft) de profundidad, es operado por Eni, y su producción es de aceite.</p> <p>El campo Bass Lite cuenta con 2 XT conectados a una línea de flujo por medio de <i>in-line-sled</i>, su arquitectura es tipo <i>Satellite</i> al igual que el resto de los campos que tienen con un sólo XT.</p>			
		<p>La plataforma Spar Devils Tower se ubica a 225 km (140 millas) al sureste de Nueva Orleans en Mississippi Canyon, bloque 773, a 1,710m (5,610 ft) de profundidad. [165]</p> <p>Esta plataforma ha sido asotada por los huracanes Ivan en 2005, Katrina y Rita en años posteriores; causando daños tanto en la estructura como en la tubería de descarga.</p> <p>Cuenta con una producción pico de 5,000 bpd y 5 MMft³/d.</p>	

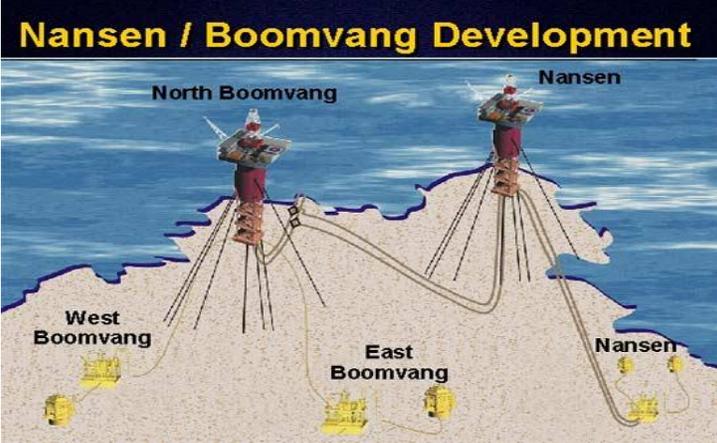
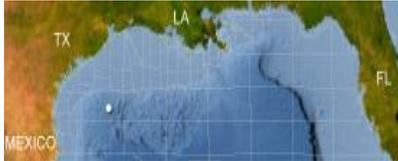
Capítulo 5

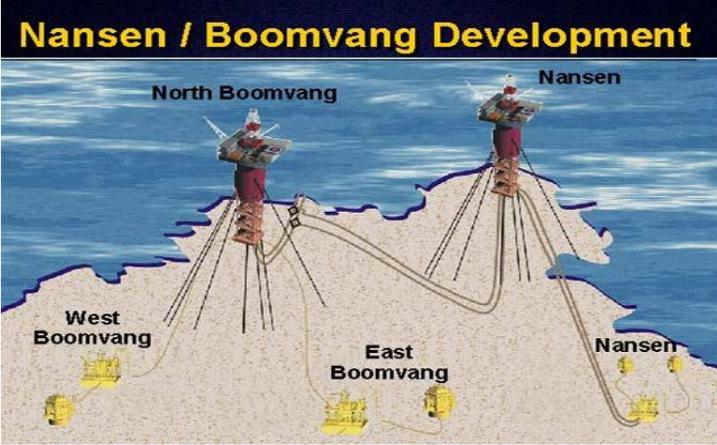
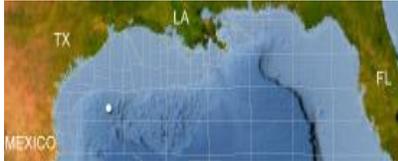
<h2>Proyecto Telemark (ATP Titan) [166]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			ATP
		<h2>Ubicación</h2>	
			
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Mirage: se localiza a 1,201 m (3,940 ft) de profundidad, lo opera Statoil y su producción es de gas, aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>Morgus: se ubica a 1,312 m (4,205 ft) de profundidad, lo opera Enervest; su producción es de aceite.</p> <p>Telemark: se encuentra a 1,337 m (4,387 ft) y se encuentra a 11.27 km (7 millas) al sur de Mirage y Morgus, lo opera ATP, y produce aceite.</p> <p>Oasis: se ubicará en Mississippi Canyon, bloque 943; se encuentra aún en la etapa de desarrollo.</p> <p>Mirage y Morgus cuentan con dos XT, el tercer y cuarto XT será perforado e instalado a mediados del 2010. El campo Telemark es la segunda fase del proyecto que iniciará en Mayo del 2010, se tienen pensados cuatro XT.</p>			
		<p>La plataforma Spar Titan se localiza en Mississippi Canyon, bloque 941, a 1,201m (3,963 ft) de profundidad. [167]</p> <p>Tiene una producción pico de 25 Mbpd y 60 MMft³/d.</p> <p>El costo de la plataforma fue de 600 millones de dólares.</p>	

Capítulo 5

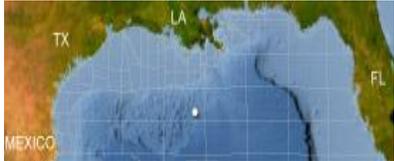
Proyecto Front Runner [168]	Operador	
		Murphy
	Ubicación	
		
Campos	Plataforma	
<p>Quatrain: se ubica a 1,006 m (3,320 ft) de profundidad, lo opera Murphy y su producción es de gas, aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>Front Runner South: se encuentra a 1,013 m (3,343 ft), lo opera Murphy; su producción es de aceite y gas.</p> <p>Daniel Boone: se localiza a 1,311 m (4,326 ft) de profundidad y a 35 km (22 millas) de distancia de la plataforma, lo opera W&T Offshore y su producción es de aceite.</p> <p>Healey: se ubica a 738 m (2,421 ft) de profundidad, aún se encuentra en desarrollo.</p> <p>Clipper: se encuentra a 1,055 m (3,461 ft) de profundidad; se encuentra en desarrollo. [169]</p> <p>Los tres campos cuentan con un solo XT, por lo que su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>	 <p>[170]</p> <p>La plataforma Spar Front Runner se localiza en Green Canyon, bloque 338, a 1,006 m (3,320 ft) de profundidad. [171]</p> <p>Tiene una producción pico de 60 Mbpd y 110 MMft³/d.</p>	

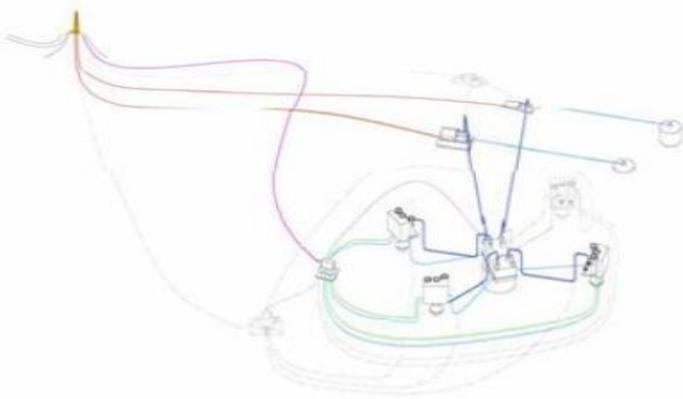
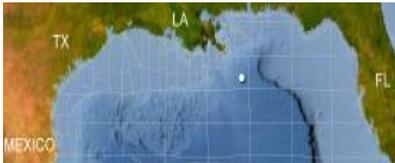
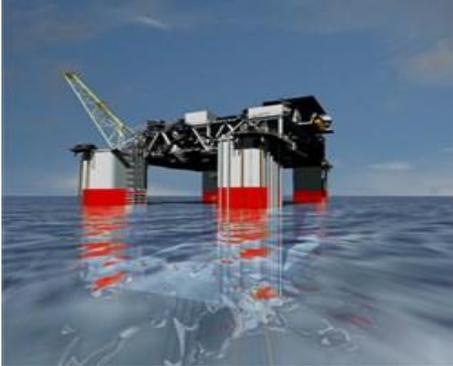
Capítulo 5

<h2>Proyecto Nansen [172]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>Kerr McGee 50% Ocean Energy 50%</p>
		<h2>Ubicación</h2> 
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Nansen: se localiza a 1,122 m (3,703 ft) de profundidad, lo opera Kerr McGee; su producción es de gas y aceite.</p> <p>Northwest Navajo: se ubica a 1,013 m (3,343 ft), lo opera Kerr MaGee; su producción es de aceite y gas.</p> <p>Northwest Nansen: se encuentra a 1,067 m (3,521 ft) de profundidad, lo opera Anadarko, su producción es de aceite y gas.</p> <p>El campo Nancen tiene tres XT, un <i>manifold</i> y PLET, se encuentra a 13 km (8 millas) al este el campo Boomvang. Su arquitectura es tipo <i>Cluster</i>. Los campos NW Navajo [173] y NW Nansen cuentan solo con un XT, por lo que su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>	 <p>La plataforma Spar Nansen se ubica en East Breaks, bloque 602, a 1,120 m (3,696 ft) de profundidad. [174]</p> <p>Cuenta con una producción pico de 40 Mbpd y 200 MMft³/d.</p> <p>Los campos con los que cuenta Nansen son independientes a los de la Plataforma Spar Boomvang. Sin embargo, los campos se conocen como el conjunto de Nansen-Boomvang.</p>	

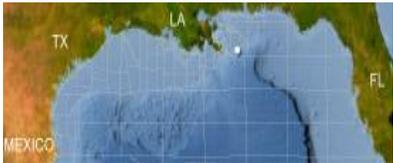
<h2>Proyecto Boomvang [175]</h2>		<h2>Operador</h2>	
			<p>Enterprise 50% Kerr McGee 30% Ocean Energy 20%</p>
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Balboa: se encuentra a 1,124 m (3,709 ft) de profundidad y a 10 km (6 millas) de distancia de la plataforma, lo opera Mariner; su producción es de aceite y gas.</p> <p>Cuenta con una arquitectura tipo <i>Satellite</i>, tiene un solo XT, además de los sistemas de control eléctrico–hidráulico que se distribuyen entre los campos Boomvang.</p>		 <p>La plataforma Spar Boomvang se ubica en East Breaks, bloque 642, a 1,052 m (3,453 ft) de profundidad. [176]</p> <p>Cuenta con una producción pico de 40 Mbpd y 200 MMft³/d.</p> <p>Los campos que tiene Nansen son independientes a los de la Plataforma Spar Boomvang. Sin embargo, los campos se conocen como el conjunto de Nansen–Boomvang.</p>	
<h2>Ubicación</h2>			

