



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desarrollo de Campos Submarinos de Producción
Basados en las Recomendaciones y Requisitos de
la Norma Internacional ISO-13628**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Jackeline Gabriel Cartagena

Rodrigo Ángel López Guzmán

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Saúl Bautista Frago



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos:

A Dios, por haberme dado salud y bienestar para cumplir una meta más en mi vida.

A mis padres, Norlenny y Damián por ser mi ejemplo e inspiración para superarme cada día, creer en mí, darme su apoyo incondicional y guiarme en mi vida hasta donde me encuentro hoy. Gracias por permitirme cumplir este sueño, nunca lo hubiera logrado sin ustedes, los amo.

A mis asesores

Al Mtro. Saúl Bautista Fragoso, que me permitió la realización de esta tesis en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y por su apoyo en el desarrollo de este trabajo.

Al Mtro. Roberto Padilla Sixto, por su constante apoyo y orientaciones que permitieron la realización de esta tesis.

Al Ing. José Antonio Hernández Guzmán, por brindarnos su apoyo incondicional, orientaciones y sus sabios consejos para lograr las metas que nos proponíamos.

A mis amigos, por haber formado parte de mi vida, sus enseñanzas y brindarme su amistad, la universidad y la preparatoria no hubiera sido la misma sin sus risas en cada clase, todos esos momentos especiales y cada una de esas experiencias donde estuvieron presentes, gracias.

A todos los profesores que marcaron mi vida durante la universidad, por su motivación para la culminación de mis estudios profesionales.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi segunda casa por abrirme las puertas en la Facultad de Ingeniería que me ha brindado la oportunidad de recorrer este camino durante estos cinco años, donde encontré amigos que me ayudaron a superarme en distintos ámbitos de mi vida.

Jackeline Gabriel Cartagena

Agradecimientos

A Dios y a la Virgen María, por darme vida, salud y fortaleza a lo largo de mi carrera, llenarme de sabiduría y conocimiento día con día.

A mis padres, Sonia y Martín quienes con su esfuerzo y dedicación me sacaron adelante, por ser las personas que me inspiran a ser mejor, siempre escucharme, darme todo su apoyo, paciencia y comprensión día a día, gracias.

A mi hermano, Martín por su ejemplo y apoyo que me ha brindado durante toda la vida, guiarme e inspirarme a concluir esta etapa.

A mi abuela, María quien ha sido como mi segunda madre con sus cuidados, consejos y enseñanzas que me han ayudado a ser lo que hoy soy, muchas gracias.

A mis directores de tesis

Al Mtro. Saúl Bautista Fragoso, por permitirme realizar la tesis en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), por su participación en la supervisión de este trabajo, la confianza y amistad que me ha otorgado.

Al Mtro. Roberto Padilla Sixto, por su apoyo, disposición y confianza, gracias maestro por su tiempo y consejos para finalizar esta tesis.

A los Ingenieros del IMP.

Al Ing. Arturo Reyes Rosas, por su amistad, la confianza, ánimo, y todas las facilidades brindadas para finalizar dicho trabajo.

Al Ing. José Antonio Hernández Guzmán, quien compartiéndome sus experiencias y conocimientos me ayudo a terminar esta tesis, gracias por sus enseñanzas, consejos, observaciones y comentarios.

A mis amigos, por compartir las alegrías, emociones y vivencias, brindarme su apoyo y acompañarme durante toda la carrera hasta llegar a la meta. En especial a Jackeline, Cristofer y Itzel, gracias por ser mis compañeros de clase y mejores amigos.

A Laura Estefanía y Ana Laura quienes con sus locuras, consejos y regaños me han acompañado en todo este tiempo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme la oportunidad de realizar mis estudios y a la Facultad de Ingeniería por cambiar mi vida con grandes experiencias donde formé gran parte de la persona que hoy soy.

Rodrigo Ángel López Guzmán



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente: **M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA**
Vocal: **ING. ROBERTO PADILLA SIXTO**
Secretario: **M.I. JAIME LARIOS GONZALEZ**
1er. Suplente: **ING. OSWALDO DAVID LOPEZ HERNANDEZ**
2do. Suplente: **ING. JOSE ALBERTO CHAVEZ GARDUÑO**

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

NO. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
108000746	LOPEZ GUZMAN RODRIGO ANGEL	INGENIERÍA PETROLERA
311210800	GABRIEL CARTAGENA JACKELINE	INGENIERÍA PETROLERA

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. a 15 de Junio de 2018.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES

NOTA: Por instrucciones del Director, deberán entregarse juntos y al mismo tiempo, el presente oficio FEX-1 y su correspondiente oficio FEX-2.

Contenido

Glosario de términos	9
Resumen	10
Abstract	11
Objetivo General.....	12
Justificación	12
Introducción.....	13
Capítulo I. Estado del arte en la explotación de campos en aguas profundas	15
1.1 Producción en aguas profundas a nivel mundial.....	15
1.2 Campos con mayor relevancia en aguas profundas a nivel mundial.....	16
1.3 Desarrollo de campos en aguas profundas en el Golfo de México	21
1.3.1 Campos en aguas profundas de México	22
1.3.2 Campos en aguas profundas en Estados Unidos de América	24
1.4 Introducción a la planeación de desarrollo de campos en aguas profundas	27
Capítulo II. Especificaciones técnicas de los equipos y herramientas del sistema submarino de producción en aguas profundas	30
2.1 Cabezal y árbol submarino	31
2.1.1 Cabezal.....	31
2.1.2 Árboles submarinos	32
2.2 Múltiple de recolección.....	35
2.3 Líneas de flujo	39
2.4 Jumper.....	39
2.5 Umbilicales.....	40
2.6 Flying Leads.....	42
2.7 Unidades de terminación o interface	42
2.8 Sistemas de control	44
2.9 Vehículo Operado Remotamente (ROV) y Herramienta Operada Remotamente (ROT)	46
Capitulo III. Marco normativo de sistemas submarinos de producción en aguas profundas	47

3.1 Interpretación de las especificaciones generales de la Norma Internacional ISO-13628	48
3.2 Requisitos y recomendaciones del sistema submarino de producción en general....	49
3.2.1 Requisitos y recomendaciones de los sistemas de tubería flexible	58
3.2.2 Requisitos y recomendaciones de los sistemas a través de líneas de flujo	65
3.2.3 Requisitos y recomendaciones de los árboles y cabezales submarinos.....	67
3.2.4 Requisitos y recomendaciones del sistema umbilical	71
3.2.5 Requisitos y recomendaciones del sistema de control.....	78
3.2.6 Requisitos y recomendaciones del riser	82
3.2.7 Requisitos y recomendaciones de los equipos Vehículo Operado Remotamente (ROV) y Herramienta Operada Remotamente (ROT)	87
3.2.8 Requisitos y recomendaciones de sistema manifold	90
3.3 Arquitectura de los sistemas de producción en aguas profundas	92
Capítulo IV. Retos tecnológicos de los campos en aguas profundas de México	95
4.1 Licitaciones de campos en aguas profundas.....	96
4.2 Resultados de la Licitación de la Ronda 1.4 Campos en Aguas Profundas	98
4.3 Resultados de la Licitación de la Ronda 2.4 Campos en Aguas Profundas	100
Conclusiones.....	101
Recomendaciones	102
Anexo A. Arquitecturas submarinas.....	103
Anexo B. Normas de Referencia Internacional Aplicados a la Industria Petrolera	109
Bibliografía.....	114

Contenido de imágenes

Fig.1.1 Producción mundial en aguas profundas (Barranco Federico, 2010).....	16
Fig.1.2 Campo Roncador (FMC Technologies).....	17
Fig.1.3 Campo Girasol (Total´s Project offshore Angola).....	18
Fig. 1.4 Bloque KG-D6 (Energy-Pedia).....	19
Fig. 1.5 Proyecto Ormen Lange (FMC Technologies).....	19
Fig. 1.6 Principales Campos en Nigeria (Oil and Gas Online).....	20
Fig. 1.7 Proyecto Lakach (Pemex).....	22
Fig. 1.8 Campo Kunah (Pemex).....	23
Fig. 1.9 Campo Trión (Pemex).....	24
Fig.1.10 Proyecto Shell Mensa (SHELL).....	25
Fig. 1.11 Proyecto Canyon Express (offshore Technology).....	26
Fig. 1.12 Campo Serrano y Oregano (FMC Technologies).....	26
Fig. 1.13 Proyecto Nakika (FMC Technology).....	27
Fig. 1.14 Esquema de administración de un proyecto.....	28
Fig. 1.15 Metodología VCD.....	28
Fig.2.1 Sistema submarino de producción (Schlumberger-Cameron).....	30
Fig.2.2 Cabezal (Schlumberger-Cameron).....	31
Fig.2.3 Spool Tree horizontal (Schlumberger-Cameron).....	32
Fig. 2.4 Árbol tipo vertical (FMC).....	33
Fig.2.5 Árbol tipo horizontal (FMC).....	34
Fig.2.6 Diferencia entre árbol vertical y horizontal (Schlumberger-Cameron).....	35
Fig.2.7 Manifold Arreglo Clúster (Schlumberger-Cameron).....	36
Fig.2.8 Plantilla manifold (Schlumberger-Cameron).....	36
Fig.2.9 Conector de línea final manifold (Schlumberger-Cameron).....	37
Fig. 2.10 Líneas de flujo (Schlumberger-Cameron).....	39

Fig. 2.11 Jumper flexible (Schlumberger-Cameron)	40
Fig.2.12 Jumper rígido (Schlumberger-Cameron)	40
Fig.2.13 Umbilical (Schlumberger-Cameron)	41
Fig. 2.14 Flying leads (FMC Technologies)	42
Fig. 2.15 Instalaciones PLEM (Schlumberger-Cameron)	43
Fig. 3.1 Pirámide de leyes y normas (PEMEX)	47
Fig. 3.2 Arquitectura submarina (Schlumberger-Cameron)	50
Fig. 3.3 Tubería flexible con servicio integral de umbilical (Schlumberger-Cameron)	59
Fig. 3.4 Multibore (FMC)	60
Fig. 3.5 Conexión de árboles submarinos (Schlumberger-Cameron)	69
Fig.3.6 Cables eléctricos (IMP)	74
Fig. 3.7 Fibra óptica (IMP)	74
Fig. 3.8 Mangueras y tubos (IMP)	76
Fig. 3.9 Sistema de control en superficie (FMC)	82
Fig. 3.10 Arreglo general de riser para reacondicionamiento y terminación (ISO-13628-7)	86
Fig. 3.11 Embarcaciones tipo Work-Class, Heavy-Lift (IMP)	91
Fig. 3.12 Costos típicos de desarrollo de campos en aguas profundas (IMP)	93
Fig.4.1 Transformación de la industria petrolera	95
Fig.4.2 Campos en aguas profundas México (CNH)	98
Fig. A.1 Diseño de arquitectura submarina con una plataforma semi-sumergible	106
Fig. A.2 Diseño de la arquitectura submarina con una FPSO	107
Fig. A.3 Diseño de la arquitectura submarina con una plataforma SPAR	108

Glosario de términos

BOP	Preventor de reventones (Blowout Preventer)
CCO	Marco de Elevación y Manipulación (Component Change-Out)
CIU	Unidad de Inyección de Químicos (Chemical Injection Unit)
DCS	Sistema de Control Distribuido (Distributed Control System)
EDP	Paquete de Desconexión de Emergencia (Emergency Disconnect Package)
EDU	Unidad de Distribución Eléctrica (Electrical Distribution Unit)
EPU	Unidad de Energía Eléctrica (Electric Power Unit)
FAT	Pruebas de Aceptación de Fábrica (Factory Integration Testing)
FPSO	Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production, Storage and Offloading)
HPU	Unidad de Alimentación Hidráulica (Hydraulic Power Unit)
HPU	Unidad de Energía Hidráulica (Hydraulic Power Unit)
LWRP	Paquete Inferior del Riser (Lower Workover Riser Package)
MCS	Estación de Control Maestra (Master Control Station)
MES	Módulo Eléctrico Submarino
PLEM	Tubería de Terminación Tipo Manifold (Pipeline End Manifold)
PLET	Tubería de Terminación de Extremo (Pipeline End Termination)
ROT	Herramienta Operada Remotamente (Remotely Operated Tool)
ROV	Vehículo Operado Remotamente (Remotely Operated Vehicle)
SAM	Módulo de Acumulador Submarino (Submarine Accumulator Module)
SCM	Módulo de Control Submarino (Subsea Control Module)
SDU	Unidad de Distribución Submarina (Subsea Distribution Unit)
SUTA	Ensamble Submarino de Terminación Umbilical (Subsea Umbilical Termination Assembly)
TDU	Unidad de Despliegue de Herramientas (Tool Deployment Unit)
THRT	Herramienta Instaladora del Colgador de Tubería de Producción (Tubing Hanger Running Tool)
TLP	Plataforma de Patas Tensionadas (Tension Leg Platform)
TRT	Herramienta de Ejecución de Árbol (Tree Running Tool)
TUTA	Umbilical de Ensamble de Terminación en Superficie (Topside Umbilical Termination Assembly)
UPS	Sistema de Fuerza Interrumpible (Uninterruptible Power Supplier)
USV	Válvula de Seguridad Submarina (underwater safety valve)
UTA	Umbilical de Ensamble de Terminación (Umbilical Termination Assembly)

Resumen

Para la elaboración de esta tesis se realizó una investigación de los sistemas submarinos de producción en aguas profundas. Es de gran importancia conocer el marco normativo aplicable para estos, dado que actualmente se están realizando licitaciones de campos en aguas profundas de México, por lo que será un tema de gran relevancia e interés en la industria petrolera del país.

La tesis consta de cuatro capítulos, en el capítulo 1 se inicia con una breve historia del desarrollo de los sistemas submarinos de producción en aguas profundas mencionando los principales campos donde se han empleado los sistemas submarinos de producción a nivel mundial, así como una descripción de la metodología empleada para el proceso de desarrollo de un proyecto en aguas profundas. En el capítulo 2 se hace una descripción de los principales componentes de un sistema submarino de producción utilizados a nivel mundial. En el capítulo 3 se desglosa el marco normativo, en este caso se realiza una interpretación de la Norma Internacional ISO-13628 “Diseño y Operación del Sistema Submarino de Producción”, en donde se describen los requerimientos generales y recomendaciones de los componentes de producción. En el capítulo 4 se hace un análisis de los diferentes bloques licitados en las Rondas 1.4 y 2.4 de aguas profundas que se han realizado en México, resaltando el auge tecnológico y los retos que traerá consigo la Reforma Energética en el crecimiento de la explotación de campos en aguas profundas en México. Finalmente se presentan las conclusiones conforme al objetivo general de la tesis.