Capítulo 5

<h2>Proyecto Mad Dog ^[177]</h2>	<h2>Operador</h2>	
		<p>BP 60.5% BHP Billiton 23.9% Chevron 15.6%</p>
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Mad Dog South: se encuentra a 1,524 m (5,000 ft) de profundidad, lo opera BP y su producción será de aceite, por el momento este campo se encuentra detenido.</p> <p>Cuenta con un solo XT por lo que arquitectura actual es tipo <i>Satellite</i>, ya que pretende instalar más equipo; aún se encuentra en desarrollo.</p>	 <p>La plataforma Spar Mad Dog se ubica en Green Canyon bloque 782 a 306 km (190 millas) del sur de Nueva Orleans, a 2,012 m (6,600 ft) de profundidad. [178]</p> <p>Tiene una producción pico de 80 Mbpd 60 MMft³/d.</p> <p>Sus campos corren a través del escarpado de Sigsbee.</p> <p>Tuvo un costo de 1,500 millones de dólares.</p>	

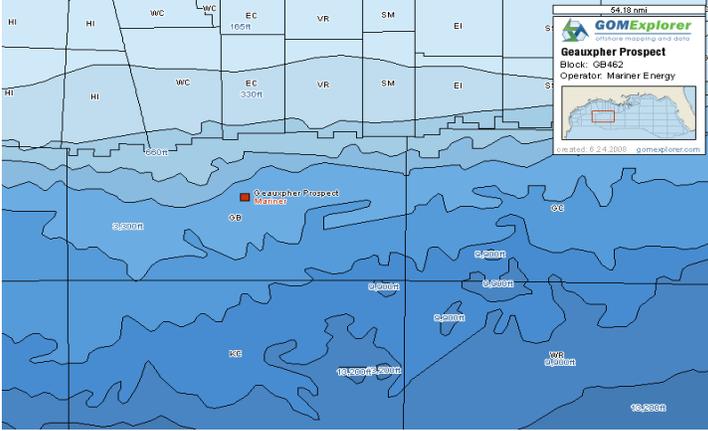
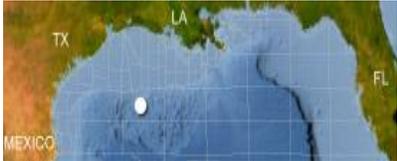
<h2>Proyecto Blind Faith [179]</h2>	<h2>Operador</h2>	
 <p>[180]</p>		<p>Chevron 62.5% Kerr McGee 37.5%</p>
	<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>	<h2>Plataforma</h2>	
<p>Blind faith: se encuentra a 2,134 m (7,042 ft) de profundidad y a 14 km (8.7 millas) de distancia de la plataforma, lo opera BP y su producción es de gas y aceite.</p> <p>Cuenta con tres XT y un <i>manifold</i> de 4 slots por lo que su arquitectura actual es tipo <i>Cluster</i>; cuenta también con dos líneas de flujo que cuentan con los respectivos PLET. [181]</p>	 <p>La plataforma semi Blind faith se ubica en Mississippi Canyon, bloque 696, a 1,981 m (6,537 ft) de profundidad. [182]</p> <p>Tiene una producción pico de 60 Mbpd 150 MMft³/d después de las modificaciones que se llevaron a cabo en su <i>deck</i>.</p> <p>El sistema dual de líneas de flujo de la plataforma, funcionan también como de apoyo para la plataforma Devils Tower.</p> <p>Tuvo un costo de 900 millones de dólares.</p>	

Capítulo 5

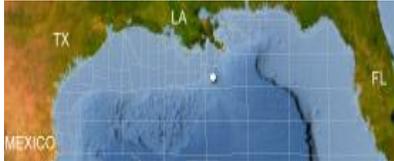
Proyecto Virgo [183]		Operador	
			W&T Offshore
		Ubicación	
			
Campos		Plataforma	
<p>Fastball: se encuentra a 1,479 m (4,852 ft) de profundidad y a 32 km (20 millas) de distancia de la plataforma, lo opera New Field y su producción es de gas.</p> <p>Tiene un XT y conecta al PLET por medio de <i>jumper</i> por lo que su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>		<p>La plataforma Virgo se ubica en Viosca Knoll, bloque 823.</p> <p>Esta plataforma fija cuenta con una profundidad de 345 m (1,139 ft).</p> <p>Posee una producción pico de 15 Mbpd y 200 MMft³/d para el aceite y gas, respectivamente.</p> <p>En el año en que se construyó fue la tercera plataforma fija más larga en el GoM y la cuarta a nivel mundial.</p>	

<h2>Proyecto Allegheny SeaStar [184]</h2>		<h2>Operador</h2>	
 <p>[185]</p>			<p>Eni</p>
		<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2> <p>Pegasus: se encuentra a 1,063 m (3,508 ft) de profundidad su producción es de aceite y es operado por Eni.</p> <p>El campo Pegasus forma parte de uno de los dos <i>Drill Centers</i> con los que cuenta el arreglo arquitectónico submarino; en conjunto, los dos <i>Drill centers</i> suman 5 XT de los campos Allegheny, Allegheny South y Yosemite,</p>		<h2>Plataforma</h2>  <p>[186]</p> <p>La plataforma Allegheny se ubica al sur de Nueva Orleans en Green Canyon, bloque 254.</p> <p>Esta plataforma mini TLP posee una profundidad de 1,005 m (3,317 ft).</p> <p>Tiene una producción pico de 30 Mbpd y 190 MMft³/d para el aceite y gas, respectivamente.</p>	

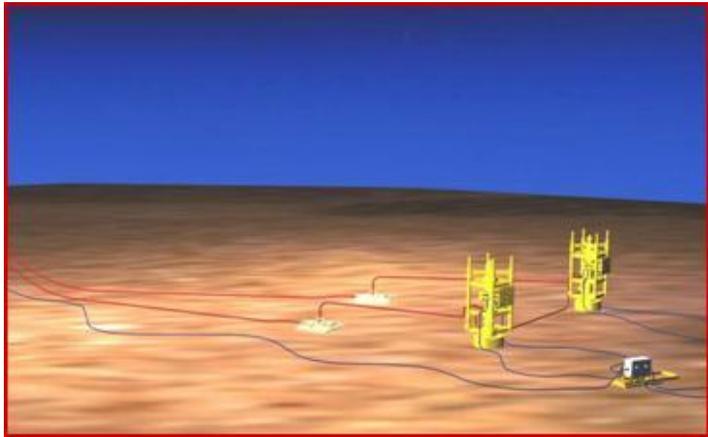
Capítulo 5

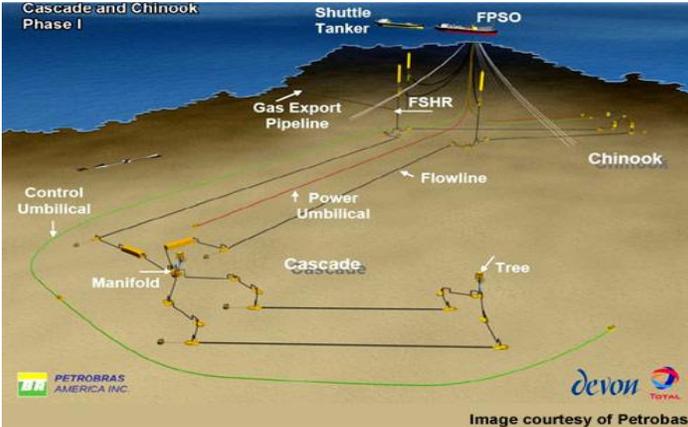
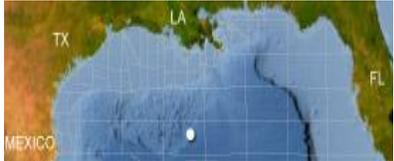
<h2>Proyecto GB 72 platform A [187]</h2>		<h2>Operador</h2>	
		 <p>Marine Energy Inc.</p>	
		<h2>Ubicación</h2>	
			
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Geauxpher: se encuentra a 823 m (2,716 ft) de profundidad y a 241 km (150 millas) de distancia de la plataforma, su producción es de gas y es operado por Mariner Energy.</p> <p>Posee dos XT, el primer XT fue exploratorio que resultó productivo y el segundo es para delimitar el campo; su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>			
		<p>La plataforma fija Spectacular Bid (GB 72 Platform A) se ubica en Garden Banks, bloque 72.</p> <p>Esta plataforma fija cuenta con una profundidad de 541 m (1,785 ft).</p>	

Capítulo 5

Proyecto Gomez (ATP Innovator) ^[188]		Operador	
			ATP.
		Ubicación	
			
Campos		Plataforma	
<p>Anduin: se encuentra a 732 m (2,400 ft) de profundidad, es operado por ATP y su producción es de aceite.</p> <p>Anduin West: se encuentra a 1,127 (3,698 ft) de profundidad, lo opera New Field y su producción es de gas y aceite.</p> <p>Gomez: se encuentra a 914 m (3,016 m) de profundidad, lo opera ATP; su producción es de aceite y gas.</p> <p>Gladden: se encuentra a 950 m (3,117 ft) de profundidad, su producción es de gas y es operado por New Field.</p> <p>Cada campo cuenta con un solo XT por lo que su arquitectura es <i>Satellite</i>. Pero se prevé que para la segunda fase del proyecto aumentar este número a siete. Los hidrocarburos producidos son transportados por dos líneas de flujo de 45 km (28 millas) de largo.</p>			
		<p>La plataforma Gomez se encuentra ubicada en Mississippi Canyon 711.</p> <p>Esta plataforma FPS posee una profundidad de 941 m (3,016 ft).</p> <p>Tiene una capacidad pico de producción de 20 Mbpd y 60 MMft³/d.</p>	

Capítulo 5

Proyecto Garden Bank 189 "A" [189]		Operador	
 <p>[190]</p>		ATP.	
	Ubicación		
Campos		Plataforma	
<p>Ladybug: se encuentra a 413 m (1,355 ft) de profundidad y a una distancia de 43.5 km (27 millas) de la plataforma, es operado por ATP y su producción es de aceite.</p> <p>Este campo cuenta con dos XT conectados a dos líneas de flujo que cuentan con sus respectivos PLETs, un umbilical de 17.7 km (11 millas), su arquitectura es tipo <i>Satellite</i>.</p>		<p>La plataforma fija conocida como Garden Banks 189 se encuentra en el bloque Garden Banks 189.</p>	

<h2>Proyecto BW Pioneer [191]</h2>		<h2>Operador</h2>	
 <p>[192]</p>			<p>Petrobras 66.67% Total 33.33%</p>
		<h2>Ubicación</h2> 	
<h2>Campos</h2>		<h2>Plataforma</h2>	
<p>Cascade: se encuentra a 1,063 m (3,508 ft) de profundidad y a 8 km (5 millas) de distancia del FPSO, su producción será de aceite y es operado por Petrobras.</p> <p>Chinook: se localiza a 2,690 m (8,877 ft) de profundidad y a 19.3 km (12 millas) de distancia del FPSO, su producción será de aceite y es operado por Petrobras.</p> <p>Cascade tendrá dos XT y Chinook solo uno, esté ultimo campo se encuentra a 30 km al sur del campo Cascade. [193] Contará con cuatro <i>manifold</i> de tres slots, una vez que se amplié el proyecto y contará con una arquitectura tipo <i>Cluster</i>. [194]</p>		 <p>[195]</p> <p>El FPSO BW Pioneer será ubicado en Walker Ridge 469, a 257 km (160 millas) al sur de Louisiana. [196]</p> <p>Será instalado a una profundidad de 2,690 m (8,877 ft).</p> <p>Tendrá una capacidad de producción pico de 80 Mbpd y 460, 000 MMft³/d para el aceite y gas, respectivamente.</p> <p>Aún se encuentra en desarrollo desde el año 2007.</p> <p>Será el primer FPSO en el GoM del lado de Estados Unidos.</p>	

Capítulo 5

Proyectos sin información extra. [197]

Dalmatian North: se localiza en De Soto Canyon, bloque 47 y 48, a una profundidad de 1,793 m (5,883 ft), es operado por Murphy, su producción será de gas. Cuenta con solo un XT perforado en el bloque 47 que fue temporalmente abandonado; se conectará a la plataforma Main Pass 225, Platform A que se encuentra a 69 m (225 ft) de profundidad. [198]

Noonan y Danny: es el segundo descubrimiento en GC 506, se encuentra a 233 km (139 millas) costa afuera de Galveston, Texas. El desarrollo, proveído por FMC Technology, está diseñado para 1,800° C y 10,000 psi. Tiene cuatro XT, control desde la plataforma, distribución submarina y línea de flujos, así como *jumpers*. [199, 200]

Raton: Noble Energy planea el desarrollo del campo Raton (Mississippi Canyon, bloque 248) un descubrimiento de gas en el Golfo de México; se encuentra a 1,036 m (3,399 ft) de profundidad. [201]

Appaloosa: se localiza en Mississippi Canyon bloques 459, 460, 504 y una parte de 503, a una profundidad de 853 m (2,800 ft) y su producción es de gas; lo opera Eni en su totalidad. En diciembre de 2008 fue aprobado como campo para desarrollo con una inversión de 228 millones de dólares. El desarrollo incluye los pozos submarinos unidos a una plataforma existente en el área: Corral. [202]

Tubular Bells: se encuentra en Mississippi Canyon, bloque 725, a 217 km (135 millas) al sur este de Nueva Orleans, es operado por BP y su producción es de gas, se encuentra a una profundidad de 1,311 m (4,300 ft) de profundidad, se perforaron otros dos pozos para delimitar el campo. [203]

Trident: se ubica a una profundidad de 2,953 m (9,687 ft), a 298 km (185 millas) al este de Corpus Christi, lo opera Chevron y su producción será de aceite. Este campo se encuentra en la línea de EU/México, este último le objetó a Chevron por sus reservas en el lado mexicano. [204]

Tiger: situado a una profundidad de 919 m (3,015 ft), el prospecto Tiger se localiza en East Breaks, bloques 494 y 538; es operado por Mariner y su producción será de gas. [205]

Long Horn Phase 2: se localiza a una profundidad de 732 m (2,402 ft) de profundidad, es operado por Mariner y su producción es de gas, a 90 km (56 millas) de distancia de la plataforma en Atwater Valley, bloque 426.

Valley Forge: cuenta con una profundidad de 469 m (1,539 ft), se localiza en Mississippi Canyon, bloque 707; es operado por LLOG.

La Femme: se ubica en Mississippi Canyon, bloque 503, a 1,768 m (5,801 ft) de profundidad y es operado por Stone.

Puma: se encuentra en Green Canyon, bloque 823, a 1,259 m (4,131 ft) de profundidad y es operado por BP.

Horner: es operado por Hess, se ubica en Green Canyon, bloque 379, a una profundidad de 1,173 m (3,848 ft).

Magellan: es operado por Mariner y se encuentra a una profundidad de 853 m (2,799 ft) en East Breaks, bloque 424.

Capítulo 5

Mission Deep: lo opera Anadarko, se encuentra ubicado en Green Canyon bloque 955 a una profundidad de 2,332 m (7,651 ft) fue descubierto en el año 2006.

Ness: se encuentra a una profundidad de 1,204 m (3,950 ft) y se encuentra en Green Canyon, bloque 507; es clasificado como uno de los posibles proyectos de Hess para el año 2013.

Rockefeller: ExxoMobile dice que considerará su campo Rockefeller, anunciado en el año de 1996, como un campo submarino tipo tieback, posponiéndolo para el año 2013. Se encuentra en East Breaks, bloque 992, a una profundidad de 1,485 m (4,872 ft); cerca del campo Hoover y Diana.

SPS Project: se encuentra a 610 m (2,001 ft) y es operado por ExxonMobile.

Raton South: se encuentra en Mississippi Canyon, bloque 292, a una profundidad de 1,036 m (3,399 ft), es operado por Noble Energy.

Redrock: Noble Energy se encuentra trabajando en su campo descubierto en el año 2006, se localiza a una profundidad de 1,016 m (3,334 ft) en Mississippi Canyon, bloque 20.

Capítulo 6: Perspectivas en México

PEMEX ha publicado poca información en relación a la exploración y perforación que se ha realizado a lo largo de estos últimos años; así mismo, la información que se encuentra en los medios es muy genérica. Sin embargo, a continuación se presenta la posibilidad de desarrollar y explotar campos en aguas profundas que podrían utilizar tecnología submarina.

6.1 Posibilidades de México en aguas profundas del GoM

México cuenta con un área perteneciente en el Golfo de México de más de 500 mil km², de las cuales cerca del 50% del área se encuentra a profundidades mayores a los 3,000 m (9,843 ft). Las actividades de exploración realizadas por parte de PEMEX ocupan un área correspondiente al 21% de la superficie total, dividida en tres proyectos, con una inversión exploratoria de 45,000 MM pesos. [206]

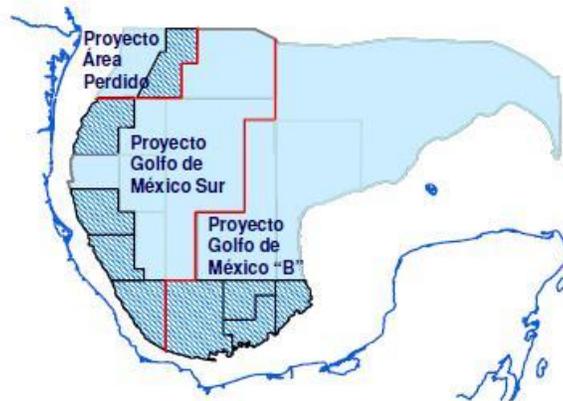


Figura 6.1: Ubicación de los proyectos de PEMEX [207]

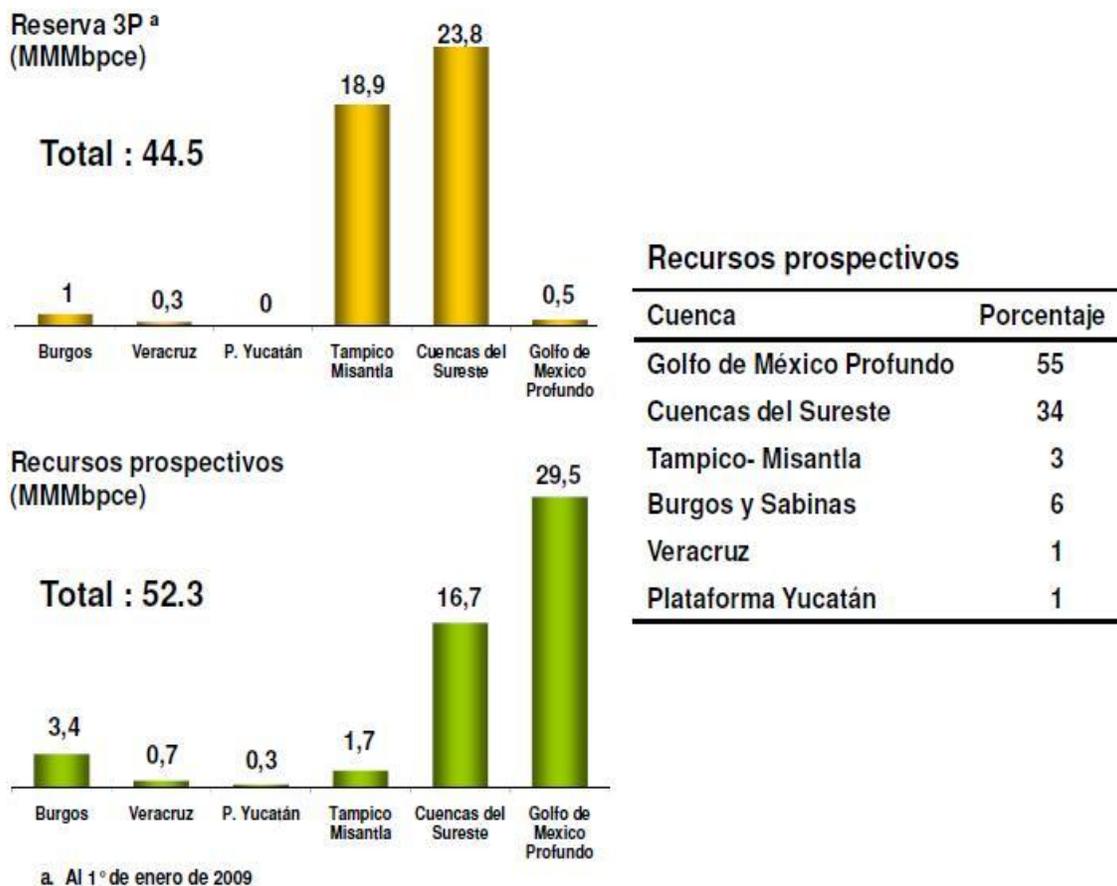
Los proyectos con los que cuenta en aguas profundas son: Área Perdida, Golfo de México Sur y Golfo de México "B". Las áreas de prioridad para PEMEX se encuentran enfocadas en la zona sur de Golfo de México "B" y una parte del Golfo de México Sur. Figura 6.1.

Capítulo 6

Tabla 1.1: Proyectos actuales de PEMEX en aguas profundas [208]

Proyectos actuales de PEMEX en aguas profundas				
Proyecto	Área (km ²)	# áreas	Prioritarias	Superficie (km ²)
Área Perdido	50,000	2	1	14,223
Golfo de México Sur	182,000	10	4	46,438
Golfo de México "B"	326,890	6	4	57,460
Total	558,890	18	9	118,121

PEMEX Exploración y Producción (PEP) asegura que el 90% de los recursos prospectivos del país se concentran en aguas profundas y en las cuencas del sureste.