Abstract

For the elaboration of this thesis an investigation was made of the submarine systems of production in deep waters. It is very important to know the applicable regulatory framework for these, given that tenders are currently being made for fields in deep waters of Mexico, so it will be a topic of great relevance and interest in the own oil industry.

The thesis consists of four chapters, in the chapter 1 begins with a brief history of the development of subsea production systems in deep waters, mentioning the main fields where submarine production systems have been used worldwide, as well as a description of the methodology used for the process of developing a project in deep waters. Chapter 2 describes the main components of an underwater production system used worldwide. Chapter 3 breaks down the regulatory framework, in this case an interpretation is made to the International Standard ISO-13628 "Design and Operation of the Submarine Production System", which describes the general requirements and recommendations of the production components. In chapter 4 an analysis is made of the different blocks tendered in the rounds 1.4 and 2.4 of deep waters that have been carried out in Mexico, highlighting the technological boom and the challenges that the Energy Reform will bring in the growth of the exploitation of fields in deep waters in Mexico. Finally, the conclusions are presented according to the general objective of the thesis.

Objetivo General

Identificar criterios de selección de los principales componentes de un sistema de producción en aguas profundas realizando una interpretación de la Norma Internacional ISO-13628, que permita su aplicación a tecnologías en la producción de aguas profundas y ultraprofundas en México.

Justificación

Este trabajo se realizó con el propósito de aportar conocimientos sobre la normatividad y especificaciones de los equipos de producción en aguas profundas que se han desarrollado a nivel mundial. Actualmente México se encuentra en una transformación de la industria petrolera por lo que genera un gran interés por la producción de hidrocarburos costa afuera desafiando nuevos retos operacionales con el manejo de grandes tirantes de agua. Dado que no se cuenta con normas mexicanas aplicables a los sistemas submarinos de producción en aguas profundas se deben tomar como referencia las normas internacionales. La norma ISO-13628 “Diseño y Operación del Sistema Submarino de Producción”¹ hace referencia a los requerimientos y recomendaciones generales aplicables a los sistemas submarinos de producción en aguas profundas.

En los últimos años se han realizado licitaciones de campos en aguas profundas, esto con la finalidad de explorar y explotar los recursos de nuevos campos, con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos del país. Esto traerá nuevas tecnologías de producción para la explotación de campos, con lo que dará inicio la producción de hidrocarburos en México en aguas profundas.

¹ International Organization for Standardization. (2005). *ISO 13628-1:2005 Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 1: General requirements and recommendations*. International Organization for Standardization.

Introducción

El desarrollo de tecnologías para la explotación en aguas profundas ha requerido de una actualización en la industria petrolera a nivel mundial, países cuya economía es dependiente del petróleo durante décadas se han dedicado a evaluar nuevas tecnologías que permitan explotar diferentes áreas de oportunidad petrolera. La identificación de los campos desarrollados en el mundo nos permite conocer los primeros sistemas submarinos, operaciones, riesgos y los diferentes retos que han enfrentado.

La explotación de yacimientos en aguas profundas requiere de la implementación de nuevas tecnologías y el uso de sistemas submarinos de producción. Siendo parte fundamental en el desarrollo de campos para el manejo de la producción, por lo que es necesario conocer las características funcionales y el marco normativo aplicable a los sistemas submarinos de producción.

La norma ISO-13628 hace referencia a los requisitos y recomendaciones para el diseño de los equipos y componentes que conforman los sistemas submarinos de producción, considerando las propiedades de los fluidos y los ambientes a los que estarán expuestos, requiriendo de un desarrollo integral del sistema submarino de producción.

El desarrollo de un sistema submarino integral de producción proporciona una herramienta de aseguramiento de flujo, el diseño de una arquitectura submarina debe ser integrado conforme a sus características, para cumplir con los requerimientos específicos del campo a explotar.

En los últimos años la industria petrolera en México ha tenido un decremento en la producción nacional, por lo que la exploración de nuevos campos es fundamental para incrementar la producción de hidrocarburos.

Actualmente en México se está llevando un proceso de reformas en materia de energía, realizando cambios en la industria petrolera que podrían permitir el desarrollo de tecnologías para explorar, evaluar y producir diferentes campos en las diferentes áreas petroleras. Derivado de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos se han presentado diferentes licitaciones en campos terrestres y marinos, mostrando un gran interés en el desarrollo de aguas profundas, por lo que es importante conocer las licitaciones de las rondas 1.4 y 2.4 en áreas de aguas profundas del Golfo de México, en donde la participación de empresas privadas en consorcio o de manera individual fue elevada, muchas de estas empresas tienen experiencia a nivel mundial. Con la participación de empresas privadas en México se debe contar con las mejores prácticas para la explotación, desarrollo e instalación de equipos en los diferentes campos y conocer la normatividad.

Capítulo I. Estado del arte en la explotación de campos en aguas profundas

La producción de hidrocarburos a nivel mundial ha comenzado su etapa de declinación, por lo que se ha incrementado el desarrollo de la explotación de campos no convencionales y aguas profundas con tirantes mayores a 500 metros, generando tecnologías que se adapten a las diferentes condiciones operacionales que presentan la explotación de este tipo de campos.

La explotación de campos en aguas profundas inicio su crecimiento a nivel mundial cuando los países apostaron por una mayor producción y tecnologías que puedan dar incremento en sus reservas. Para una correcta explotación de estos campos es necesario realizar un análisis de riesgo, generando distintos escenarios donde se consideren los posibles problemas que se enfrentan como son condiciones climatológicas, tipo de formación, tipo de aceite, tirante de agua, entre otras.

1.1 Producción en aguas profundas a nivel mundial

Los primeros descubrimientos en aguas profundas se desarrollaron en los años ochenta, cuando los países comenzaron a explorar y evaluar nuevos campos, lo que generó un problema debido a las diferentes condiciones de operación.

La producción en el mundo ha ido evolucionando, cada día se implementan mejores y nuevas técnicas para la extracción de hidrocarburos en condiciones cada vez más extremas, por lo que es indispensable investigar y encontrar nuevas metodologías para la producción en aguas profundas y ultraprofundas.

A nivel mundial existen diferentes cuencas en las que se realizan exploraciones y descubrimientos de campos en aguas profundas como son: el Golfo de México, Brasil, Litoral Occidental de Australia, China, Litorales de Japón, Mar del Norte y Angola, principalmente.

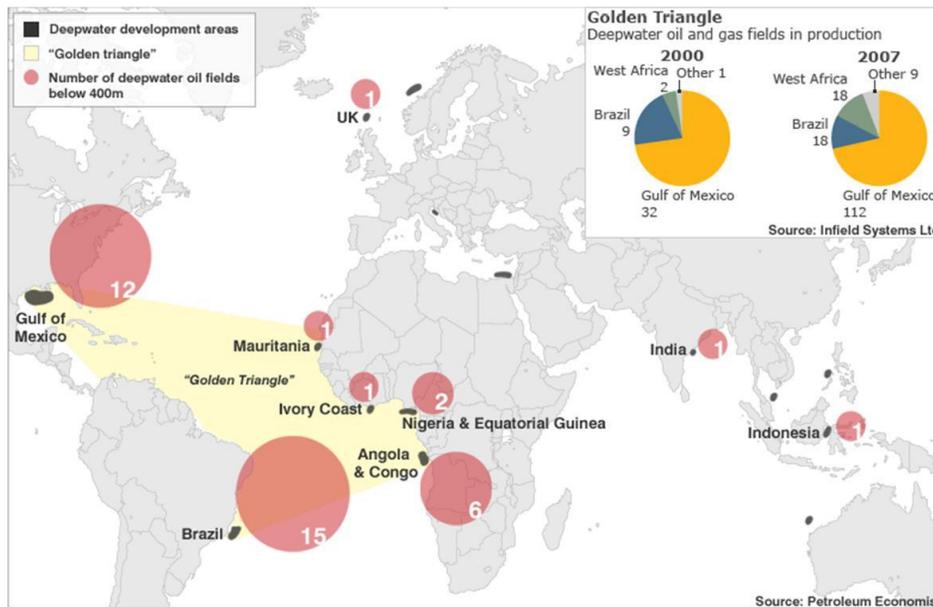


Fig. 1.1 Producción mundial en aguas profundas (Lara Leonel, Barranco Federico, 2010)²

1.2 Campos con mayor relevancia en aguas profundas a nivel mundial

BRASIL

Desde comienzo de los años noventa, Brasil inicia la explotación de campos en aguas profundas, desarrollando proyectos con tirantes de agua de más de 1,850 metros. Uno de ellos es el Campo Roncador. Este campo es uno de los más grandes del país sudamericano, fue descubierto en los años noventa, comenzó su explotación en 1999 y se calcula que cuenta con reservas por 10 MMMbpce.³

² Lara Leonel, Barranco Federico. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de Campos Petroleros en Aguas Profundas. 10 junio 2018, CONACYT. Sitio Web:

http://www.ai.org.mx/sites/default/files/18.aguas_profundas.pdf

³ Staff Oil & Gas Magazine. (2017). "Statoil adquiere 25 % del campo roncador en Brasil". 23 de enero 2018, de Oil&Gas Magazine. Sitio web: <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/12/statoil-adquiere-25-del-campo-roncador-en-brasil>



Fig.1.2 Campo Roncador (FMC Technologies)⁴

ANGOLA

Angola comenzó su exploración en aguas profundas en los años noventa iniciando operaciones en 2002; sin embargo, se tiene grandes proyectos desarrollados por grandes empresas petroleras. El campo submarino Girasol inició producción de crudo a finales del 2002, se estima una reserva de 1,000 MMbpce.⁵

⁴ FMC Technologies. (2008). "*Brazil Region*". En *Global Subsea Projects* (pág. 146). Estados Unidos de América: FMC Technologies.

⁵ RESISTENCIA Número 20 .-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.- Septiembre 2001

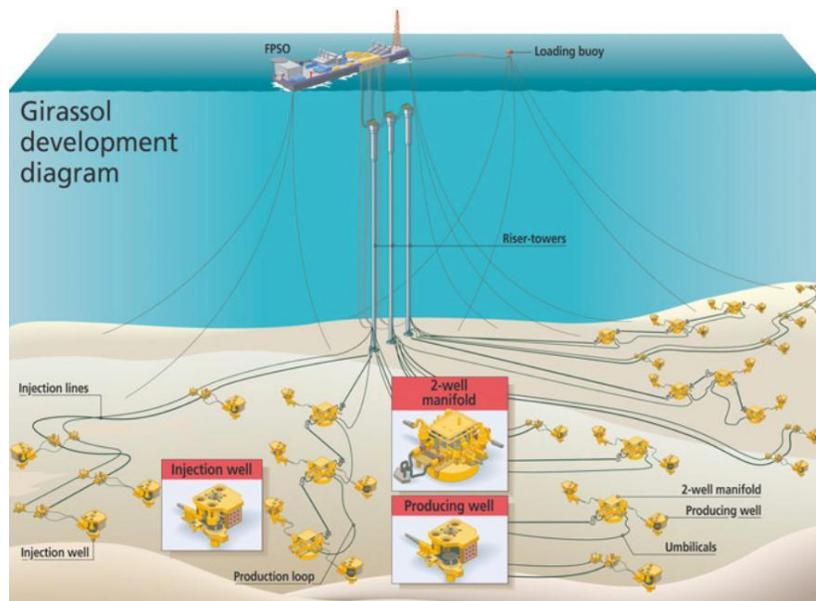


Fig. 1.3 Campo Girassol (Total's Project offshore Angola)⁶

INDIA

El primer campo descubierto en India comenzó operaciones en el año 2000; sin embargo, no lograron tener producción debido a problemas operacionales.

La cuenca sedimentaria Krishna Godavari inicia en tierra y se extiende hacia el mar. La parte terrestre cubre unos 28,000 km², mientras que la parte marina 145,000 km², incluyendo una gran parte en aguas que superan los 3,000 m de profundidad.⁷ El bloque KG-D6 se encuentra en esta cuenca y cubre un área de 7,645 km² y las profundidades del tirante de agua van desde los 400 m de profundidad.

⁶ Sainz de Vicuna, Cesar. (2010). *Angola Oil*. 20 junio 2018, de Blocks Sitio web: <http://angola-oil.blogspot.com/2010/12/>

⁷ Luis Vielma Lobo. (2010). "La India se convierte en referencia". *Global Energy*, pág. 14.



Fig. 1.4 Bloque KG-D6 (Energy-Pedia)⁸

NORUEGA

En Noruega uno de los principales campos submarinos desarrollados es Ormen Lange y tiene el récord mundial de enlace submarino (tieback)⁹ para gas sin el uso de sistemas flotantes ni plataformas fijas, se localiza en el Mar del Norte, los trabajos de perforación iniciaron en 1997 y comenzó su producción en el año 2007 con un tirante de agua de 1,000 m.

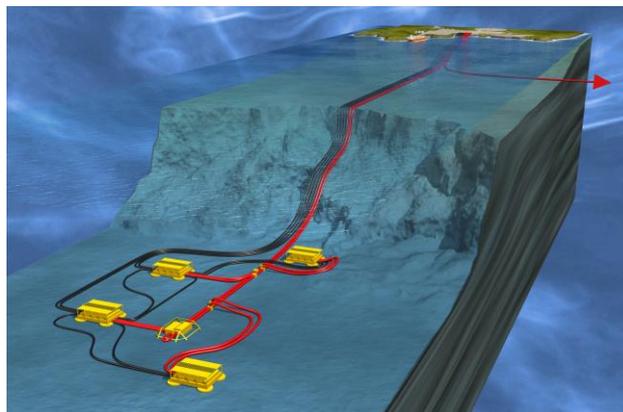


Fig. 1.5 Proyecto Ormen Lange (FMC Technologies)¹⁰

⁸ Reliance Industries. (2009). *India: Reliance Deepwater KG D6 Gas Project Began Production in Record Time*. 15 junio 2018, de energy-pedia news Sitio web: <https://www.energy-pedia.com/news/india/reliance-deepwater-kg-d6-gas-project-began-production-in-record-time>

⁹ Tieback: Conexión de la producción de un campo nuevo a instalaciones de recolección o procesamiento superficiales.

¹⁰ FMC Technologies. (2008). "Noruega Ormen Lange". En *Global Subsea Projects* (pág. 40). Estados Unidos de América: FMC Technologies.

NIGERIA

Los primeros campos en aguas profundas de Nigeria fueron descubiertos en 1996, pero permanecieron sin producir hasta que los precios aumentaron en el 2003. En los últimos años las reservas de petróleo de Nigeria se encuentran en la región del Delta del Río Níger mar adentro y su producción consiste principalmente en aceite. El desarrollo de proyectos en aguas profundas se encuentra situado en zonas con profundidades de más de 1,000 m. Se tiene un gran interés en explorar estos campos debido a que no existen problemas fiscales.



Fig. 1.6 Principales Campos en Nigeria (Oil and Gas Online)¹¹

AUSTRALIA

En Australia se cuentan con 23 plataformas petroleras e instalaciones marinas incluyendo las plataformas Marlín B y pozos submarinos. Los cuales conforman en el proyecto Kipper

¹¹ Oil and Gas. (2010). Straddle Fields Reverse Statoil's Fortunes in Nigeria, 27 junio 2018, de Oil and Gas Online. Sitio web: <https://www.oilandgasonline.com/doc/straddle-fields-reverse-statoils-fortunes-in-0001>

que alimenta una red de 6,000 km de tuberías submarinas y tiene una reserva de 620 MMPC de gas.¹²

GUINEA ECUATORIAL

Guinea Ecuatorial es el tercer mayor productor de crudo de África, inicio la perforación de campos en aguas profundas en la segunda mitad de la década de los noventa y se aprobó su rápido desarrollo.

INDONESIA

Los primeros campos costa afuera de Indonesia fueron descubiertos en los años noventa. El campo Test Seno entró en producción desde el año 2003 y se encuentra en operación.

EGIPTO

En Egipto los primeros pozos fueron perforados en 1998 pero hasta el 2003 fue cuando comenzó su producción en aguas profundas debido al incremento de los precios de los hidrocarburos. El desarrollo de campos surge de una combinación de instalaciones de extracción costa afuera con equipos de pozos terrestres.

1.3 Desarrollo de campos en aguas profundas en el Golfo de México

Las actividades de exploración mexicanas en el Golfo de México Profundo empezaron en la década de los noventa; sin embargo, el primer yacimiento mexicano descubierto fue Lakach-1 en diciembre del 2006. Algunas de las áreas más importantes son: Cinturón Plegado Perdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, las cuales se encuentran en rocas almacenadoras del Terciario y Mesozoico que presentan cierta complejidad por la tectónica salina.

¹² Australia Unlimited. (2013). Gas y Petróleo. 18 de Mayo del 2018, de Australian Government Sitio web: <https://www.austrade.gov.au/ArticleDocuments/5310/Petroleo%20y%20gas.pdf.aspx>

1.3.1 Campos en aguas profundas de México

Lakach

El campo Lakach tiene tirantes de agua desde los 989 m a 1,200 m, fue descubierto a finales del 2006, es productor de gas natural, a una profundidad de 3,080 m contando con dos intervalos productores (3,080-3,095 m y 3,173-3,193 m) en el Mioceno Inferior. Se encuentra a una distancia de 49 km de Coatzacoalcos. Se planeó el desarrollo de 7 pozos, y un tieback con una longitud de 55 km para transportar el gas a la estación de acondicionamiento de gas en Lerdo de Tejada. El desarrollo del proyecto se planeó en dos fases, contemplando la posible inclusión de proyectos y ampliaciones futuras, así como la integración de una plataforma fija.

Durante la fase 1 se consideró el inicio de producción de 4 pozos, el gas sería enviado a una planta de procesamiento y compresión mediante dos gasoductos en tipo tieback.



Fig. 1.7 Proyecto Lakach (Pemex)¹³

¹³ Petróleos Mexicanos. (2013). Perspectivas de Desarrollo para Campos Descubiertos en Aguas Profundas en México. (pág. 29) México: Pemex Exploración Producción.

Kunah

Es un campo de gas húmedo ubicado a 125 km de la costa del estado de Veracruz. Fue descubierto en 2012. Se encuentra en rocas de edad Mioceno, principalmente areniscas y limolitas. Este campo cuenta con cinco yacimientos, tres en el Mioceno Inferior, uno en el Medio y el otro en el Superior.

Tiene un volumen original 3P de gas natural de 2,846 MMMPC y una reserva 3P estimada de 1,793 MMMPC de gas.

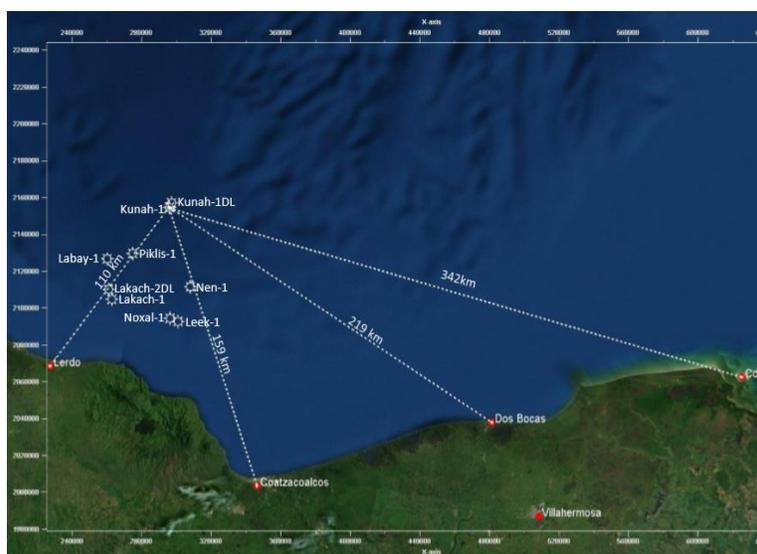


Fig. 1.8 Campo Kunah (Pemex)¹⁴

Trión

Es un campo productor de aceite y gas, se localiza en la parte norte del litoral de Tamaulipas. Está conformado por varios cinturones plegados, la roca almacenadora es de edad del Eoceno, principalmente lutitas y areniscas. Consta de dos yacimientos los cuales producen aceite de 25 y 29 °API respectivamente. El volumen original 3P de aceite para ambos yacimientos es de 1,734 MMBLS de aceite y 1,773 MMMPC de gas.

¹⁴ Petróleos Mexicanos. (2015). "Resultados de Actividades de Exploración 2015". PEMEX Exploración Producción, pág. 3.

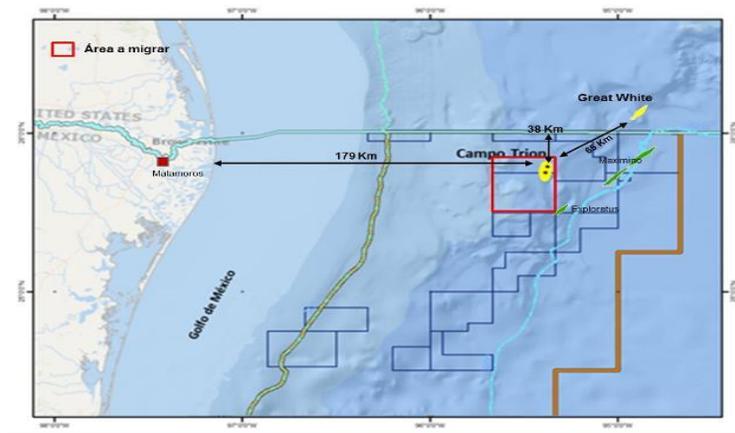


Fig. 1.9 Campo Trión (Pemex)¹⁵

1.3.2 Campos en aguas profundas en Estados Unidos de América

En Estados Unidos se han desarrollado múltiples sistemas submarinos para abastecer la explotación de campos en aguas profundas en el Golfo de México.

Se mencionan los siguientes proyectos:

Campo Mensa

Localizado a 225 km al sureste de Nueva Orleans, cuenta con un tirante de agua de 1,600 m, se encuentra en formaciones del Mioceno Superior a una profundidad aproximada de 4,700 m. El desarrollo cuenta con 4 árboles de producción manejados electrohidráulicamente, los cuales están conectados a un manifold central que dirige la producción hasta la plataforma West Delta.

¹⁵ Petróleos Mexicanos. (2013). Perspectivas de Desarrollo para Campos Descubiertos en Aguas Profundas en México. (pág. 48) México: Pemex Exploración Producción.

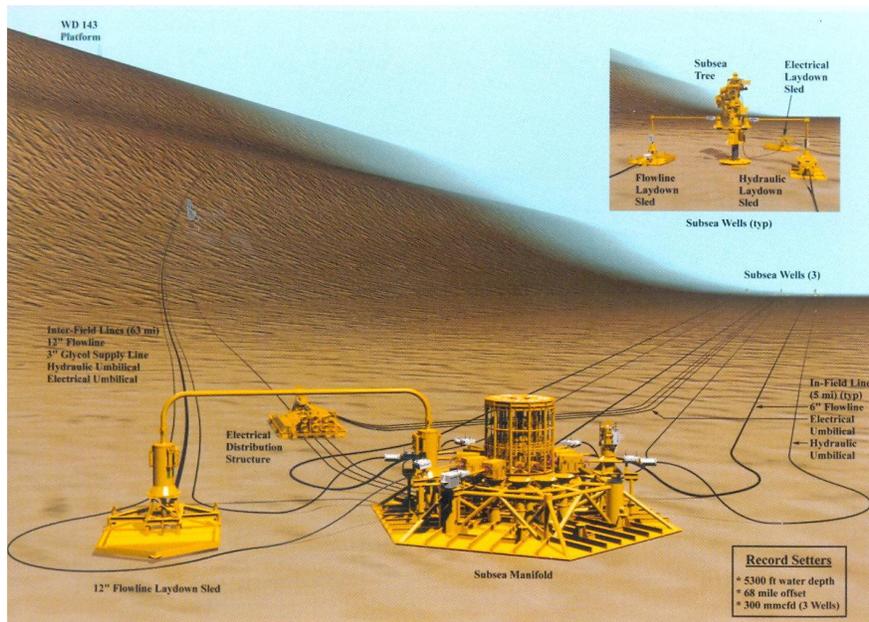


Fig. 1.10 Proyecto Shell Mensa (SHELL)¹⁶

Proyecto Canyon Express

Este proyecto comprende el desarrollo de los campos Aconcagua, King's Peak y Camden Hills, se encuentra aproximadamente a 190 km al sureste de Nueva Orleans en la parte profunda de Mississippi Canyon. El sistema de ductos que comprende el proyecto debe producir los tres campos, por lo que es necesario determinar el flujo de cada uno de ellos, el gas extraído se transporta mediante una línea de recolección a la plataforma Canyon Station.

¹⁶ FMC Technologies. (2008). "Shell Project Mensa". En Global Subsea Projects (pág. 45). Estados Unidos de América: FMC Technologies.

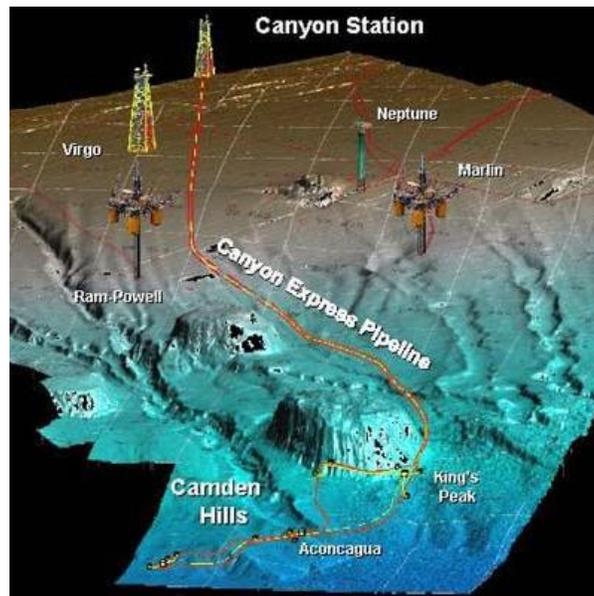


Fig. 1.11 Proyecto Canyon Express (offshore Technology)¹⁷

Campo Serrano y Oregano

Localizado a 350 km del suroeste de Nueva Orleans, cuenta con un tirante de agua de 1,000 m. El desarrollo consiste en 6 pozos conectados a una línea de flujo que a su vez está conectada a la plataforma de patas tensionadas (TLP) Auger.

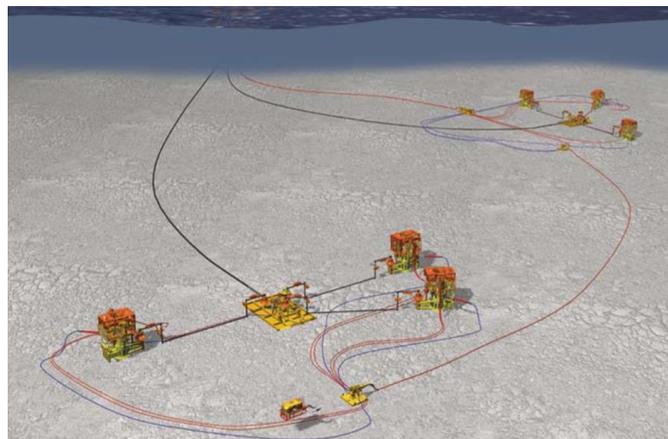


Fig. 1.12 Campo Serrano y Oregano (FMC Technologies)¹⁸

¹⁷ Offshore Technology. (2009). *Longhorn Gas Field*. 8 junio 2018, de Offshore Technology Sitio web: <https://www.offshore-technology.com/projects/longhorn-gas-field/attachment/longhorn-gas-field3>

¹⁸ FMC Technologies. (2008). "North America Region". En *Global Subsea Projects* (pág.55). Estados Unidos de América: FMC Technologies.

Proyecto Nakika

Se localiza a 250 km al sureste de Nueva Orleans, con un rango de tirante de agua de 1,770 m a 2,360 m. La arquitectura del proyecto consiste en el desarrollo de 6 campos, donde se produce mediante un tieback al centro de proceso principal de Nakika.

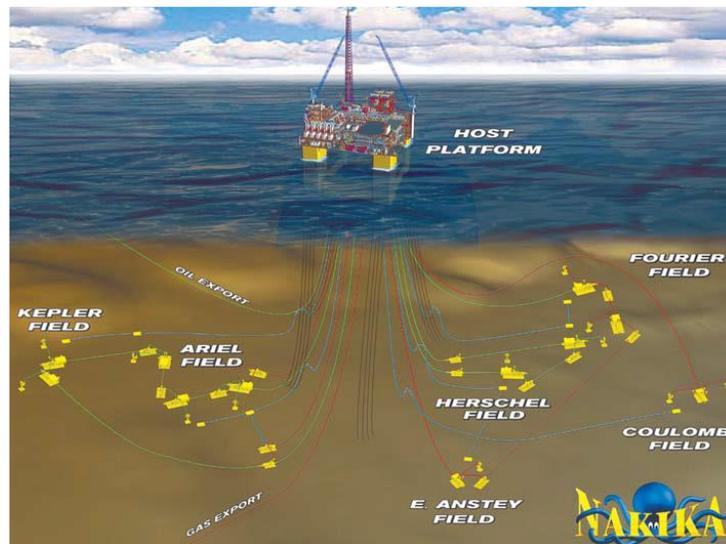


Fig. 1.13 Proyecto Nakika (FMC Technology)¹⁹

1.4 Introducción a la planeación de desarrollo de campos en aguas profundas

La administración de proyectos requiere estrategias donde se plantee como objetivo principal obtener una explotación adecuada de un yacimiento y lograr el máximo beneficio económico. Esto se logra con un trabajo multidisciplinario de las distintas ramas involucradas. Las fases que se requieren para la administración de un proyecto son planeación, ejecución, evaluación y una constante retroalimentación de información, esto para mejorar los escenarios seleccionados contemplando la nueva información obtenida durante la ejecución del proyecto.