Gráfica 6.1: Recursos 3P y prospectivos, PEMEX [209]

6.2 Estado actual de PEMEX

México cuenta con un total de 2.4 billones de pies cúbicos de gas descubiertos en aguas profundas, que son el resultado de la suma de tres campos: Lakach, Noxal y Lalail, y un poco más de 32.6 millones de crudo equivalente descubierto en Nab. [210]

Para el periodo de 2007 a 2015 PEMEX contrató a cinco plataformas de perforación, estas plataformas en conjunto suman un total de 20 años de trabajo perforando.

Tabla 6.2: Plataformas de perforación contratadas por PEMEX [211]

Plataformas de perforación contratadas por PEMEX					
Nombre	Capacidad (ft)	Capacidad (m)	Días contratados	Equivalente en años	Fecha de inicio
Ocean Voyager	3,000	914	931	2.5	10/agosto/2007
Noble Max Smith	6,000	1829	1,095	3	30/sept./2008
Sea Dragon	7,000	2,134	1,825	5	2/enero/2010
Petro Rig III	7,000	2,134	1,825	5	2/enero/2010
Muralla III	10,000	3,048	1,825	5	1/sept./2010

La información que se ha podido recopilar y obtener sólo menciona 27 pozos correspondientes al programa de cuatro plataformas, las dos estadounidenses “Voyager” y “Max Smith”, la noruega “Petrorig III” y la mexicana “Muralla III”; aún se desconoce el número de pozos asignados a la inglesa “Sea Dragon”. Tabla 6.3.

Fabio Barbosa, en su reporte *“Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México”*, se apoya en la conjetura de que la plataforma inglesa “Sea Dragon” perforará el mismo número de pozos que la noruega, contando con un total de 35 pozos programados desde el 2007, también menciona: “asimismo, datos parciales permiten esperar 3 perforaciones de desarrollo y 24 exploratorias”.

Ya fueron perforados tres pozos en el año 2008: Tamil-1, Etbakel-1, Tam-Ha-1; cuatro en el año 2009: Cox-1, Leek-1, Holok-1, Catamat-1; y para el 2010 se pretenden perforar cinco.¹

Capítulo 6

Tabla 6.3: Localización de los pozos a perforar en el periodo 2007–2015 por PEMEX [212]

Localización asignada a cuatro equipos contratados 2007 - 2015				
Plataforma	Pozo	Profundidad (ft)	Profundidad (m)	Número de perforaciones
Voyager	Tamil	1,474	449	5
	Kaix	2,083	635	
	Kukum	2,772	875	
	Chelan	2,920	890	
	Lakach	2,953	900	
Max Smith	Holok	3,346	1,020	7
	Waaj	3,445	1,050	
	Tanha	3,661	1,116	
	Lakach 101	3,937	1,200	
	Sakbe	5,531	1,686	
	Aktutu	6,135	1,870	
	Yoka	6,857	2,090	
Petrorig III	Leek	2,769	844	9
	Patokto	4,839	1,475	
	Nen	4,970	1,515	
	Maklipa	4,987	1,520	
	Labial DL	5,249	1,600	
	Kuyah	5,413	1,650	
	Labay	5,577	1,700	
	Pupuyo	6,480	1,975	
Sea Dragon	¿?	¿?		
Muralla III	Patini	4,560	1,390	6
	Jaca	4,692	1,430	
	Putzo	6,070	1,850	
	Izumat	6,181	1,884	
	Magnanimo	8,268	2,520	
	Maximino	9,485	2,891	

A pesar de usar la tecnología más moderna y haber gastado millones de dólares en estudios de geología, geoquímica, sísmica 2D y 3D, que nos permiten obtener mejores imágenes del subsuelo y datos más certeros de la ubicación de campos de hidrocarburos, no se asegura el 100% de éxito en las perforaciones.

PEP reporta que ha tenido un éxito del 50% de los 12 pozos perforados, por lo que hoy en día se puede contar con seis nuevos pozos productores. [2] En el presente año, 2010, se encuentran trabajando simultáneamente las cuatro plataformas [3] de perforación en un intento por alcanzar las metas de perforación que PEMEX ha impuesto, por lo que en los años siguientes se pretende perforar el resto de los pozos esperando el mismo porcentaje de éxito.

6.3 Aplicación de tecnología submarina en México

PEP compró, en 2007, 10 árboles de producción submarinos a la compañía *FMC Technologies* por 29 millones de dólares, además de umbilicales y sistemas de control en superficie, para el campo Cantarell [4] (que se ubica en la costa de la península de Yucatán en la bahía de Campeche) tres de los árboles fueron instalados a finales del año 2008 y se encuentran en aguas someras a una profundidad de 46 m (150 ft). [217]

Por lo anterior, se puede deducir que los pozos que cuentan con equipo submarino en Cantarell son tecnologías probadas en la explotación de campos en aguas someras, y que el conocimiento adquirido será implantado para aguas profundas y de esta manera PEMEX se prepara para poder enfrentar los problemas a los que se enfrentarán las instalaciones y recursos humanos competentes para una instalación ubicada en aguas profundas.

6.4 Futuras instalaciones en México

El potencial que presentan las perforaciones anteriores para la instalación de un sistema submarino de producción tipo tieback son enormes, se prevé que el primer campo de México en aguas profundas sea un tipo tieback a tierra. [218] El campo Lakach se ha convertido en uno de los descubrimientos más importantes en los últimos 40 años. [219]

En conjunto con otros cuatro pozos se tendrá una producción de 2 mil millones de pies cúbicos diarios de gas a partir del 2013, que equivalen al 20% - 30% de la producción nacional actual.

Por lo que el desarrollo de Lakach se presenta como un sistema submarino de producción tipo tieback a tierra, el cual contará con dos líneas de flujo de 46 km de longitud y 22 pulgadas de diámetro y una planta de gas nueva instalada en tierra: Lerdo de Tejada; [220] el proyecto se pretende iniciar en el año 2011. [221]

Entre los pozos que se tienen contemplados perforar, ubica por otra parte, la exploración contará con la perforación de pozos en el Área Proyecto Perdido, Magnanimo y Maximino, siendo uno de

Capítulo 6

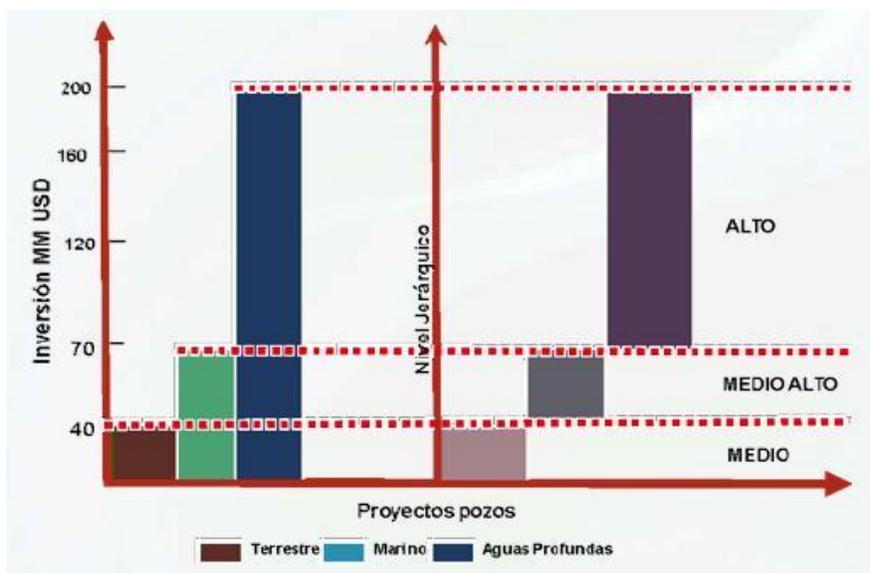
estos campos el que corresponde a los denominados yacimientos trasfronterizos. Ante este panorama el conocimiento de la aplicación y desarrollo del proyecto Perdido en Estados Unidos, es vital para comprender cómo se enfrentaron al reto de los casi 3,000 m de profundidad. [222]

6.5 Costos y tiempo de ejecución

Los costos para la instalación de un equipo submarino son difíciles de mostrar en forma desglosada, ya que la información es escasa en los medios de comunicación y la poca que se encuentra es muy genérica. Pero, como se ha hablado a lo largo de este trabajo de tesis, los costos cuentan con un gran número de factores que alteran el monto total.

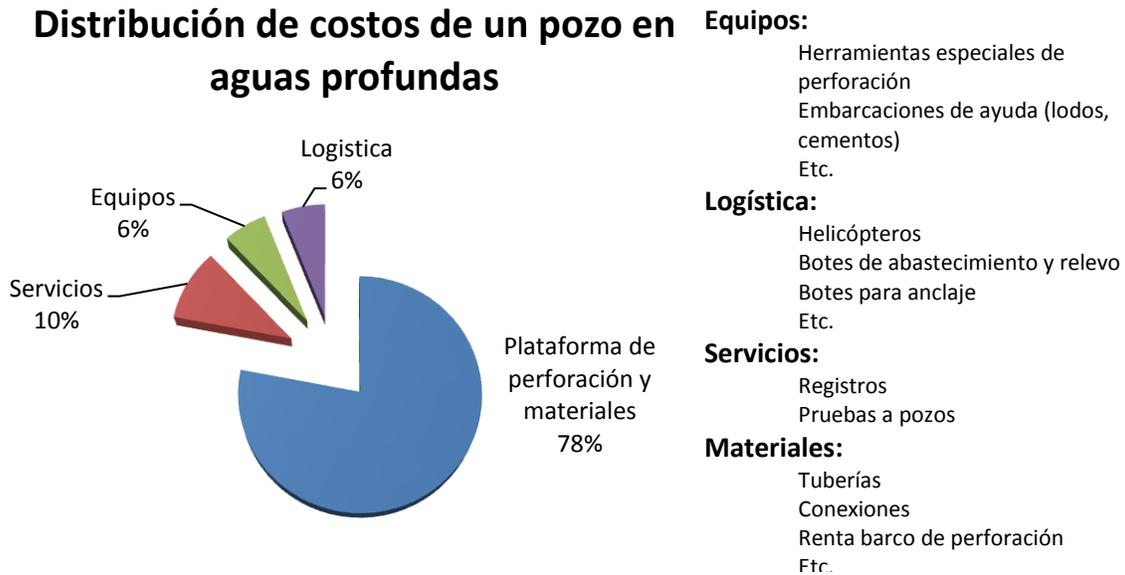
El costo de los proyectos en aguas profundas demanda altas inversiones, por lo que se deben considerar como especiales. La Gráfica 6.2 muestra la proporción y nivel con el que PEMEX clasifica los proyectos de inversión según su ubicación.