¹⁹ FMC Technologies. (2008). "North America Region". En Global Subsea Projects (pág. 61). Estados Unidos de América: FMC Technologies.



Fig. 1.14 Esquema de administración de un proyecto

El desarrollo de un proyecto de ingeniería petrolera requiere de metodologías para la explotación de un yacimiento, las cuales deben contemplar distintos escenarios donde se pueda elegir el más viable, considerando todas las etapas que van desde la exploración hasta el abandono.

Una de las metodologías más usadas durante el diseño de un proyecto es el proceso de Visualización, Conceptualización y Definición (VCD)²⁰ o Front End Loading (FEL)²¹, en la cual el proyecto debe pasar por las tres fases, en donde se determinarán los riesgos y costos, esto con la finalidad de establecer un escenario donde se tenga mayor rentabilidad y la mayor eficiencia del proyecto.



Fig. 1.15 Metodología VCD

²⁰ Petróleos Mexicanos. (2010). Documento Rector para el Diseño Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación. *Guía General VCD PEP*

²¹ Petróleos Mexicanos. (2010). Documento Rector para el Diseño Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación. *Guía General VCD PEP*

Se debe realizar un análisis previo antes de aplicar la metodología VCD. Se realiza el diagnóstico y planeación del diseño, se lleva a cabo la descripción y objetivos para poder identificar oportunidades. Especificar los recursos necesarios, identificar e integrar un equipo multidisciplinario.

En la fase de Visualización se hace una evaluación considerando incertidumbres y riesgos de n-escenarios.

En la Conceptualización se selecciona el mejor escenario realizando una evaluación previa de cada una de las opciones propuestas, considerando las soluciones tecnológicas. También se lleva a cabo el desarrollo de la ingeniería conceptual y estimado de los indicadores económicos.

La fase de Definición tiene como objetivo desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado. Se proporciona a mayor detalle los elementos técnicos que lo conforman, la ingeniería básica y análisis de incertidumbre e inversiones.

El elemento clave para el desarrollo del VCD es la formación de equipos multidisciplinarios, donde se tenga un líder para facilitar la comunicación entre áreas y los integrantes deben interactuar entre sí, compartiendo los resultados específicos para hacer una evaluación y análisis del impacto en el proyecto.

Capítulo II. Especificaciones técnicas de los equipos y herramientas del sistema submarino de producción en aguas profundas

Un sistema submarino de producción es un conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios submarinos que permiten la explotación de hidrocarburos de campos ubicados en aguas profundas, y poder llevarlos a plataformas fijas, sistemas flotantes de producción o instalaciones en tierra, algunos de los componentes principales son:

- Cabezal y árbol submarino (Wellhead and Christmas tree)
- Múltiple de recolección (Manifold)
- Línea de flujo
- Puente de conexión (Jumper)
- Umbilical
- Sistema de control
- Flying Leads
- Unidad de terminación e interface
- Vehículo Operado Remotamente (ROV) y Herramienta Operada Remotamente (ROT)

Los cuales forman parte del sistema submarino, sistema de control submarino y las unidades de terminación, interface y conexión.



Fig.2.1 Sistema submarino de producción (Schlumberger-Cameron)²²

²² Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

2.1 Cabezal y árbol submarino

2.1.1 Cabezal

Un cabezal es un medio de cimentación y guía de la terminación submarina que funciona como interface entre el pozo y el árbol submarino, debe ser capaz de soportar las cargas inducidas durante la perforación, instalación del árbol y líneas de flujo, así como en la etapa de producción.

Las funciones del cabezal son soportar y sellar:

- La tubería de revestimiento
- La tubería de producción
- Las estructuras de producción
- Las estructuras que soportan las líneas de flujo

Diseño de los componentes del sistema de cabezal.

- Determinación de tipo de árbol
- Empaque anular
- Accesorios para el equipo de control

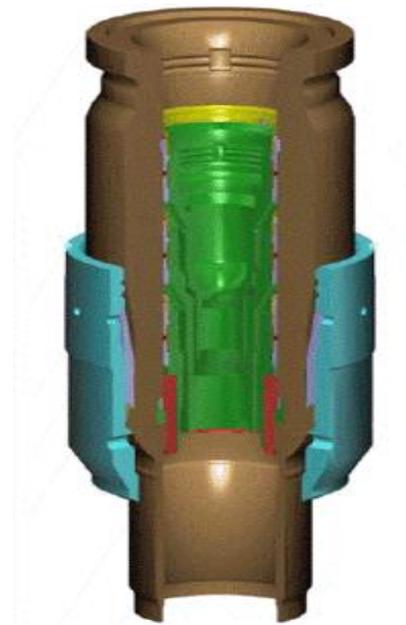


Fig.2.2 Cabezal (Schlumberger-Cameron)²³

²³ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

2.1.2 Árboles submarinos

Un árbol submarino se define como el conjunto del bloque de válvulas que se emplea para controlar los fluidos del pozo en el cabezal. Permiten regular el movimiento de los fluidos y representan la interfaz entre el cabezal, el jumper y el manifold.

Este sistema incluye el ensamble de varios componentes, el árbol mismo, el colgador de la tubería de producción, la tapa del árbol y posiblemente el carrete de tubería o adaptador de tubería.

Los árboles submarinos se clasifican de acuerdo con el tipo de cabezal:

1. Línea de lodos (Mudline): El tirante de agua es muy pequeño por lo cual se puede operar desde una unidad Jack-up por lo que el sistema de cabezal será suspendido sobre la línea de lodos.
2. Marino: Es el tipo de árbol que se utiliza en aguas profundas con un diseño de cabezal submarino en el cual se perfora el pozo desde una unidad de tipo flotante o una semi-sumergible o barco de perforación.

Tipos de árboles submarinos

- Árboles monobore
- Árboles Dual Bore
- Spool Tree
- Especiales
- Caisson

Tipos de árboles por su orientación

- Árboles convencionales o verticales
- Árboles horizontales

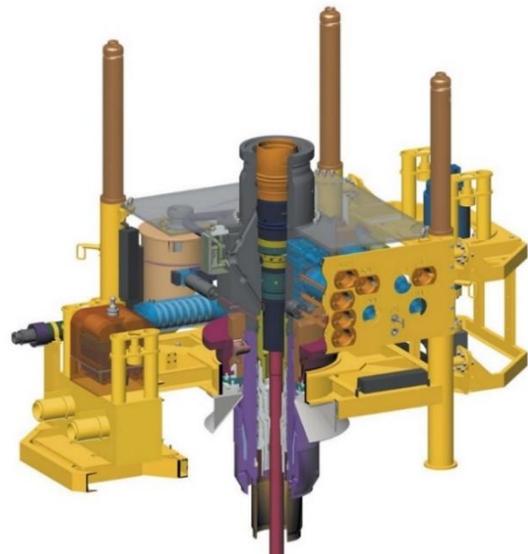


Fig.2.3 Spool Tree horizontal (Schlumberger-Cameron) ²⁴

²⁴ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

Árboles convencionales o verticales (VXT)

Los árboles tipo vertical tienen válvulas de compuerta en el agujero vertical, cuentan con válvulas maestras y válvulas de escobillón o limpieza tanto en agujero de producción como en el espacio anular son tipo dual-bore (diseño de doble agujero).

El árbol tendrá válvulas de ala de producción y de espacio anular, válvulas de inyección de químicos, estranguladores y válvulas de monitoreo anular.

Estos se pueden asentar directamente en el cabezal o en un adaptador del cabezal (tubing spool).

Componentes típicos de un árbol convencional vertical:

- Contenedor del árbol
- Bloque de válvulas maestra
- Tapa del árbol
- Válvula maestra de ala y superior de acceso al árbol
- Estrangulador de producción
- Inyección de químicos
- Conexiones de líneas de flujo y jumpers
- Módulo de control submarino
- Paneles para el ROV



Fig. 2.4 Árbol tipo vertical (FMC)²⁵

²⁵ FMC Technologies. (2008). "Christmas Tree". En Global Subsea Projects. Estados Unidos de América: FMC Technologies.

Árboles horizontales (HXT)

El árbol tipo horizontal tiene un colgador de la tubería de producción (TH) diseñado para asentarse en el cuerpo del árbol y las válvulas se localizan fuera del agujero vertical. Este tipo de árbol tiene un juego de tapones de línea de acero instalados en su cuerpo superior para sellar el agujero del árbol, se requiere de una tapa interna de árbol para proporcionar una segunda frontera de presión para la producción.

Componentes típicos de un árbol convencional horizontal:

- Cuerpo del carrete
- Mandril de re-entrada conector del árbol
- Bloque de válvula maestra
- Tapa de árbol
- Válvula maestra y de ala
- Estrangulador de producción
- Inyección de químicos
- Módulo de control submarino
- Paneles para el ROV
- Colgador de la tubería de producción
- Manga de aislamiento



Fig.2.5 Árbol tipo horizontal (FMC)²⁶

²⁶ FMC Technologies. (2008). "Christmas Tree". En Global Subsea Projects. Estados Unidos de América: FMC Technologies.

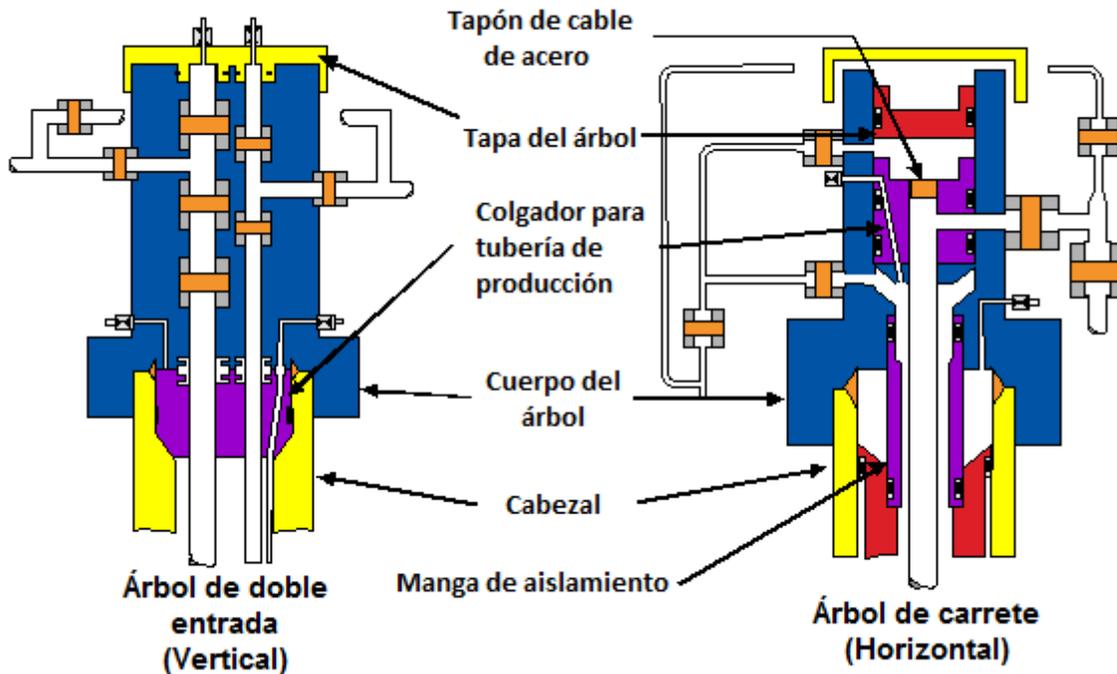


Fig.2.6 Diferencia entre árbol vertical y horizontal (Schlumberger-Cameron)²⁷

2.2 Múltiple de recolección

Los manifolds o múltiples de recolección submarinos son estructuras localizadas en el lecho marino, consisten en un arreglo de válvulas, tubos y accesorios. El manifold sirve como punto de recolección central de la producción de los pozos submarinos, y redirige el flujo combinado hacia la plataforma central. En el caso de un múltiple colector de producción, recibe y desvía fluidos producidos, como gas y/o aceite crudo. Para un colector de inyección, su propósito es recibir y distribuir fluidos inyectados, como agua tratada o gas.

²⁷ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

Existen tres tipos de manifolds: a) Arreglo Clúster, b) Plantilla y c) PLEM. Dependiendo del arreglo del campo se determinará el tipo de manifold a emplear en la arquitectura submarina para el desarrollo del mismo.

- a) Arreglo Clúster: Un múltiple de arreglo Clúster es una estructura independiente que recopila los fluidos de varios árboles situados a su alrededor. Es el sistema de recolección más flexible.



Fig.2.7 Manifold Arreglo Clúster (Schlumberger-Cameron)²⁸

- b) Plantilla: El colector de plantilla es una estructura de perforación diseñada para albergar múltiples árboles submarinos en las proximidades.

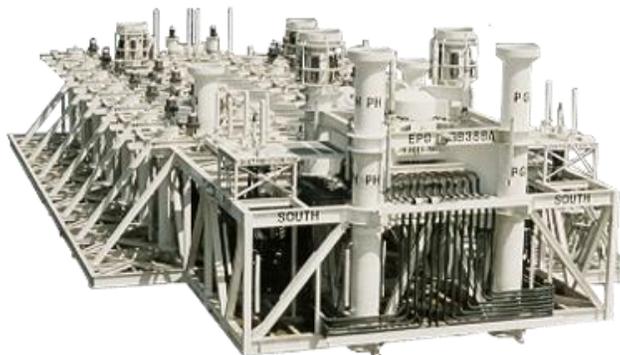


Fig.2.8 Plantilla manifold (Schlumberger-Cameron)²⁹

²⁸ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

²⁹ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" (pág.46) Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

- c) Tubería de terminación tipo manifold (Pipeline End Manifold-PEM): Es un diseño relativamente simple. Consiste en válvulas, tuberías y cubos en un patín. Este dirige los fluidos para uno o dos árboles submarinos a la instalación. Generalmente se conecta directamente a una línea de flujo submarino sin el uso de una terminación de extremo de tubería.