En la Gráfica 6.2 se puede ver que la inversión para un proyecto en aguas profundas es cinco veces la realizada en tierra y más de tres veces la de uno en aguas someras.



Gráfica 6.2: Costos de inversión en proyectos de aguas profundas [223]

Así mismo, PEP dice que el 78% del costo total de inversión lo representa la plataforma de perforación, con un costo de 500 mil dólares el día para las plataformas semi-sumergibles o buques de perforación con posicionamiento dinámico. [224]



Gráfica 1.3: Distribución de costos de un pozo en aguas profundas [225]

De la misma manera los criterios de selección con base al tirante de agua:



Gráfica 6.4: Criterio de selección con base al tirante de agua [226]

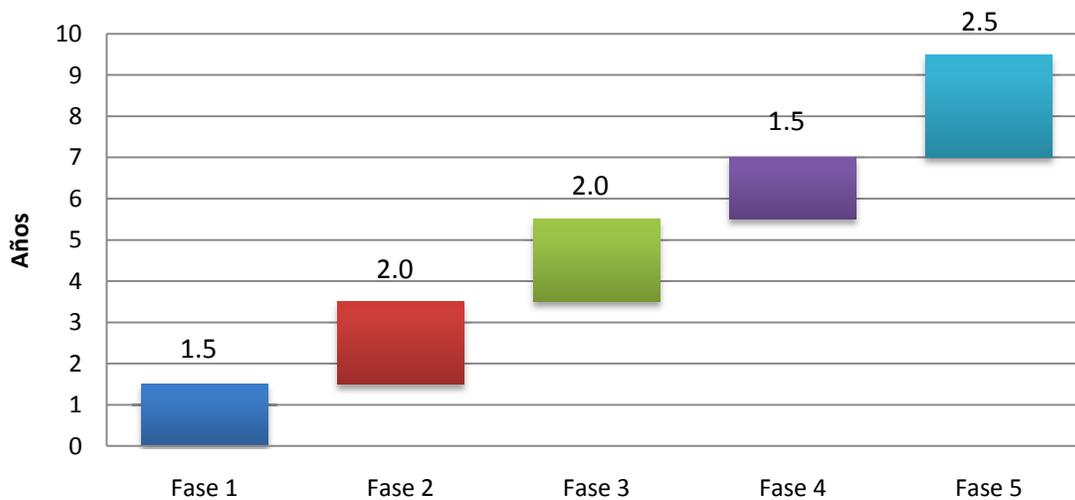
Capítulo 6

El costo total para PEP es reflejado por varios factores, uno de los que impacta directamente sobre el mismo es el tiempo de planeación y ejecución del proyecto; los tiempos para la planeación y ejecución de un proyecto en aguas profundas se dividen en cinco fases:

- ✓ Fase 1: Levantamiento de estudios de sísmica
- ✓ Fase 2: Perforación del pozo descubridor
- ✓ Fase 3: Perforación de pozos delimitadores
- ✓ Fase 4: Diseño de esquema de explotación
- ✓ Fase 5: Desarrollo de instalaciones

El tiempo total promedio en el desarrollo de un proyecto es de nueve años y medio, desde la fase 1 que dura año y medio, las fases 2 y 3 dos años cada una, la fase 4 comprende año y medio y la fase 5 es la de mayor duración con dos años y medio.

Tiempos promedio para un desarrollo en aguas profundas



Gráfica 6.5: Tiempos de ejecución promedio para el desarrollo de un proyecto de aguas profundas [227]

Estos tiempos son similares a los ejecutados en el proyecto Perdido de Estados Unidos.

Capítulo 7: Retos del tieback

En la actualidad, la creciente demanda de hidrocarburos hace que la industria petrolera busque, de una manera viable, la innovación de los sistemas de producción submarina para poder asumir el reto que se avecina; ofreciendo una solución óptima: tanto económica como técnica.

Los puntos en los que se enfoca son la seguridad, sistema de control remoto, capacidades de instalación y las técnicas de aseguramiento de flujo, mantenimiento, riesgo y confiabilidad, mejoras en las tecnologías de conexión e instalación de manera modular, a fin de reducir costos y tiempos.

Los retos se pueden clasificar en dos conceptos: los retos técnicos y los retos no técnicos:

7.1 Retos Técnicos:

La naturaleza de estos retos se presenta en el incremento de distancia hacia tierra o plataforma de procesamiento, las condiciones metaoceánicas a las que estarán sujetas los equipos, y el tirante de agua de los campos, así como en el tipo de producción, gas o aceite. Estos retos son dominados en gran parte por el área de aseguramiento de flujo debido a las características y propiedades de los fluidos, por los problemas de generación de hidratos, incrustaciones, corrosión y arenas, formación de parafinas, asfáltenos y emulsiones.

Dentro de los retos tecnológicos que se están aplicando en la industria son:

1. Sistema de control totalmente eléctrico:

La nueva tendencia para el control de los sistemas submarinos de producción es la eliminación de las líneas de control hidráulica, así como la simplificación del *hardware*: el arreglo del umbilical, las interfaces, la transmisión de señales, la alimentación eléctrica (AC o DC) y asegurarse de que sea un consumo bajo por la complicación que

Capítulo 7

se presenta en el tamaño, instalación y diseño de las plantas de generación que afectan el riesgo y la confiabilidad de los equipos.

2. Procesamiento submarino:

El procesamiento submarino se ve como una solución que ayuda a mejorar la vida de los yacimientos pero que, a su vez, presentan retos y mejoras en las tecnologías en riesgos y confiabilidad, modularidad, fácil instalación y mantenimiento.

Algunos procedimientos y mejoras que se tendrían que revisar por tecnología son:

a. Separación:

- i. Caracterización y mecánica de fluidos
- ii. Modelado de separación aceite–gas–agua
- iii. Equipo efectivo, confiable y compacto
- iv. Manejo de fluidos complejos
- v. Manejo de sólidos
- vi. Sistemas de monitoreo y control

b. Bombeo multifásico y monofásico:

- i. Alta capacidad (volumétrica y potencial)
- ii. Incremento en la presión diferencial
- iii. Manejo de crudos viscosos (monofásico) y tolerancia al gas (multifásico)
- iv. Manejo de sólidos
- v. Sistemas de monitoreo y control

c. Compresión:

- i. Alta capacidad y eficiencia de energía
- ii. Tolerancia flexible a líquidos
- iii. Manejo de sólidos (problemas de erosión)

d. Unidades de potencia submarina:

- i. Sistemas y componentes de distribución AC y DC
- ii. Convertidores submarinos de AC a DC
- iii. Capacidad de distribución en AC
- iv. Materiales de aislamiento y diseño para altos voltajes
- v. Generación local de potencia

e. Inyección submarina agua:

- i. Remoción y manejo de sólidos de aguas marina cruda y producida
- ii. Sistemas de monitoreo y control

- f. Inyección submarina de gas
- g. Manejo de residuos
- h. Compresores de inyección

3. Alta presión/alta temperatura (HPHT):

La problemática principal en esta área es la aplicación de nuevos materiales resistentes a la corrosión, a la fractura, y a las altas temperaturas y presiones que presentan los fluidos: 15 mil–30 mil psi a 250°C arriba de las especificaciones en el API 17. De la misma forma se deben encontrar materiales que soporten las presiones del fluido que sirvan para sellar los equipos como son: empaque y sellos internos, generalmente hechos de polímeros.

4. Ingeniería de confiabilidad:

- a. Metodologías de análisis de riesgos
- b. Procedimientos probabilistas de evaluación de riesgos y confiabilidad en el ciclo de vida del proyecto.
- c. Metodología y procedimientos de análisis de riesgo y confiabilidad de los equipos submarinos (dinámicos, estáticos, control, operación, etc.)

7.2 Retos no técnicos

Se entienden como retos no técnicos a todas aquellas actividades, metodologías, técnicas, herramientas e ingenierías que se deben dominar para desarrollar un proyecto en aguas profundas, que regularmente son proporcionadas por la experiencia.

- ✓ Falta de apoyo institucional:
 - Limitantes de instituciones en cuanto a aportación de información
 - Falta de estímulos
 - Adquirir facilidades y experiencia adquirida con base en proyectos
 - Subestimar la capacidad de nuevos trabajadores
 - Etc.

Capítulo 7

- ✓ Formación de recursos humanos:
 - Lecciones aprendidas y mejora continua a partir de la relaciones laborales
 - Limitantes de los trabajadores para transmitir la experiencia adquirida
 - Falta de conocimiento técnico
 - Etc.

- ✓ Limitantes gubernamentales:
 - Legislación sobre el tema
 - Restricciones
 - Etc.

La escasa o limitada información sobre los proyectos hace que el nuevo recurso humano llene sus brechas con conjeturas, muy pocas veces acertadas. Del mismo modo, la falta o mínimo interés de los especialistas en querer transmitir sus lecciones aprendidas a los nuevos trabajadores o becarios no sólo hacen el camino más difícil, sino que desmotivan el interés de éstos, y al final los nuevos especialistas aprenden del modo difícil: a prueba y error, en el mejor de los casos.

Por otro lado, las instituciones se ven limitadas por el gobierno ya sea evitando el libre desarrollo de proyectos cada vez más ambiciosos o, en muchos de los casos, realiza cambios cuando la sustentabilidad de los recursos se ve reducida.

La falta de conocimientos técnicos básicos hace más lento el proceso de creación de nuevos recursos humanos, así mismo, las instituciones limitan la experiencia de los trabajadores nuevos al no incluirlos en proyectos que desarrollen sus actitudes y capacidades para poder enfrentar proyectos de grandes dimensiones.

Las trabas que presentan las instituciones para estimular el crecimiento de los nuevos profesionistas o especialistas son, en muchos casos, la principal problemática con la cual lidian los recién egresados o trabajadores.

Conclusiones y recomendaciones

Los trabajos de producción de hidrocarburos costa afuera son realizados cada día con mayor complejidad, por lo que es necesario el desarrollo de tecnología en equipos y sistemas. Así mismo, el conocimiento, maduración y manejo de dicha tecnología tiene el propósito primordial de obtener mejoras en este tipo de operaciones.

Actualmente, los sistemas submarinos de producción se han convertido en parte fundamental del desarrollo de cualquier campo costa afuera, gracias a que esta tecnología ha logrado vencer desafíos ambientales, de operación y de instalación. A pesar de ello, los retos de profundidad y distancia son siempre constantes para los nuevos proyectos, que además de enfrentarse a éstos deben superar los de seguridad.

Dentro de las arquitecturas submarinas se debe destacar que el tieback se define como: aquel campo que utiliza un sistema submarino de producción y que se caracteriza por encontrarse fuera del alcance directo de la instalación superficial.