Fig.2.9 Conector de línea final manifold (Schlumberger-Cameron)³⁰

Generalmente los manifolds se utilizan para las siguientes aplicaciones:

- a) Producción: Los múltiples colectores de producción submarinos juegan un papel clave en el proceso de extraer los hidrocarburos a la superficie estos reciben fluidos producidos de dos o más pozos en el campo.
- b) Inyección de agua y/o gas: La inyección es el proceso de inyectar gas y/o agua en el depósito para mantener la presión, de modo que los hidrocarburos fluirán a un gasto deseado.

El sistema de manifold puede manejar fluidos amargos o dulces, en tirantes de agua someros o ultra profundos, y en presiones de operación de hasta 15,000 psi.

³⁰ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" (pág.45) Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

A fin de que el manifold recolecte los fluidos producidos o distribuya los fluidos inyectados, este deberá ajustarse con los componentes que controlan y monitorean el flujo así mismo con los que proporcionan apoyo estructural al manifold.

Los principales componentes del mismo son:

- Tuberías: Proporcionan el conducto para los fluidos de producción e inyección, el material con el que son fabricados debe ser compatibles con los fluidos.
- Válvulas de compuerta y actuadores: Las válvulas de compuerta del manifold se montan dentro del sistema de tuberías para controlar los fluidos de producción e inyección.
- Lazo de lanzadores de diablos: El lazo puede ser recuperable, no recuperable o interno, y puede incorporar válvulas de compuerta o válvulas de bola.
- Cimentación: Proporciona el soporte y el nivel en el fondo marino. Existen distintos tipos como placa de base sobre el suelo, pilotes, y estructuras intermedias.
- Marcos estructurales: Protege y soporta las tuberías, conexiones y válvulas.
- Instrumentación: Estos pueden incorporar una variedad de instrumentos como transductor de presión y temperatura, y detectores de diablos.
- Inyección de químicos: Los manifolds pueden permitir la inyección de químicos dentro de los cabezales, las bifurcaciones del pozo y los bloques de válvulas. Los químicos se distribuyen por todo el manifold y se inyectan de acuerdo a la demanda a través de válvulas que actúan hidráulicamente.
- Enlace de líneas de flujo y conectores: Los manifolds se pueden incorporar métodos de enlace de líneas de flujo para conectar árboles, manifolds, plantillas y PLETS.
- Medidor de caudal o flujo: Sirven para proporcionar pruebas de pozos y medidas de gasto.
- Aislamiento: Este ayuda a proteger las tuberías de los manifolds para inducir una mínima caída de temperatura, para evitar la formación de hidratos y el atascamiento de las tuberías.

2.3 Líneas de flujo

Las líneas de flujo son conductos que sirven para transportar fluidos de una localización a otra, son las tuberías instaladas dentro de los límites de una plataforma o manifold con el propósito de mezclar o dirigir el flujo al equipo de procesamiento. Es importante resaltar la diferencia entre tubería y una línea de flujo, las tuberías pueden ser tubos, risers e instrumentos instalados con el propósito de transportar crudo, gas, sulfuro y agua producida entre dos instalaciones separadas, mientras que una línea de flujo es una tubería instalada dentro de los límites de una plataforma o manifold con el propósito de mezclar o dirigir el flujo al equipo de procesamiento.

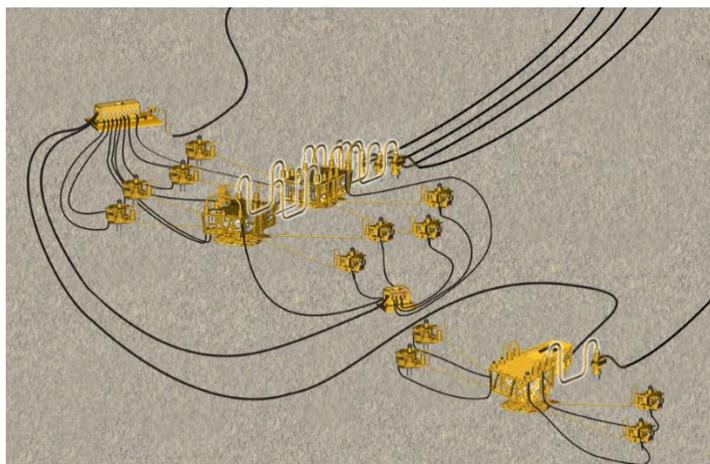


Fig. 2.10 Líneas de flujo (Schlumberger-Cameron)³¹

2.4 Jumper

Son líneas de flujo que permiten la interconexión entre equipos submarinos, absorben la expansión, contracción y desalineación.

Existen varios tipos como son: a) Jumpers de pozo, b) Jumpers de manifold, c) Jumpers de umbilical. También existen flexibles los cuales proporcionan una mayor versatilidad y los rígidos que limitan el espacio y capacidad de manejo.

³¹ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

La longitud y características de los jumpers son determinadas por la distancia entre los componentes (árboles, líneas de flujo, manifolds).



Fig. 2.11 Jumper flexible (Schlumberger-Cameron)³²

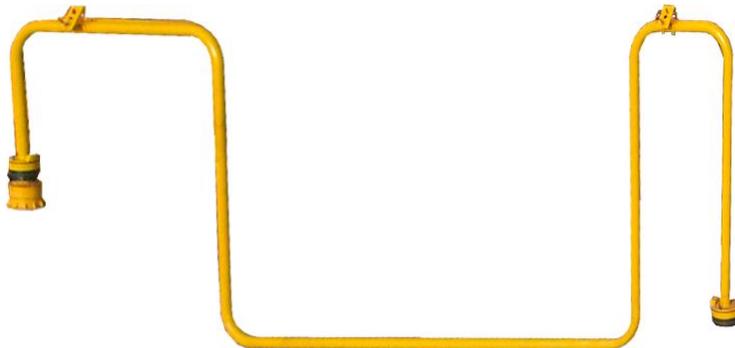


Fig. 2.12 Jumper rígido (Schlumberger-Cameron)³³

2.5 Umbilicales

Un umbilical es un paquete de tuberías, ductos y/o conductores eléctricos con una capa protectora, que se instala desde la plataforma central hasta el equipo del sistema de producción submarino, sirve de suministro del fluido de control, químico, energía eléctrica,

³² Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

³³ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

así como señales de comunicación del sistema superficial de producción al equipo submarino.

Con el fin de monitorear la presión y la inyección de fluidos desde la instalación central hasta las áreas críticas en el equipo de producción submarino, se usan tubos específicos dentro del umbilical. Los conductos eléctricos transmiten la energía para operar los dispositivos electrónicos submarinos.

Componentes típicos de un umbilical:

- Líneas de alta presión (HP) y líneas de baja presión (LP) para redundancia hidráulica.
- Línea para inyección de metanol.
- Líneas para inyección de inhibidores de incrustaciones, corrosión, asfáltenos y parafinas.
- Cables de energía.
- Cables de comunicación.



*Fig.2.13 Umbilical (Schlumberger-Cameron)*³⁴

³⁴ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

2.6 Flying Leads

Los ductos que transportan señales eléctricas e hidráulicas son componentes de los sistemas de distribución submarina para suministro de químicos, conexiones hidráulicas, eléctricas, comunicación en la terminación del cordón umbilical, unidad de distribución submarina, árboles, etc.

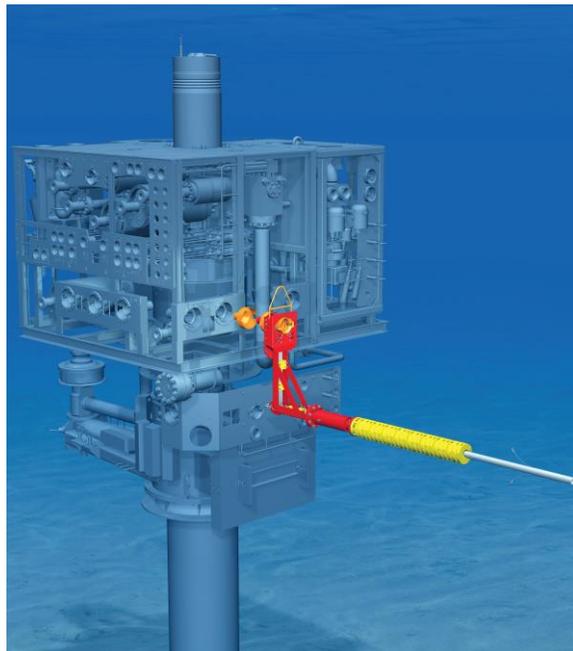


Fig. 2.14 Flying leads (FMC Technologies)³⁵

2.7 Unidades de terminación o interface

Las unidades de terminación son equipos o estructuras submarinas que facilitan la interface del umbilical, tubería o línea de flujo con los equipos submarinos. Se pueden

³⁵ FMC Technologies. (2008). "Flying Leads". En Global Subsea Projects. Estados Unidos de America: FMC Technologies.

utilizar para aplicaciones de control eléctrico y/o hidráulico. Estas se colocan cerca de los manifolds submarinos, árboles submarinos y conexiones de líneas de flujo y umbilicales.

Algunas unidades de terminación son:

- Tubería de terminación (PLET): Es una estructura metálica la cual tiene la función de ser la interface entre el jumper y la línea de flujo que se dirige al procesamiento, usualmente conformado por tubería, válvulas, accesorios y brazo estructural para su instalación.
- Tubería de terminación tipo Manifold (PLEM): El PLEM es un PLET con un manifold instalado en su interior, diseñado para dirigir fluidos de solo uno o dos árboles submarinos.

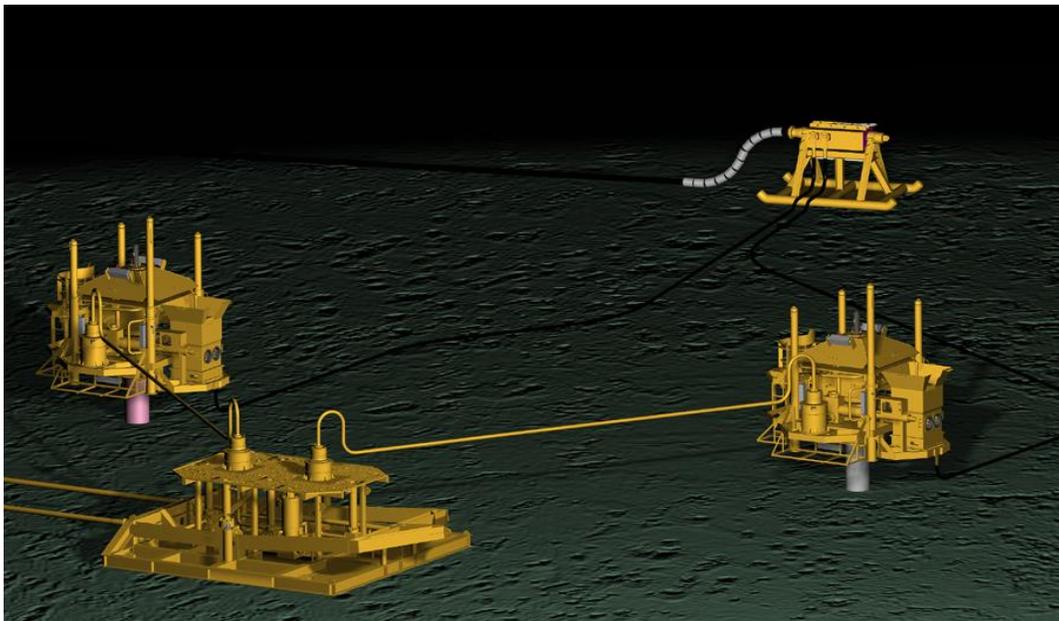


Fig. 2.15 Instalaciones PLEM (Schlumberger-Cameron)³⁶

³⁶ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

2.8 Sistemas de control

El sistema de control y monitoreo permite tener información y adquisición de datos operacionales, seguridad y prevención de los procesos de producción de los hidrocarburos. Es una parte fundamental de la instalación submarina, se especifica como un elemento adicional después de que el resto del equipo ha sido instalado, existen sistemas sofisticados y muy precisos que proporcionan un medio de control del equipo submarino a muchos kilómetros de distancia.

Existen algunos componentes para el control submarino como son los sistemas de preventores (BOPs), cabezales, manifolds y el uso de una unidad de energía hidráulica.

El sistema de control facilita la operación de válvulas y estranguladores en una terminación submarina, plantillas, manifolds y tuberías. Se recuperan datos que nos permitan conocer las condiciones de seguridad y operación, conocer el estatus de la producción e identificar una posible operación.

La selección de un sistema de control depende del desarrollo de cada campo dependiendo de la información, requerimientos operacionales del campo, capacidad, seguridad y costos.

Los principales componentes en general de un sistema de control submarino son:

- Estación de Control Maestro (MCS)
- Unidad de Energía Hidráulica (HPU)
- Unidad de Energía Eléctrica (EPU)
- Umbilical de Ensamble de Terminación en Superficie (TUTA)
- Módulo de Acumulador Submarino (SAM)
- Unidad de Distribución Submarina (SDU)
- Módulo de Control Submarino (SCM)
- Umbilical de Ensamble de Terminación (UTA)

Existen diferentes sistemas de control para la operación de un sistema de producción submarino que depende solamente del movimiento de fluidos hidráulico, sin embargo hay otros en desarrollo donde se utilizan aplicaciones como es la fibra óptica y totalmente eléctrico.

Sistema hidráulico directo

Requiere de una línea hidráulica desde la superficie para cada función de apertura y cierre de la válvula, conectadas directamente al actuador. No se requiere un equipo de control submarino, solamente una línea de servicio en el umbilical y el envío de líneas de control para cada función.

Sistema hidráulico pilotado

Mejora el sistema directo de almacenamiento de la energía hidráulica en el sitio de trabajo con las válvulas piloto para efectuar los impulsos.

Incluye un módulo de control submarino que contiene válvulas piloto junto con una fuente local de alimentación hidráulica, cada válvula requiere una línea piloto en el umbilical y una línea de presión principal.

Sistema hidráulico secuencial

El sistema usa módulos de control de válvulas piloto especiales que no requieren de una línea separada para cada función. Consiste en una secuencia de pasos de presión hidráulica sobre una sola línea común que se dirige a todas las válvulas piloto dentro de un módulo que genera la activación de diferentes válvulas piloto a diferentes niveles de presión hacia las válvulas de control submarino.

Sistema de control electro-hidráulicos directo y multiplexados

El sistema de control electro-hidráulico funciona a partir de señales eléctricas que disminuyen el tiempo de respuesta y permiten aumentar la capacidad de supervisión y obtención de una mayor variedad de datos submarinos.

Sistema eléctrico-hidráulico directo

Los sistemas electro-hidráulicos directos transmiten las señales directamente a través de los diferentes conductores individuales dentro del umbilical de control de forma directa hacia los solenoides de las válvulas submarinas, localizadas en los módulos submarinos.