El tieback debe ser estudiado y desarrollado para lograr beneficios en el desarrollo de los futuros campos que se ubiquen no únicamente en aguas profundas, sino también en ultra-profundas. Es importante destacar que gracias a la nueva tecnología se han reducido costos y aumentado la producción, no sólo en campos rentables sino también en aquellos poco rentables.

Las nuevas tendencias en la explotación de hidrocarburos demanda el pleno conocimiento de la tecnología submarina, así como del tieback. Además, requiere la formación de personal capacitado para un desarrollo óptimo del proyecto, ya que una falla en la selección del equipo, diseño o algún otro factor podrían acarrear no sólo el fracaso del proyecto, sino también una pérdida monetaria de grandes proporciones.

El conocimiento de los campos instalados en la parte del Golfo de México, perteneciente a los Estados Unidos, es vital si queremos saber cómo implantar un sistema submarino de producción tipo tieback en México; ya que se enfrentarán retos y condiciones metaoceánicas similares, tanto en su desarrollo como en su instalación y operación.

Conclusiones

En México hace falta desarrollar una nueva metodología o adaptar la existente para llevar a cabo un proyecto de esas dimensiones; en el cual se contemple una integración de áreas, vital para el éxito del proyecto pues garantiza una comunicación interna.

En lo que corresponde a PEMEX, el principal reto no solo es financiero, sino fundamentalmente operativo, tecnológico y de capacidad de ejecución. Así mismo, necesita desarrollar las habilidades para administrar e incorporar tecnología de punta, y fomentar el entrenamiento correspondiente para sus trabajadores.

Abreviaciones

Abreviaciones

API	American Petroleum Institute	PLET	Pipeline End Termination
bpd	Barriles por día. (sólo producción de aceite)	ROV	Remotely Operated Vehicle
BOP	Blow Out Preventor	RRU	Retun Reservoir Unit
CIU	Chemical Injection Unit	SCF	Single column floater
DDCV	Deep draft caisson vessel	SCM	Subsea Control Module
DDF	Deep draft floater	SCSSV	Surface Control Subsea Safety Valve
E&P	Exploración y producción	SCU	Subsea Control Unit
EDU	Electrical Distribution Unit	SDU	Subsea Distribution Unit
EFL	Electric Flying Lead	SIT	System Integration Test
EPU	Electric Power Unit	SUTA	Subsea Umbilical Termination Assembly
FLET	Flowline End Termination	TH	Tubing Hanger
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading	TLP	Tension Leg Platform
GoM	Golfo de México	TP	Tubería de producción
HFL	Hydraulic Flying Lead	TR	Tubería de revestimiento
HPU	Hydraulic Power Unit	TUTA	Topside Umbilical Termination Assembly
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo	UPS	Uninterruptible Power Supply
IWOCS	Installation/Intervention Workover Control System	XT	Árbol de producción submarino
LER	Local Equipment Room	1 acre	0.00405 km ²
MCS	Master Control Station	1 km	0.62137 millas
ft³/d	Pies cúbicos por día. (sólo producción de gas)	1 m	3.28 ft
MMS	Minerals Management Service	MM	Millones de...
PEMEX	Petróleos Mexicanos	M	Miles de...
PEP	PEMEX Exploración y Producción		
PLEM	Pipeline End Manifold		

Lista de figuras, gráficas y tablas

Lista de figuras

Figura 1.1: Zonas marinas productoras	3
Figura 1.2: Clasificación general de un Sistema Submarino de Producción	6
Figura 1.3: Tipos de plataformas	7
Figura 2.1: Ubicación de componentes en un sistema submarino de producción	14
Figura 2.2: Configuración de una terminación	17
Figura 2.3: Árbol arreglo general	19
Figura 2.4: Árbol submarino de producción	19
Figura 2.5: Manifold tipo Cluster sin corrida de diablos	21
Figura 2.6: Pipe Line End Termination (PLET)	21
Figura 2.7: Manifold tipo Cluster con corrida de diablos	21
Figura 2.8: Plantilla de producción submarina	22
Figura 2.9: PLET o FLET	22
Figura 2.10: Jumper rígido de conexión vertical	24
Figura 2.11: Separador submarino	25
Figura 2.12: Estación de Control Maestro (MCS)	29
Figura 2.13: Unidad de Potencia Eléctrica (EPU)	29
Figura 2.14: Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)	30
Figura 2.15: Unidad de Inyección de Químicos (CIU)	31
Figura 2.16: Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical (TUTA)	31
Figura 2.17: Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical (SUTA)	32
Figura 2.18: Unidad de Distribución submarina (SDU)	32
Figura 2.19: Ubicación de los Flying Leads	33
Figura 2.20: Arreglo típico de un Umbilical	34
Figura 2.21: Modulo de Control Submarino (SCM)	34
Figura 2.22: Normas aplicadas a la industria de los hidrocarburos	36
Figura 3.1: Arquitectura tipo Satellite	42
Figura 3.2: Arquitectura tipo Daisy Chain	43
Figura 3.3: Arquitectura tipo PLEM	43
Figura 3.4: Arquitectura tipo Template o plantilla	44
Figura 3.5: Arquitectura tipo Cluster	45
Figura 3.6: Arquitectura tipo Drill Center	46
Figura 4.1: Localización del Golfo de México	47
Figura 4.2: Gradiente de profundidades en el GoM	48
Figura 4.3: Corrientes en el Golfo de México	51
Figura 4.4: Zonas de aplicación de la norma NRF-003 de PEMEX	52
Figura 4.5: Condiciones ambientales costa afuera de algunas localidades	53
Figura 5.1: División de bloques del GoM por la MMS en EU	56
Figura 5.2: Áreas y actividades en GoM, MMS	57
Figura 6.1: Ubicación de los proyectos de PEMEX	92

Lista de figuras, gráficas y tablas

Lista de gráficas

Gráfica 1.1: Exploración y producción	5
Gráfica 1.2: Uso y pronostico de plataformas	10
Gráfica 1.3: instalaciones submarinas reportadas 2008-2012	11
Gráfica 6.1: Recursos 3P y prospectivos, PEMEX	93
Gráfica 6.2: Costos de inversión en proyectos de aguas profundas	97
Gráfica 6.3: Distribución de costos de un pozo en aguas profundas	98
Gráfica 6.4: Criterio de selección en base al tirante de agua	98
Gráfica 6.5: Tiempos de ejecución promedio para el desarrollo de un proyecto de aguas profundas	99

Lista de tablas

Tabla 1.1: Definición de aguas según la MMS en los EUA	2
Tabla 1.2: Definición de aguas según PEMEX en México	2
Tabla 1.3: Definición de aguas según API en su norma 17 A	2
Tabla 1.4: Clasificación de plataformas	7
Tabla 1.5: Estructuras en el mundo	9
Tabla 2.1: Dimensiones de Jumpers	24
Tabla 2.2: Normas aplicadas a los sistemas submarinos de producción	37
Tabla 6.1: Proyectos actuales de PEMEX en aguas profundas	93
Tabla 6.2: Plataformas de perforación contratadas por PEMEX	94
Tabla 6.3: Localización de los pozos a perforar en el periodo 2007 – 2015 por PEMEX	95

Bibliografía

- 1 Denis Cumming, "Hoy en la historia: Primer descubrimiento de petróleo en los Estados Unidos", [en línea], *Encontrando dulcinea*, Agosto 27 de 2009, dirección URL: <http://www.encontrando-dulcinea.com/articulos/2009/Agosto/Hoy-en-la-Historia--Primer-descubrimiento-de-petr-leo-en-los-Estados-Unidos-.html>, [consulta: diciembre 2009]
- 2 S/autor, "Offshore Drilling", *Wikipedia.org*, [en línea], Dirección URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_drilling, [consulta: diciembre 2009]
- 3 William C. Lyons, et. al., *Standard handbook of petroleum & gas engineering*, 2° Edition, 2005, pp. 6-424.
- 4 PEMEX, *Aguas profundas*, [en línea], marzo 10 de 2008, Dirección URL: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300&contentID=17758>, [consulta: diciembre 2009]
- 5 American Petroleum Institute, Norma API 17A.
- 6 William C. Lyons, et. al., op. cit., pp. 6-424.
- 7 Offshore Magazine, *2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection* [poster].
- 8 PEMEX, *Aguas profundas*, [en línea], op. cit.
- 9 Offshore Magazine, *2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection* [poster].
- 10 Fabio Barbosa Cano, "Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo", [en línea], *Problemas del desarrollo, revista latinoamericana de economía*, vol. 39, número 155, octubre-diciembre de 2008, Dirección URL: <http://www.ejournal.unam.mx/pde/pde155/PDE003915506.pdf>, [consulta: diciembre 2009]
- 11 S/autor, "Project category: Africa and the Middle East", *Offshore technology*, [en línea], Dirección URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/category/africa-and-the-middleeast/>, [consulta: diciembre 2009]
- 12 Fabio Barbosa Cano, op. cit.
- 13 Jaeyoung Lee, P.E., *Introduction to Offshore Pipelines and Risers*, [en línea], Texas, 2009, Dirección URL: http://www.jyipeline.com/Pipeline_2009C_Brief.pdf, [consulta: diciembre 2009]
- 14 *Idem*.
- 15 Brandon Schambach; Warren Terry, *Deepwater Development Subsea Systems Training*, [CDROM], Cameron, 2007, presentación 2.
- 16 Jaeyoung Lee, P.E., op. cit.
- 17 *Offshore Magazine*, "2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection", [poster]
- 18 *Idem*.
- 19 *Idem*.
- 20 *Idem*.
- 21 Jaeyoung Lee, P.E., op. cit.
- 22 *Offshore Magazine*, "2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection", [poster]
- 23 *Idem*.
- 24 Jaeyoung Lee, P.E., op. cit.
- 25 *Idem*.
- 26 *Offshore Magazine*, "2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection", [poster]
- 27 Jaeyoung Lee, P.E., op. cit.
- 28 *Idem*.
- 29 *Offshore Magazine*, "2009 Deepwater Solution & Records for Concept Selection", [poster]
- 30 *Idem*.