Sistema eléctrico-hidráulico multiplexado

Los sistemas electro-hidráulicos multiplexados transmiten las señales eléctricas a uno o más Módulos Electrónicos Submarinos (MES's) por medio de mensajes digitales codificados vía un solo par de conductores (o fibra óptica). El MES's descifra el mensaje y toma la acción apropiada, tal como una actuación de válvula o de un sensor submarino.

Sistema eléctrico autónomo

Proporciona la energía generada y controla las instalaciones de producción submarina, la comunicación con las instalaciones de superficie es a través de un enlace acústico satelital.

2.9 Vehículo Operado Remotamente (ROV) y Herramienta Operada Remotamente (ROT)

Vehículo operado remotamente (ROV)

Es un robot submarino, el cual permite a los operadores realizar diversos trabajos en ambientes marinos que no podría realizar el ser humano, es fundamental en la explotación de campos en aguas profundas.

Herramienta Operada Remotamente (ROT)

Es una herramienta cuya función principal es el reemplazo y/o cambio de módulos y enlace de la línea de flujo. Se despliega por un cable de elevación y es alimentada por un umbilical, con asistencia de un ROV o cable de guía.

Capítulo III. Marco normativo de sistemas submarinos de producción en aguas profundas

En este capítulo se realiza una interpretación a la Norma Internacional ISO-13628, para su aplicación en el desarrollo de sistemas submarinos a utilizarse en campos en aguas profundas considerando los requisitos generales y específicos de los diferentes componentes, equipos y sistemas, que se especifiquen para el diseño y planeación de la vida del campo.

Las aplicación de leyes y normas a nivel nacional se debe hacer siguiendo la siguiente Pirámide de Normatividad para Pemex, siendo la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el máximo documento rector del país, seguido por los convenios internacionales, leyes, reglamentos, Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, Normas Internacionales, Normas de Referencia, Especificaciones de PEMEX y Códigos, Estándares y Prácticas Recomendadas.



Fig. 3.1 Pirámide de leyes y normas (PEMEX)³⁷

³⁷ Petróleos Mexicanos. (2013). *Perspectivas de Desarrollo para Campos Descubiertos en Aguas Profundas en México*. México: Pemex Exploración Producción.

3.1 Interpretación de las especificaciones generales de la Norma Internacional ISO-13628

La norma ISO 13628 consta de las siguientes partes, bajo el título general Industrias de petróleo y gas natural - Diseño y operación de los sistemas submarinos de producción:

Parte 1. Requisitos generales y recomendaciones.

Parte 2. Sistemas de tuberías flexibles para aplicaciones submarinas y marinas.

Parte 3. Sistemas a través de líneas de flujo.

Parte 4. Equipo de cabezales y árboles submarinos.

Parte 5. Umbilicales de control submarino.

Parte 6. Sistemas de control de producción submarinos.

Parte 7. Sistemas verticales de reacondicionamiento/terminación.

Parte 8. Interfaces de vehículos operados a distancia (ROV) en sistemas de producción submarinos.

Parte 9. Sistemas de intervención de herramientas operadas a distancia (ROT).

Parte 10. Especificaciones para la tubería flexible consolidada.

Parte 11. Sistemas de tubería flexible para aplicaciones marinas y submarinas.

Parte 15. Estructuras submarinas y manifolds.

“La parte 12 relacionada al riser de producción, la parte 13 de herramientas operadas remotamente e intervención al sistema submarino de producción, la parte 14 de los sistemas de protección de presión de alta integridad (HIPPS), la parte 16 sobre las especificaciones para equipos auxiliares de tuberías flexibles y la parte 17 práctica

recomendada para equipos auxiliares de tuberías flexibles, se encuentran en preparación por la Organización Internacional de Normalización.”³⁸

3.2 Requisitos y recomendaciones del sistema submarino de producción en general

Las condiciones que presentan los campos en aguas profundas o ultraprofundas pueden establecer el uso de sistemas submarinos de producción para el desarrollo de campos. Estos sistemas pueden usarse cuando los equipos tradicionales como uso de plataformas no son factibles técnicamente debido al tirante de agua.

Los equipos que componen el sistema submarino de producción, también pueden ser usados para inyección de fluidos ya sean agua o gas.

Los principales elementos que conforman un sistema de inyección o producción son:

- Una o más bases estructurales para el posicionamiento y soporte de varios equipos.
- Uno o más sistemas de cabezales con sus respectiva sarta de revestimiento que brinda la base estructural y para contener la presión de pozos.
- Uno o más árboles submarinos con válvulas de control de flujo y de presión.
- Una entrada al sistema de pozos, para instalación inicial y de abandono.
- Un sistema de control de producción para monitoreo remoto y control de funciones submarinas.
- Uno o más umbilicales que puede incluir cables de potencia eléctrica y señal, conductos para control y servicio de fluidos hidráulicos y varios químicos para inyección.
- Sistemas de recolección (manifolds).

³⁸ International Organization for Standardization. (2011). Petroleum and Natural Gas Industries — Design and Operation of Subsea Production Systems. 27 de Marzo del 2018, de International Organization for Standardization Sitio web: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:13628:-15:ed-1:v1:en>

- Medidores multifásicos, detectores de arenas y/o equipos de detección de fugas.
- Equipos de procesamiento submarino.
- Una o más líneas de flujo.
- Equipos de distribución de potencia.
- Equipos de protección para líneas de flujo y jumpers.

Los componentes de los sistemas de producción deben interactuar con otros, existen distintos escenarios de explotación, uno de ellos es la explotación mediante un grupo de manifolds donde varios pozos se conectan a un colector central el cual está vinculado al centro de procesamiento de hidrocarburos por medio de una o más líneas de flujo. También se puede hacer la explotación mediante la configuración en plantilla en la cual se encuentran los pozos y colectores en la misma estructura. Cada uno de estos cuenta con distintas ventajas y desventajas técnicas.

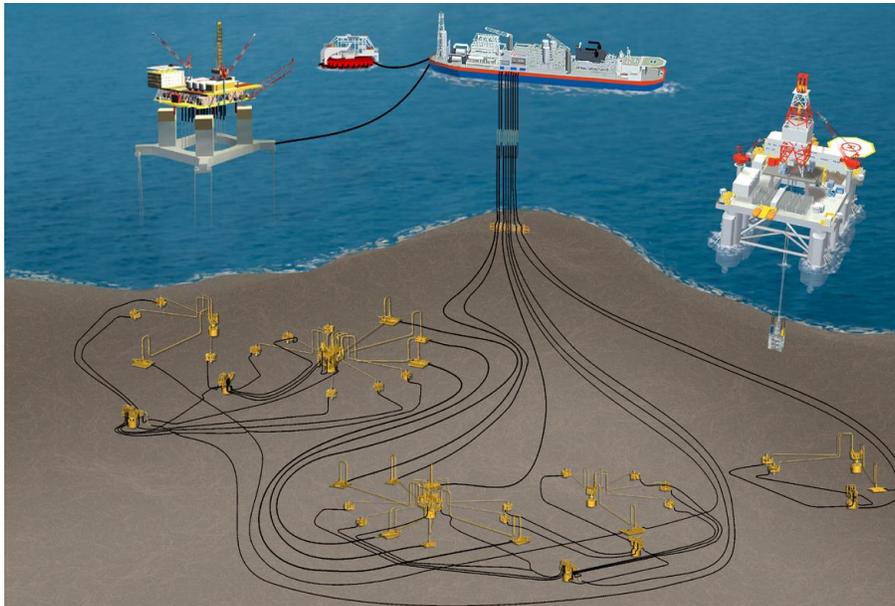


Fig. 3.2 Arquitectura submarina (Schlumberger-Cameron)³⁹

³⁹ Schlumberger-Cameron. (2007) "Arquitectura Submarina t" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

Criterios de diseño.

El diseño de un sistema submarino de producción submarina debe considerar requisitos de instalación, operación, inspección, mantenimiento, reparación y abandono. Asimismo debe planificarse posibles ampliaciones futuras en una etapa inicial del diseño. Se debe contar con información sobre datos ambientales, oceanográficos, yacimiento y fluidos, terminación de pozos y los procesos durante su operación, también es necesaria la recepción de datos de instalación como son las interfaces, la seguridad y riesgos presentes durante las distintas operaciones.

Para el desarrollo del campo se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) Configuración del campo.
- b) Instalaciones e infraestructura existentes.
- c) Tipo de plataforma de perforación.
- d) Patrón de anclaje, área de influencia.
- e) Esquema de desarrollo de campo.
- f) Pruebas tempranas de pozo.
- g) Producción temprana.
- h) Requerimiento de sistemas artificiales.
- i) Requerimiento de estimulación de pozos.
- j) Requerimiento para matar el pozo.
- k) Requerimiento de inyección de agua o agua.
- l) Requerimiento de inyección de químicos.
- m) Requerimientos de sistemas de protección de líneas de flujo.
- n) Pruebas de pozo.
- o) Tipo de sistema de reparación y mantenimiento.
- p) Filosofía de control y monitoreo.
- q) Requerimientos de limpieza de líneas de flujo.
- r) Características del yacimiento.
- s) Características de los fluidos producidos e inyectados.

Cargas de diseño.

El equipo y herramientas deben ser capaces de soportar todas las cargas aplicables que pueden afectar al sistema durante las fases de fabricación, almacenamiento, transporte, instalación, perforación y terminación. Estas cargas deben ser verificadas en un análisis de riesgo especial.

Diseño del sistema.

El sistema de producción submarino debe ser diseñado para optimizar los beneficios del ciclo de vida del proyecto, y cumplir los requerimientos funcionales y seguridad, para que cualquier operación pueda suspenderse dejando los pozos en estado seguro en caso de que los límites operacionales se hayan excedido, asimismo para poder realizar un fácil diagnóstico de fallas sin necesidad de retirar el sistema y tener una confiabilidad operacional documentada.

Para ellos es necesario considerar el mantenimiento y limpieza de sistemas hidráulicos, las fuerzas inducidas por oleaje durante el tendido o retiro de los elementos estructurales y miembros no rígidos. Para poder mejorar todas sus capacidades, se debe incluir la posibilidad de reemplazar los componentes, mientras otras partes del sistema se encuentran en operación, por lo que es importante la colocación de indicadores de posición de las distintas conexiones de operación submarina.

Consideraciones de diseño de árboles.

Algunas de las áreas a considerar en el diseño de árboles son descritas a continuación:

- a) Clasificación de presiones. Son los perfiles completos de las presiones máximas y mínimas esperadas, caudales, presión de cierre, inyección y para matar el pozo. Los componentes y conexiones deben tener una presión consistente con la del sistema.
- b) Servicio. Los componentes del árbol deben ser evaluados respecto a la compatibilidad del fluido.

- c) Profundidad del agua. Se considera para el diseño y las especificaciones de los dispositivos hidráulicos y de compensación de presión.
- d) Tipo de equipo de perforación. Los tamaños y formas de las herramientas deben ser compatibles con el espacio manejado durante las operaciones de perforación, ya que el uso de distintos sistemas de fondo cambia las condiciones de tensión y las capacidades del árbol.
- e) Cargas externas. Existen dos tipos de cargas a los que son sometidas, las primeras son cargas de instalación (cargas verticales y cargas de conexión), las segundas son las cargas debidas al reacondicionamiento (máximas, tensión, flexión y torsión con puntos de reacción).
- f) Configuración de la válvula del árbol. Estas configuraciones deben ser compatibles con las herramientas de fondo, tapones, operaciones de cable, equipo de líneas de flujo, estas vías de flujo serán examinadas por su potencial y erosión, deben ser compatibles con el tipo de diablo de limpieza de tuberías.
- g) Tamaño del agujero. Este debe permitir la instalación y retirada de tapones, válvulas de línea fijas o recuperables. Se considera la dirección de flujo, tipo de fluido, partículas suspendidas y los caudales.
- h) Conexión de la línea de flujo. Diseñada para el manejo del mismo rango de presión durante todo el sistema.
- i) Intervención submarina. Si se requiere el uso de un ROV, se debe considerar los puntos de acceso, conexión/reacción, energía mecánica o hidráulica necesaria, capacidad de carga del ROV y diseño de herramientas de servicio especiales.
- j) Control del árbol. Las funciones deben ser controladas desde la estación de control remoto.
- k) Tuberías, conexiones y juntas. Se realizan consideraciones en los puntos donde podría esperarse corrosión o erosión.

Sistemas de líneas de flujo.

Para la elección de un método de alineación de líneas de flujo se considera el área del objetivo, método de instalación, configuración, condición de fondo marino, puntos de conexión, método de conexión final, las cargas de alineación y tensión.

Las conexiones se realizan generalmente después de la alineación de línea final, ya que el propósito de los distintos métodos de conexión es crear un sello hermético que resista las cargas asociadas a los ambientes submarinos. Para aguas profundas, las juntas que experimenten presión hidrostática deben tener capacidad bidireccional. Otros factores a considerar en las conexiones son la profundidad del agua, método de intervención, tipo de conexión y método de instalación.

Sistema de plantilla y manifold.

La plantilla debe proporcionar capacidad suficiente para permitir todos los requisitos de instalación. Los requisitos de instalación pueden incluir el equipamiento, transporte, sistema de lastre, capacidad de posicionamiento, sistema de nivelación, entre otros.

El diseño de las estructuras de soporte deberá ser una guía de aterrizaje y contar con la capacidad para el alojamiento del conductor, espacio para tener un equipo de BOPs en la cabeza del pozo. Se deberá considerar la expansión térmica de la carcasa del manifold y de la cabeza del pozo, así como un sistema de eliminación de recortes de perforación, alternativamente se puede tener una acumulación de recortes, siempre y cuando no afecte las operaciones del equipo.

La plantilla submarina, estructura y equipo deben ser diseñados de tal forma que permitan las siguientes operaciones:

- a) Proveer posiciones de visualización para observaciones en la conexión, funcionamiento y operación.
- b) Proporcionar un lugar de aterrizaje para tareas de manipulación.
- c) Protección de los elementos del sistema que puedan sufrir daño debido a la manipulación.

- d) Facilitar la sustitución del transpondedor acústico.
- e) Los mecanismos de bloqueo y elevación deben ser operados fácilmente.
- f) El diseño debe ser tal que la ubicación de ánodos y otros detalles de construcción no representen ningún tipo de obstrucción para el sistema de intervención.

Manifold y tuberías.