Bibliografía

- 31 Ana Bertha González Moreno, *Procedimiento de las pruebas FAT, IFAT y SIT a los equipos submarinos*, IMP, Entregable IMP-PECAP-SS-PRUEBAS-01, 18 de diciembre de 2009, p. 2.
- 32 Gene Kliewer, "Subsea systems", [en línea], *Offshore Magazine*, enero 1 de 2009, Dirección URL: <http://www.offshore-mag.com/index/article-display/350461/articles/offshore/volume-69/issue-1/departments/subsea-surface-systems/subsea-systems.html>, [consulta: diciembre 2009]
- 33 *Idem*.
- 34 S/autor, "Tieback", [en línea], *Wikipedia*, Dirección URL: <http://en.wikipedia.org/wiki/Tieback>, [consulta: diciembre 2009]
- 35 Real academia española, "sistema" [en línea], *Diccionario de la lengua española*, Dirección URL: <http://www.buscon.rae.es/drael/>, [consulta: diciembre 2009]
- 36 Ana Bertha González Moreno, *op. cit.*, pp. 2-3
- 37 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 2.
- 38 S/a, "How a subsea well is drilled", [PDF], FMC Technologies-PEMEX-IMP.
- 39 *Idem*.
- 40 Imagen modificada de: S/a, "Procesos de perforación y terminación de un pozo petrolero" [presentación], agosto 2008.
- 41 S/a, "Subsea wellhead system", [PDF], PEMEX subsea training module, chapter 4.
- 42 S/a, "Subsea wellhead system", [PDF], PEMEX subsea training module, chapter 12.
- 43 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 6.
- 44 *Idem*.
- 45 *Idem*.
- 46 *Idem*.
- 47 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 8.
- 48 *Idem*.
- 49 *Idem*.
- 50 *Idem*.
- 51 Imagen modificada de: FMC technologies, "ManTIS", [PDF].
- 52 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 2.
- 53 FMC Technologies, "ManTIS", *op. cit.*
- 54 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 9.
- 55 *Idem*.
- 56 *Idem*.
- 57 S/a, "FMC jumper information" FMCTechnologies, jueves 11 de septiembre de 2007.
- 58 Jaime Antonio Del Río Hernández, *Sistemas Submarinos de Producción*, [CD-ROM], IMP, septiembre de 2008, diapositiva 11, [consulta: enero 2010]
- 59 S/a, Flowline and connector system, PEMEX subsea system training module, chapter 17.
- 60 FMC, *Subsea processing*, [en línea], Dirección URL: <http://www.fmctechnologies.com/subsea>, [consulta: febrero 2010]
- 61 Francisco Javier Landon Mojica, "Sistemas submarinos de producción", tesis, IPN. Asesora externa: Ana Bertha González Moreno
- 62 S/autor, "Sistema de control", *Wikipedia.org*, [en línea], Dirección URL: http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_control, [consulta: febrero 2010]
- 63 Ana Bertha González Moreno, *op. cit.*, p.2.
- 64 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 16.

- 65 *Idem.*
- 66 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 12.
- 67 *Idem.*
- 68 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 13.
- 69 *Idem.*
- 70 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 2.
- 71 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 13.
- 72 *Idem.*
- 73 *Idem.*
- 74 *Idem.*
- 75 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 14.
- 76 *Idem.*
- 77 *Idem.*
- 78 Imagen modificada de: FMC Technology, “Crosby field development” [PDF]
- 79 *Idem.*
- 80 *Idem.*
- 81 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 15.
- 82 *Idem.*
- 83 Michael Williams, “Subsea Flow Assurance at Schlumberger Cambridge Research”, [PDF], *Schlumberge*, 2006, Programmed manager for fluid measurements, pp. 21
- 84 Imagen modificada de: IMP, “requerimientos de calidad y especificaciones de la industria”, [PDF] febrero 2007.
- 85 Mario Sánchez Ruiz, *Foro nacional de normalización y evaluación de la conformidad 2009*, [en línea], 23 de julio 2009, México, CONCANACO SERVYTUR MÉXICO, [consulta: febrero 2010]
- 86 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 87 *Idem.*
- 88 Norma API 17A, “Design and operation of subsea production systems – general requirements and recommendations”, cuarta edición, enero 2006, pp 66- 67.
- 89 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 90 Norma API 17A, *op. cit.*.
- 91 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 92 Norma API 17A, *op. cit.*
- 93 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 94 Norma API 17A, *op. cit.*
- 95 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 96 Norma API 17A, *op. cit.*
- 97 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 98 Norma API 17A, *op. cit.*
- 99 Brandonn Schambach; Warren Terry, *op. cit.*, presentación 4.
- 100 Diccionario Enciclopédico Vol 1. 2009 Larousse Editorial, S.L.
- 101 NASA, “River plumes in the Gulf of Mexico”, [en línea], *Nasa.gov*, 22 de septiembre 2008, Dirección URL: <http://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=4982>, [consulta: marzo 2010]
- 102 Gore, R.H. 1992. *The Gulf of Mexico*. Pineapple Press, Inc. Sarasota Florida. 384 p.
- 103 Turner, R.E. 1999. *Inputs and outputs of the Gulf of Mexico*. Chapt. 4, In: Kumpf, H., Steidinger, K. and Sherman, K. (eds.) *The Gulf of Mexico large marine ecosystem; assessment, sustainability*

Bibliografía

- and management. Blackwell Science, Inc. 704 pp.
- 104 S/autor, "General Facts about the Gulf of Mexico", [en línea], *GulfBase.org*, octubre 15 2002, Dirección URL: <http://www.gulfbase.org/facts.php>, [consulta: abril 2010]
- 105 Ewing, M., Ericson, D.B. and B.C. Heezen. 1958. *Sediments and topography of the Gulf of Mexico*. In: E. Weeks (ed.) *Habitat of Oil*. Am. Assoc. Petroleum Geologists, Tulsa, p. 995-1053
- 106 Nowlin, W.D. 1971. *Water masses and general circulation of the Gulf of Mexico*. *Oceanology* 5(2):28-33
- 107 Ewing, J.I., Ewing, M. and Leyden, R. 1966. *Seismic profiler survey of Blake Plateau*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. 50:1948-1971.
- 108 Sheridan, R.E., Drake, C.L., Nafe, J.E. and Hennion, J. 1966. *Seismic refraction study of continental margin east of Florida*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. 50:1972-1991.
- 109 Oglesby, W.R. 1965. *Folio of South Florida basin, a preliminary study*. Map series No. 19, State Division of Geology, Florida Geological Survey, Tallahassee.
- 110 Ordoñez, E. 1936. *Principal physiogeographic provinces of Mexico*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. 20:1277-1307.
- 111 Uchupi, E. and Emery, K.O. 1968. *Structure of continental margin off Gulf Coast of United States*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. 52:1162-1193.
- 112 Antoine, J.W. and Ewing, J.I. 1963. *Seismic refraction measurements on the margins of the Gulf of Mexico*. *J. Geophys. Res.* 68:1975-1996.
- 113 Worzel, J.L., Leyden, R. and Ewing, M. 1968. *Newly discovered diapirs in Gulf of Mexico*. Am. Asso. Petroleum Geologists Bull. 52:1194-1203.
- 114 Bryant, W.R., Antoine, J.W., Ewing, M. and Jones, B. 1968. *Structure of Mexican continental shelf and slope, Gulf of Mexico*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. 52:1204-1228.
- 115 Murray, G.E. 1961. *Geology of the Atlantic and Gulf coastal province of North America*. New York: Harper and Bros.
- 116 Halbouty, M.T. 1967. *Salt domes, Gulf region-United States and Mexico*. Gulf Publishing, Houston, 425 p.
- 117 Gore, R.H. 1992. *Op. cit.*
- 118 Darnell, R.M. and R.E. Defenbaugh. 1990. *Gulf of Mexico: Environmental Overview and History of Environmental Research*. *American Zoologist* 30:3-6.
- 119 Argonauta, *Deepwater Drilling Current*, junio 2006, p. 2.
- 120 PEMEX, Norma NRF-003-PEMEX-2007, PEMEX, 2007, p. 6.
- 121 *Idem.*
- 122 Argonauta, *Deepwater Drilling D3 L4 rigs and layouts*, [PDF] pag.62, [consulta: abril 2010]
- 123 S/autor, "Map shapefile available for purchase", [en línea], GOMData.com, Dirección URL: <http://www.gomdata.com/shapefiles.html>, [consulta: abril 2010]
- 124 S/autor, "Map shapefile available for purchase", [en línea], GOMData.com, Dirección URL: <http://www.gomdata.com/shapefiles.html>, [consulta: abril 2010]
- 125 Mineral Management Service, "MMS Gulf of Mexico region planning areas and active leases", [en línea], enero 22 de 2010, Gomr.mms.gov, Dirección URL: http://www.gomr.mms.gov/homepg/llesale/mau_gom_pa.pdf, [consulta: abril 2010]

126 *Idem.*

127 S/a, Perdido, [en línea]. Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=125, [consulta abril 2010]

128 S/a, Perdido development Project, [en línea], Dirección URL:

http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/perdido/overview/, [consulta: abril 2010]

129 S/a, Perdido regional host development Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:

<http://www.offshore-technology.com/projects/perdido/>, [consulta: abril 2010]

130 S/a, Independence, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=121, [consulta: abril 2010]

131 S/a, Independence hub Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:

<http://www.offshoretechnology.com/projects/independence/>, [consulta: abril 2010]

132 S/a, Na Kiaka, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=126, [consulta: abril 2010]

133 S/a, Gulf of Mexico tiebackcs tally on the rise, [en línea], Oilonline.com, 13 de mayo de 2009, Dirección URL:

<http://www.oilonline.com/News/NewsArticles/DiscoveriesAppraisals/articleType/ArticleView/articleId/20163/Gulf-of-Mexico-tiebacks-tally-on-the-rise.aspx>, [consulta: abril 2010]

134 S/a, Falcon Corridor, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=163, [consulta 2010]

135 S/a, Auger, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=139, [consulta: abril 2010]

136 S/a, Gulf of Mexico tiebackcs tally on the rise, [en línea], *Oilonline.com, op. cit*

137 S/a, Serrano and oregano Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:

http://www.offshoretechnology.com/projects/serrano_oregano/, [consulta: abril 2010]

138 S/a, Macaroni subsea development, [en línea], Dirección URL:

http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects_locations/gulf_of_mexico/offshore_shell/operations/macaroni_0308.html, [consulta: abril 2010]

139 S/a, Serrano/oregano subsea development, [en línea], Dirección URL:

http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects_locations/gulf_of_mexico/offshore_shell/operations/serrano_0308.html, [consulta: abril 2010]

140 *Idem.*

141 S/a, Habanero Subsea Development, [en línea], Dirección URL:

http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects_locations/gulf_of_mexico/offshore_shell/operations/habanero_0308.html, [consulta: abril 2010]

142 S/a, K2 complex, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=130, [consulta: abril 2010]

143 S/a, Marco polo field Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:

<http://www.offshoretechnology.com/projects/marcopolo/>, [consulta: abril 2010]

144 S/a, Bullwinkle, [en línea], Dirección URL:

http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=136, [consulta: abril 2010]

145 S/a, Bullwinkle platform, [en línea], Dirección URL: <http://skyscraperpage.com/cities/?buildingID=23521>, [consulta: abril 2010]