El sistema manifold deberá cumplir con ciertos requisitos funcionales como son el proporcionar tuberías, válvulas y el flujo de los controles para recolectar o distribuir los fluidos ya sean para inyección o producción, permitir las pruebas de pozos individuales, tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de diablos de limpieza y colectores, debe estar diseñado para soportar el sistema de líneas de flujo, proporcionar tuberías y desviadores, otros de los requerimientos necesarios del manifold son proporcionar la conexión del árbol, incluir sistema de distribución hidráulica y/o suministros eléctricos para el sistema de control y proporcionar suficiente flexibilidad para hacer o romper las conexiones.

Las consideraciones funcionales y operacionales deben satisfacer los requisitos de rendimiento de velocidad, presión, corrosión, erosión y temperatura, mientras se mantiene la integridad estructural.

Sistema Remotely Operated Vehicles (ROV) y Remotely Operated Tool (ROT).

Los equipos de intervención submarina deberán estar marcados y tener cierta coloración, con la finalidad de su fácil identificación. El marcado será como un mapa de orientación para:

- a) Identificación de la estructura y orientación.
- b) Identificación del equipo montado sobre la estructura y la intervención de interfaz.
- c) Identificar la posición de cualquier parte de la estructura.
- d) Identificar el estado de funcionamiento del equipo.

Para el diseño del color se debe considerar el color del objeto, de fondo y del plano, así como el tamaño relativo del objeto, los cuales se deben distinguir a una distancia mínima de 10 metros en la iluminación artificial con intensidad ajustable y la parte roja del espectro de luz con la intensidad más alta.

Se debe cumplir que las piezas que conforman las estructuras más grandes no sean de color oscuro, ni blancos. Uno de los colores que se pueden utilizar es el gris metálico, el cual evita la reflexión de la luz.

Los tipos de marcas se dividen en dos:

- Primarias. Son las marcas en los miembros principales y sistemas estructurales que necesitan ser identificados para los propósitos operativos, instalación y recuperación. La altura recomendada para símbolos de marcado es de 170 mm a 500 mm.
- Secundario. Son las marcas en los componentes dentro del sistema principal, estos elementos son: válvulas, componentes accionados hidráulicamente, puntos de taponamiento local utilizados para equipos y sondas. Las marcas de detención deben ser del tamaño de 50 mm a 150 mm.

Las marcas deben ubicarse en puntos donde no se obstruya el trabajo de intervenciones que se lleva en el equipo y componentes.

Manufactura y pruebas.

Los componentes y herramientas del equipo deben cumplir los requerimientos especificado y verificarse por pruebas de aceptación de fábrica (FAT) y pruebas de integración al sistema. El sistema de producción submarina cumplirá con lo siguiente:

- Debe ser manufacturado y probado de acuerdo a los procedimientos de calidad definidos.
- Debe manufacturarse usando materiales calificados y probados en campo.

- Debe ser sometido a pruebas donde se simulen las condiciones actuales de campo donde fue practicado.
- Cumplir con las pruebas FAT antes de su entrega.
- Debe de preservarse y empacarse como se requiera antes de su entrega.

Los componentes del sistema submarino de producción deben ser capaces de soportar las pruebas a las que se someta, donde se pondrá el quipo a condiciones de campo.

Existen distintos tipos de pruebas:

- a) Montaje, ajuste y funcionamiento.
- b) Simulaciones
- c) Pruebas de integración.

Operaciones.

Las operaciones de transporte y manipulación deben permitir el levantamiento con grúa, el requerimiento de un mínimo número de arreglos especiales de transporte y marcarse con un solo número, masa seca⁴⁰ y capacidades de puntos de levantamiento.

Para su instalación los componentes del sistema submarino no deben confiarse en la presión hidráulica para el mantenimiento de la fuerza necesaria de fijación en los conectores. Sin embargo, debe permitir las operaciones sin comprometer la seguridad, la verificación o pruebas de las interfaces posteriores a la conexión, minimizar la entrada de agua o contaminantes a los circuitos hidráulicos durante las conexiones, facilitar la orientación y guías durante la instalación, y contar con los medios de calibración de diablos de las líneas de flujo.

⁴⁰ Masa seca: Es la parte que resta de un material tras extraer toda el agua posible a través de un calentamiento hecho en condiciones de laboratorio.

Mientras que el método y equipo de conexión seleccionado para la estructura y sistema de tuberías deben garantizar la seguridad y confiabilidad de las operaciones de acuerdo a la estrategia de intervención seleccionada.

Mantenimiento.

El mantenimiento es un factor clave para su diseño, por lo que existen dos categorías de mantenimiento, el primero es a los equipos instalados permanentemente en el lecho marino y el segundo a los equipos de superficie.

El mantenimiento a los equipos localizados en el lecho marino conformados por cabezales, árboles, módulos de control, manifolds, templates, líneas de flujo, conectores y riser, se puede realizar mediante el reemplazamiento modular o reparaciones en sitio.

El mantenimiento al equipo en superficie es similar al realizado típicamente en instalaciones superficiales en donde en la industria petrolera se cuenta con la experiencia.

3.2.1 Requisitos y recomendaciones de los sistemas de tubería flexible

El sistema de tubería flexible es una parte importante del sistema submarino, para su diseño se consideran ciertos parámetros tomando en cuenta las interacciones entre el diseño de tubería y el diseño del sistema. Los parámetros críticos incluyen:

- a) Condiciones internas severas
- b) Condiciones ambientales extremas externas
- c) Condiciones de instalación
- d) Fluctuaciones cíclicas de presión y temperatura

Estos parámetros deben permitir el cumplimiento de múltiples funciones como producción de aceite, gas y condensados, e inyección de químicos. Las aplicaciones se dividen en:

- Aplicaciones estáticas. Para el servicio de tubería ascendente de flujo y camisa fija, se utiliza para simplificar el diseño o los procedimientos de instalación, o para el aislamiento inherente o propiedad de resistencia a la corrosión.
- Aplicaciones dinámicas. Utilizan tubería flexible entre los puntos de suministro y entrega donde existe un movimiento relativo entre los puntos de servicio.

Estas aplicaciones generan diferentes fuerzas físicas y resistencias mecánicas en la tubería y deben ser consideradas para su diseño.

La tubería flexible debe contar con las siguientes capas integrales:

- a) Canal. Proporciona resistencia de colapso.
- b) Liner. Proporciona integridad interna de fluidos.
- c) Capa de refuerzo. Utilizada para mantener la carga de presión interna y la tracción en la tubería.
- d) Cubierta. Brinda integridad y protección contra fluidos externos contra ambientes externos, corrosión, abrasión y daños mecánicos.

La tubería flexible puede ser utilizada como un servicio integral de umbilicales, donde se pretende combinar las funciones integrales de la tubería flexible con los umbilicales.

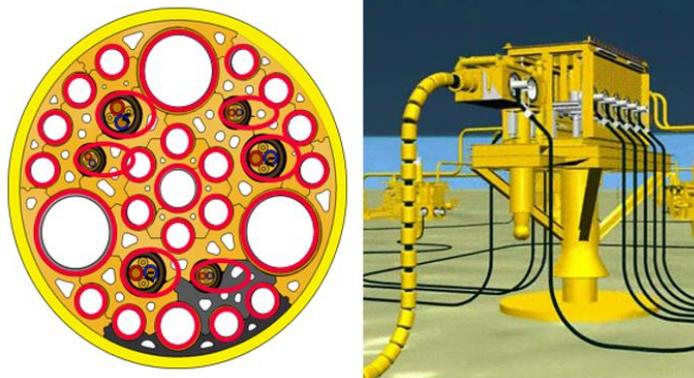


Fig. 3.3 Tubería flexible con servicio integral de umbilical (Schlumberger-Cameron)⁴¹

⁴¹ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

Otra función de la tubería flexible es el multibore donde se intenta combinar múltiples tuberías y/o componentes umbilicales en una sola construcción, con la finalidad de simplificar el diseño del campo y los requisitos de instalación.



Fig. 3.4 Multibore (FMC)⁴²

Los componentes auxiliares de la tubería flexible son:

- Limitadores de curva
- Restrictores de curva
- Conectores
- Boyas submarinas
- Módulos de flotabilidad
- Dispositivos de sujeción
- Bases elevadoras y amarres
- Estructuras de caída del riser

Diseño de montaje final

Existen distintos diseños para accesorios finales entre los que se encuentra tubería adherida y tubería no adherida, por lo que cada uno de estos diseños tiene diferentes criterios de diseño como son:

- Tubería no adherida

⁴² FMC Technologies. (2008). "Multibore". En Global Subsea Projects (pág. 61). Estados Unidos de America: FMC Technologies.

- Cepa (funda de polímero)
- Fluencia (Variación de presión interna)
- Esfuerzos (Capas metálicas y montaje final)
- Colapso hidrostático (Carga de pandeo)
- Colapso mecánico (Esfuerzo inducido en las capas de armadura)
- Torsión
- Colapso
- Compresión (axial y efectiva)
- Factores de vida de servicio
- Tubería adherida
 - Tensión (Capas de elastómero)
 - Esfuerzo/cargas (Capas de refuerzo, armazón y accesorio final)
 - Colapso hidrostático (Cargas por pandeo)
 - Colapso mecánico (Esfuerzo inducido por las capas de refuerzo)
 - Colapso y ovalización (Durante la instalación)
 - Factores de vida del servicio

La tubería flexible debe diseñarse para satisfacer los requisitos funcionales en condiciones de carga correspondiente a los entornos internos y externos, los requisitos del sistema y vida útil.

Los casos de carga a los que será expuesto el sistema de tubería flexible son la fabricación, almacenamiento, transporte, prueba, instalación, operación, recuperación y eventos accidentales.

Para la realización del diseño de configuración del sistema incluye las cargas estáticas, donde se analiza la tubería bajo todas las combinaciones funcionales, ambientales y de carga accidental derivadas del entorno interno y externo, mientras que el diseño mediante un análisis dinámico se relaciona con las aplicaciones dinámicas del riser o jumpers, analizando todas las combinaciones de carga funcional, ambiental y accidental. Con estos análisis se busca evaluar el efecto de las variaciones en los parámetros críticos, incluidos el fluido interno, crecimiento marino, entre otros.

Para la selección del material de la tubería flexible se debe realizar un análisis considerando las aplicaciones específicas ya que cada material posee diferentes propiedades, por lo que se consideran los siguientes parámetros como principales factores para selección del material:

- Compatibilidad del fluido
- Temperatura
- Presión
- Carcasa
- Capa de presión
- Accesorios de extremo

El material del que está realizado el sistema de tubería flexible debe ser puesto a prueba donde se verifica que pueda soportar las distintas condiciones a las que será sometido durante su vida útil.

Consideraciones de diseño del sistema.

Los requisitos para el diseño del sistema de tuberías flexibles consideran:

- Fluidos transportados. La velocidad del fluido es importante dado que si presenta flujo multifásico o arrastre de sólidos pueden ocasionar abrasión, y se debe considerar la rugosidad de la tubería.
- Protección contra la corrosión. Debe ser resistente a la corrosión mediante distintos métodos como son revestimiento, aplicación de inhibidores, entre otros.
- Aislamiento térmico. Se puede agregar capas aislantes para mantener la temperatura de los fluidos transportados a un nivel particular.
- Venteo de gas (Válvulas de alivio). Se pretende evitar la acumulación de presión de gas en el sistema.

- Herramientas de limpieza. Se puede considerar si será necesario el uso de herramientas de limpieza, determinando el tipo de herramienta adecuada respecto al tipo de tubería.
- Diseño del colector. Deben ser compatibles con las conexiones y las tuberías.

Requisitos de diseño de la línea de flujo.

Se debe realizar un análisis de las rutas y configuraciones que se tendrán, minimizando la necesidad de preparación, proporcionar estabilidad en el lecho marino, minimizando la longitud de la tubería, garantizando su protección y que pueda soportar todos los esfuerzos internos y externos.

Requisitos de diseño para riser.

Se determinarán los parámetros de configuración de modo que el riser pueda soportar con seguridad las cargas de los estados extremos para los que se diseñará.

Componentes complementarios de la tubería flexible:

- Conectores y componentes de tubería rígida
- Rizadores de curva
- Limitador de curva
- Dispositivos de sujeción
- Dispositivos de flotabilidad
- Base elevadora

Es necesario realizar un análisis de tubería flexible en donde se definan las cargas que normalmente se experimentan en las aplicaciones, realizando un análisis local, global, estático y dinámico. Esto se realiza mediante programas y software, considerando el modelado donde se realiza un análisis de vida útil, fatiga, desgaste y un análisis de componentes. El objetivo de este análisis es predecir la respuesta máxima o extrema del sistema de tubería flexible.

Pruebas de prototipos.

Estas pruebas son llevadas a cabo con la finalidad de establecer o verificar las características de funcionamiento principal de un diseño de tubería en particular, el cual puede ser un diseño nuevo o establecido. Se clasifican en tres tipos:

- Clase I. Prueba prototipo estándar, comúnmente utilizadas.
- Clase II. Pruebas de prototipo especial, usado regularmente para verificar aspectos específicos de rendimiento, tales como condiciones de instalación o funcionamiento.
- Clase III. Pruebas utilizadas solo para caracterización de las propiedades de la tubería.

Instalación.

Para la instalación se debe realizar un análisis de contingencia, utilizando análisis dinámicos de instalación para denegar el perfil máximo de estado y de la corriente del océano para realizar las operaciones, se realiza un monitoreo mediante cámaras instaladas en ROV o buceadores, para comprobación de la instalación correcta.

Recuperación y reutilización.

Se debe realizar un estudio donde se hagan evaluaciones, inspecciones y reparaciones, mediante la realización de pruebas globales, locales, estáticas y dinámicas, para su recuperación y reutilización, cuidando que se cumplan las normas de seguridad ambiental sin poner en riesgo la recuperación de la tubería flexible.

3.2.2 Requisitos y recomendaciones de los sistemas a través de líneas de flujo

El sistema a través de líneas de flujo permite realizar operaciones de mantenimiento de pozos mediante el uso de fluido para transportar herramientas. Los componentes básicos incluyen: Equipo de superficie, líneas de flujo, árbol submarino, herramientas de servicio y equipos de pozo asociados.

Criterios básicos de un sistema a través de líneas de flujo:

- Tener una clasificación de presión apropiada para el sistema.
 - Para proporcionar los volúmenes de fluido necesario para las operaciones.
 - Para controlar el equipo dentro de las especificaciones de operación.

Diseño del sistema.

El diseño de las herramientas del sistema a través de líneas de flujo depende del diámetro interno (ID) del tubo y de radio mínimo de curvatura, considerando los diámetros internos, receptáculos del conducto y la clasificación de presiones de la tubería. Así mismo, si no se tiene el mismo diámetro interno en la línea de servicio y en la tubería de fondo del pozo se debe incorporar un sistema de estacionamiento.

Los requerimientos del sistema a través de líneas de flujo deben incluir el diámetro interno máximo o mínimo, pasar por las pruebas de deriva e hidrostática y ser marcadas.