146 S/a, Baldpate, [en línea], Dirección URL:

Bibliografía

- http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=131, [consulta: abril 2010]
147 S/a, Baldpate Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL: <http://www.offshoretechnology.com/projects/baldpate/>, [consulta: abril 2010]
148 S/a, Constitution, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=150, [consulta: abril 2010]
149 S/a, Constitution/triconderoga field, Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
<http://www.offshore-technology.com/projects/constitution/>, [consulta: abril 2010]
150 S/a, Hoover-diana, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=315, [consulta: abril 2010]
151 S/A, Hoover diana Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
<http://www.offshoretechnology.com/projects/hoover/>, [consulta: abril 2010]
152 S/a, Marlin, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=147, [consulta: abril 2010]
153 S/a, Canyon express, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=115, [consulta: abril 2010]
154 S/a, Canyon express subsea tieback planned, [en línea], *Offshore-mag.com*, junio de 2000, Dirección URL: <http://www.offshore-mag.com/index/articledisplay/77699/articles/offshore/volume-60/issue-6/departments/gulf-of-mexico/canyon-expresssubsea-tieback-planned.html>, [consulta: abril 2010]
155 S/a, Mars, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=141, [consulta: abril 2010]
156 S/a, Mars Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL: <http://www.offshoretechnology.com/projects/mars/>, [consulta: abril 2010]
157 S/a, Ursa, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=149, [consulta: abril 2010]
158 S/a, Ursa Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL: <http://www.offshoretechnology.com/projects/ursa/>, [consulta: abril 2010]
159 S/a, Mensa Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL: <http://www.offshoretechnology.com/projects/mensa/>, [consulta: abril 2010]
160 S/a, West delta 143 facility, [en línea], Dirección URL: <http://shell.wieck.com/WD143.html#>, [consulta: abril 2010]
161 *Idem*.
162 S/a, Pompano, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=162, [consulta: abril 2010]
163 ExxoMobile, Regional overview North America, [en línea], Dirección URL:
http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/Publications/shareholder_publications/c_fo_99/c_upstream_7a.html, [consulta: abril 2010]
164 S/a, Devils Tower, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=152, [consulta: abril 2010]
165 S/a, Devils tower gas field Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
<http://www.offshoretechnology.com/projects/devil/>, [consulta: abril 2010]
166 S/a, Telemark, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=407, [consulta: abril 2010]
167 S/a, Tlemark hub Gulf of Mexico USA, [en línea] Dirección URL:
<http://www.offshoretechnology.com/projects/telemark/>

- com/projects/telemarkhub/, [consulta: abril 2010]
- 168 S/a, Front runner, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=120, [consulta: abril 2010]
- 169 S/a, Gulf of Mexico tiebackcs tally on the rise, [en línea], *Oilonline.com*, *op. cit.*
- 170 S/a, Front runner spar, [en línea], *intec.com*, Dirección URL:
http://www.intec.com/project_experience/project/default.asp?project_id=115, [consulta: abril 2010]
- 171 *Idem.*
- 172 S/a, Nansen, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=166, [consulta: abril 2010]
- 173 S/a, Krr-McGee taps subsea Gulf field, [en línea], Journal record, 1 de febrero de 2002, Dirección URL: http://findarticles.com/p/articles/mi_qn4182/is_20020201/ai_n10150998/, [consulta: abril 2010]
- 174 S/a, Nansen and boomvang gas field Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
<http://www.offshore-technology.com/projects/nansen/>, [consulta: abril 2010]
- 175 S/a, Boomvang, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=118, [consulta: abril 2010]
- 176 S/a, Nansen and boomvang gas field Gulf of Mexico USA, [en línea], *op. cit.*
- 177 S/a, Mad dog, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=148, [consulta: abril 2010]
- 178 S/a, Mad dog field Gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
http://www.offshoretechnology.com/projects/mad_dog/, [consulta: abril 2010]
- 179 S/a, Blind faith, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=119, [consulta: abril 2010]
- 180 S/a, Blind faith field development, [en línea], *intec.com*, Dirección URL:
http://www.intec.com/project_experience/project/default.asp?project_id=24, [consulta: abril 2010]
- 181 S/a, blind faith subsea developmente gulf of Mexico USA, [en línea], Dirección URL:
<http://www.offshore-technology.com/projects/blindfaith/>, [consulta: abril 2010]
- 182 *Idem.*
- 183 S/a, Virgo, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=138, [consulta: abril 2010]
- 184 S/a, Allegheny, [en línea] Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=116, [consulta: abril 2010]
- 185 S/a, Allegheny field development, [en línea], *jraymcdermott.com*, Dirección URL:
http://www.jraymcdermott.com/projects/Allegheny-Field-Development__3.asp, [consulta: abril 2010]
- 186 S/a, Allegheny seastar® TLP, [en línea], *Sbmatlantia.com*, Dirección URL:
<http://www.sbmatlantia.com/products/floating-solutions/tlps/seastar/allegheny/>, [consulta: abril 2010]
- 187 S/a, Geauxpher, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=414, [consulta: abril 2010]
- 188 S/a, Gomez hub, [en línea], Dirección URL:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=161, [consulta: abril 2010]
- 189 *Idem.*
- 190 S/a, Technology, [en línea], *Atpog.com*, Dirección URL:

Bibliografía

- <http://www.atpog.com/technology.html>, [consulta: abril 2010]
- 191 S/a, The greater Chinook area, [en línea], *Subseaiq.com*, Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=124, [consulta: abril 2010]
- 192 S/a, Cascade and chinook subsea development Gulf of Mexico Mexico, [en línea], *Offshoretechnology.com*, Dirección URL: <http://www.offshoretechnology.com/projects/cascadechinook/cascadechinook2.html>, [consulta: abril 2010]
- 193 S/a, Cascade and Chinook subsea development Gulf of Mexico Mexico, [en línea], *Offshoretechnology.com*, Dirección URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/cascadechinook/>, [consulta: abril 2010]
- 194 S/a, Petrobras cascade chinook, [en línea], *Fmctechonology.com*, Dirección URL: <http://www.fmctechonologies.com/SubseaSystems/GlobalProjects/NorthAmerica/US/PetrobrasCascadeChinook.aspx>, [consulta: abril 2010]
- 195 S/a, BW pioneer første FPSO i US Gulf of Mexico, [en línea], *Inocean.no*, 27 de mayo 2009, Dirección URL: <http://www.inocean.no/?nid=5079&iid=7753&pid=Inocean-Article-Files.Native-InnerFile-File Pioneer FPSO>, [consulta: abril 2010]
- 196 S/a, Cascade and Chinook subsea development Gulf of Mexico Mexico, [en línea], *op. cit.*
- 197 S/a, Gulf of Mexico tiebackcs tally on the rise, [en línea], *Oilonline.com*, *op. cit.*
- 198 S/a, Dalmatian North, [en línea], *Subseaiq.com*, Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=563, [consulta: abril 2010]
- 199 S/a, Helix Noonan Danny, [en línea], *Fmctechonologies.com*, Dirección URL: <http://www.fmctechonologies.com/SubseaSystems/GlobalProjects/NorthAmerica/US/HelixNoonanDanny.aspx>, [consulta: abril 2010]
- 200 S/a, Project sets new record for longest aerogel-insulated oil pipeline, [en línea], 20 mayo 2008, Dirección URL: <http://www.cabot-corp.com/Aerogel/Product-News/NW200809231826PM6967/>, [consulta: abril 2010]
- 201 Offshore staff, Noble planning Raton subsea tieback, [en línea], *Offshore-mag.com*, 17 de enero de 2007, Dirección URL: <http://www.offshore-mag.com/index/articledisplay/282384/articles/offshore/subsea/us-gulf-of-mexico/noble-planning-raton-subseatieback.html>, [consulta: abril 2010]
- 202 S/a, Appaloosa, [en línea], Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=398, [consulta: abril 2010]
- 203 S/a, Tubular Bells, [en línea], Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=353, [consulta: abril 2010]
- 204 S/a, Trident, [en línea], Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=372, [consulta: abril 2010]
- 205 S/a, Tiger, [en línea], Dirección URL: http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=487, [consulta: abril 2010]
- 206 Pemex, *Retos de la exploración de aguas profundas en México*, [PDF], 15 de octubre de 2009, pp 29
- 207 *Idem.*
- 208 *Idem.*
- 209 *Idem.*
- 210 Fabio Barbosa, *Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México*, *op cit. p*

67

211 *Ibid.* p. 70.

212 Noé Cruz serrano, "El gas es el 'tesoro' en aguas profundas", [en línea], México, *Eluniversal.com.mx*, 31 de agosto de 2009, Dirección URL:

<http://www.eluniversal.com.mx/finanzas/73243.html>, [consulta: mayo 2010]

213 Fabio Barbosa, Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México, *op cit.* p 71

214 Pemex, *Retos de la exploración de aguas profundas en México*, [PDF], *op.cit.* p 18

215 Fabio Barbosa, *Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México*, *op cit.* p

71

216 S/a, FMC Technologies to supply subsea systems for PEMEX's Cantarell project in the Gulf of Mexico, [en línea], Thomasnet.com, 1 junio de 2007, Dirección URL:

[http://www.news.thomasnet.com/companystory/FMC-Technologies-to-Supply-Subsea-Systemsfo](http://www.news.thomasnet.com/companystory/FMC-Technologies-to-Supply-Subsea-Systemsfor-)

[r-Pemex-s-Cantarell-Project-in-Gulf-of-Mexico-530026](http://www.news.thomasnet.com/companystory/FMC-Technologies-to-Supply-Subsea-Systemsfor-Pemex-s-Cantarell-Project-in-Gulf-of-Mexico-530026), [consulta: mayo 2010]

217 PEMEX, "Memoria de labores 2008", [en línea], *Pemex.com*, 25 de mayo 2009, Dirección URL:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catid=2378&contentID=649>, [consulta: mayo 2010]

218 Jennifer Pallanich, "Lakach pre-FEED assistance awarded", [en línea], oilonline.com, 18 de enero de 2010, Dirección URL:

<http://www.oilonline.com/News/NewsArticles/articleType/ArticleView/articleId/26572/Lakachpre>

[-FEED-assistance-awarded.aspx](http://www.oilonline.com/News/NewsArticles/articleType/ArticleView/articleId/26572/Lakachpre-FEED-assistance-awarded.aspx), [consulta: mayo 2010]

219 Noé Cruz serrano, *op cit.*

220 *Idem.*

221 Jennifer Pallanich, *op.cit.*

222 Juan Alfredo Ríos Jiménez, Perforación y terminación en aguas profundas, [en línea], 20 de octubre de 2009, Dirección URL:

http://132.248.54.158/profesorNuevo/Org_nom_dif.pdf/20oct%20martes/2_Mesa_IV/4_JUAN_ALFREDO_RIOS_JIMENEZ/SICT02.pdf, [consulta: mayo 2010]

223 *Idem.*

224 *Idem.*

225 *Idem.*

226 *Idem.*

227 *Idem.*