Clasificación de la presión.

El rango de presión del sistema a través de líneas de flujo debe ser mayor la presión máxima durante las operaciones de instalación. Se debe considerar las siguientes combinaciones prácticas:

- Presión máxima estática de fondo del pozo, menos la presión hidrostática de los fluidos en el sistema a través de líneas de flujo.
- Presión para superar las pérdidas de presión por fricción, al momento de circular los fluidos y herramientas.

- Presión requerida para operar los dispositivos del sistema a través de líneas de flujo.
- Choques hidráulicos o sobretensiones que puedan ocurrir durante las operaciones.
- Presión del sistema necesaria para matar el pozo si el sistema es utilizado para bombear los fluidos.

Equipo superficial del sistema a través de líneas de flujo.

El equipo de superficie del sistema a través de líneas de flujo incluye:

- Bomba de servicio
- Colector de control de líneas de flujo
- Consola de control de líneas de flujo
- Lubricador
- Almacenamiento de fluidos
- Separador
- Sistema de tuberías

Las consideraciones que se deben tomar son la compatibilidad de la presión de la bomba y la capacidad de flujo con el diseño del sistema, se debe proporcionar volumen suficiente en los tanques y en las cadenas de tubería para asegurar las operaciones que se manejen de forma efectiva, las instalaciones superficiales deben tener el tamaño adecuado para acomodar las instalaciones de líneas de flujo.

Sistema de tuberías.

El sistema de tuberías está conformado de las siguientes partes:

- La tubería superficial entre el lubricador y el riser.
- Riser desde el lecho marino.
- Sección de línea de flujo.

- Bucles o curvas de líneas de flujo utilizados en el cambio de dirección de la herramienta.
- Árbol submarino.
- Cadena de tubería, accesorios del fondo del pozo y sus conexiones finales.

3.2.3 Requisitos y recomendaciones de los árboles y cabezales submarinos

Los árboles y cabezales cuentan con componentes críticos como son arboles submarinos, cabezal del pozo y sobre la línea de lodos (mudline), los cuales deben cumplir con diferentes requisitos para rendimiento, diseño, materiales, pruebas, inspección, soldadura, manipulación y envío.

Estos componentes deben cumplir con requisitos generales como son:

- a) Brindar integridad de presión.
- b) Brindar integridad térmica.
- c) Cumplir con los requisitos de desempeño.
- d) Deben ser capaces de resistir la presión de trabajo nominal a temperatura nominal sin deformación.
- e) Deben ser capaces de funcionar en todo rango de temperatura.
- f) No debe permitir la existencia de fugas.
- g) Deben ser capaces de soportar cargas nominales sin deformación.
- h) Estar hechos de materiales que soporten las condiciones a las que serán sometidos.

Por otra parte, debe ser capaz de soportar las diferentes condiciones de servicio como son distintos rangos de presión y temperatura, contar con la clasificación de clase de materiales y la presión hidrostática externa.

Árboles submarinos.

Los componentes del equipo del sistema de árboles submarinos están conformados por:

- Conectores de árbol y carretes de suspensión de tubería
- Válvulas, bloque de válvulas y actuadores de válvulas
- Actuadores del estrangulador
- Conexión superior del árbol
- Tubería del árbol
- Marcos guía del árbol
- Herramientas para correr la tapa del árbol
- Sistemas de conectores de líneas de flujo
- Barras de control de ejecución
- Herramientas de ejecución
- Interfaces de control montadas en el árbol

El equipo que conforma al sistema de árbol submarino debe contar con requisitos específicos para las conexiones de salida del árbol, tener conexiones cara a cara y contar con dimensiones estándar, para su diseño se debe considerar las fuerzas a las que se someterán las conexiones y cargas externas.

Así mismo debe estar equipados con medios de ventilación para los fluidos atrapados, contar con conexiones estándar, soportar las condiciones de trabajo de los ambientes corrosivos y no deben exceder las cargas establecidas por los fabricantes, cumpliendo asimismo con los requisitos generales.

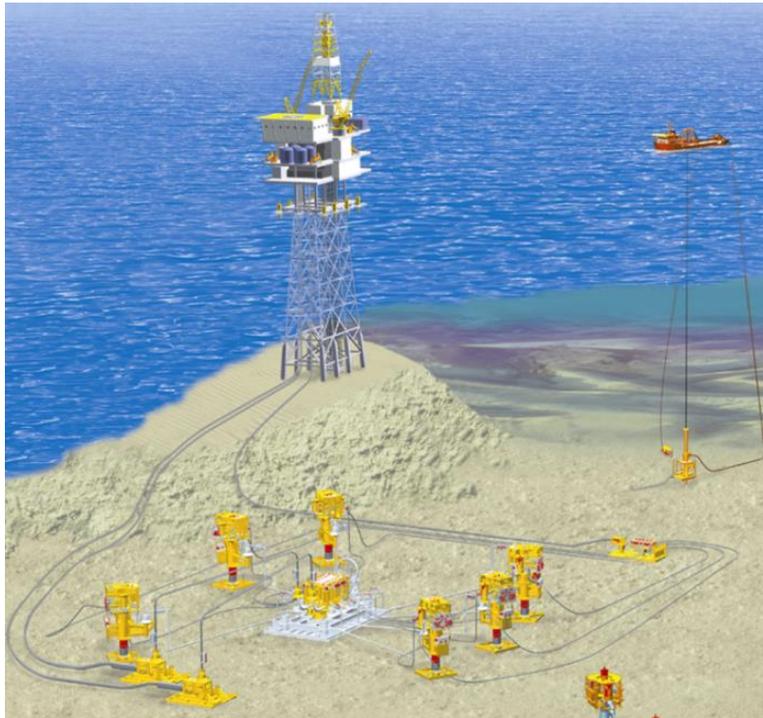


Fig. 3.5 Conexión de árboles submarinos (Schlumberger-Cameron)⁴³

Cabezales submarinos.

El equipo del cabezal está conformado por:

- Carcasas de conductores
- Viviendas de cabeza de pozo
- Suspensiones de la carcasa
- Conjuntos de sellos
- Colgadores de tuberías
- Marcos guía
- Tapas de corrosión

⁴³ Schlumberger-Cameron. (2007) "Deepwater Development" Estados Unidos. Schlumberger-Cameron.

Los componentes del equipo del cabezal deben cumplir con requerimientos específicos para la admisión y sello de carcasas, debe ser compatible con el BOP durante la perforación, y el árbol submarino y posiblemente la suspensión de tubería después de la terminación.

Cada uno de los componentes debe cumplir con distintos requerimientos específicos para su diseño como son las cargas a las que serán sometidas, contar con dimensiones estándar, estar hechos de materiales que soporten las condiciones de operación, pasar las pruebas de fabricación y cumplir con los requerimientos generales.

Equipo Mudline.

El equipo mudline está conformado por los siguientes componentes:

- Cabezales
- Colgadores de tubería
- Herramientas en ejecución
- Suspensiones de la carcasa
- Herramienta de ejecución de la suspensión de la carcasa
- Herramientas de conexión para la terminación submarina
- Adaptador submarino de equipamiento mudline de cabezal de pozos
- Carretes de tuberías

Los componentes del equipo mudline deben cumplir con requisitos específicos para la suspensión del peso de tuberías, proporcionando control de la presión y un espacio anular al cabezal de la superficie.

Para el diseño de los componentes que conforman el sistema del equipo mudline se debe considerar un rango de presión nominal, clasificación de la capacidad de colgamiento nominal, diámetros interiores y exteriores, flujo por las áreas, clasificación de temperaturas, y pasar las pruebas de fábrica. Asimismo, deben cumplir con los requerimientos generales.

3.2.4 Requisitos y recomendaciones del sistema umbilical

Requisitos generales.

El umbilical y sus componentes deben tener las siguientes características funcionales:

- a) Será capaz de soportar las cargas de diseño y combinaciones de carga.
- b) Capacidad de almacenamiento y operación a las temperaturas especificadas.
- c) Los materiales deben ser compatibles con el entorno al que estarán expuestos y cumplir con los requisitos de control de corrosión y compatibilidad.
- d) Los cables eléctricos deben ser capaces de transmitir potencia y señales.
- e) La fibra óptica debe ser capaz de transmitir señales a las longitudes de onda requeridas.
- f) Las tuberías deben tener la capacidad de transmitir fluidos a los niveles requeridos de caudales, presión, temperatura y limpieza.
- g) Capaz de ser recuperado y reinstalado.

Las interfaces de terminación del extremo son un área crítica, por lo que deberá proporcionar una interfaz estructural entre el umbilical y la estructura de soporte, así como una interfaz estructural entre el umbilical y el dispositivo de refuerzo de curvatura limitada. La terminación del extremo no reducirá la vida útil del sistema umbilical y debe contar con protección contra la corrosión.

Metodología de diseño.

La metodología de diseño deberá incluir una descripción de la base teórica, donde se incluya los procedimientos de cálculo y los métodos que se usaron para la evaluación de los parámetros de diseño del umbilical, una documentación de la metodología empleada para la evaluación de vida del diseño, la verificación de la base teórica a través de pruebas prototipo incluyendo la capacidad de las capas estructurales del umbilical, una base documentada para los factores de concentración de tensión, así mismo contar con las tolerancias de fabricación y diseño que influyen en la capacidad estructural. Es importante que se consideren los efectos de desgaste, corrosión, procesos de fabricación, cargas de

instalación, cambios dimensionales, fluencia y envejecimiento debido a degradación mecánica, química y térmica en todas las capas.

Análisis.

El sistema umbilical debe ser sometido a distintos análisis para demostrar que es adecuado para la instalación y que se mantendrá apto durante su vida útil, los resultados de estos análisis deben ser comprobados durante la prueba de verificación de diseño o durante las pruebas de aceptación de fábrica.

Durante el análisis de carga se debe demostrar que el umbilical puede ser sometido a diferentes combinaciones de carga de diseño, esto con la finalidad de analizar la variación de cargas respecto al tiempo, los efectos de la carga al sistema umbilical y sus soportes, incluyendo los efectos del medio ambiente y las condiciones de suelo.

El análisis de instalación se usará para establecer las cargas impuestas durante la conexión del sistema umbilical, por lo que se deben considerar ciertos parámetros durante el diseño del umbilical como son la variación de tensión y curvatura a lo largo de todo el umbilical, movimientos permisibles de la embarcación, distancia entre el punto de contacto del umbilical en el lecho marino y la embarcación y deformaciones laterales debidas a las cargas de aplastamiento.

El análisis de servicio dinámico es para establecer las cargas que surgen del peso propio, las corrientes, los efectos del movimiento de las olas en la superficie, los movimientos de la embarcación, configuración del umbilical, entre otros.

El análisis estructural se utilizará para establecer un diseño para el umbilical y sus componentes constituyentes que deberán ser capaces de soportar cargas de diseño y las condiciones previstas durante la fabricación, carga, recuperación, reparación e instalación, y que pueda soportar las condiciones operacionales.

Diseño, fabricación y prueba de componentes.

Los componentes del sistema umbilical se diseñarán y fabricarán para cumplir con los requisitos funcionales. Estos deben ser validados mediante pruebas de verificación y aceptación las cuales se deben llevar a cabo durante la fabricación de los componentes. Estas pruebas deben considerar las terminaciones y los conectores de línea media y el equipo auxiliar.

El cable eléctrico estará diseñado para transmitir señales de control y comunicación, permitir la alimentación del equipo, deben ser fabricados con materiales de calidad, ser codificados y tener una longitud continua a lo largo de todo el cable y ser evaluados. Así mismo debe incluir una resistencia del conductor de aislamiento de la capa de cribado⁴⁴, características de rendimiento como son atenuación, impedancia, inductancia y capacitancia. Los cables eléctricos son sometidos a un proceso de trenzado durante su fabricación para que no estén sujetos a cargas de compresión y tracción.

Las pruebas de verificación a las que son sometidos los cables son:

- Pruebas de controles visuales y dimensionales. En donde los núcleos eléctricos deben ser examinados visualmente e incluirán el examen de los materiales
- Prueba de resistencia. Esta prueba se realiza al conductor, capas de cribado, aislamiento, alto voltaje y prueba de descarga parcial tanto a corriente alterna y corriente directa.
- Reflectometría. Se mostrará un escáner de todos los puntos principales del conductor.

⁴⁴ Capa de cribado: Se define como la aplicación de procedimientos de selección y separación por tamaños de materiales sólidos.



Fig.3.6 Cables eléctricos (IMP)⁴⁵

El cable de fibra óptica debe ser capaz de funcionar de forma continua dentro del agua, su diseño puede ser unimodal o multimodal y su identificación será mediante la coloración de la fibra, los cables serán terminados en disposición de bloqueo de agua.

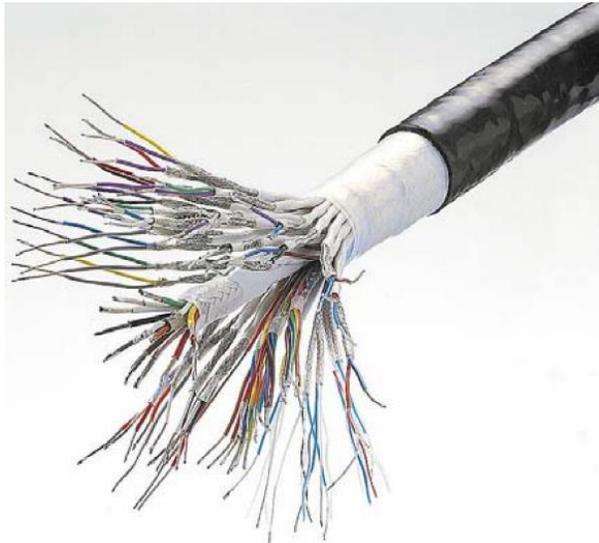


Fig. 3.7 Fibra óptica (IMP)⁴⁶

⁴⁵ Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.

⁴⁶ Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.

Las pruebas de verificación a las que serán sometidas son pruebas de tensión externa, empalme de fibra, resistencia ambiental, inspección visual y dimensional, y reflectometría óptica.

Las mangueras deben ser capaces de soportar las condiciones a las que será expuesto, resistiendo la presión hidrostática externa. Esta debe estar compuesta por tres componentes: forro, refuerzo y funda.

El revestimiento debe ser una extrusión continua, sin costuras, circular y concéntrica, fabricada de material termoplástico virgen, y ser revestidas con capas de fibra sintética, contando con una interfaz de terminación. Los acoplamientos deben ser del tipo de una sola pieza sin rosca, y diseñados para la presión externa mínima aplicada sin colapso.

Las pruebas a las que será sometido son: control visual y adimensional, prueba de fuga, y prueba de ráfaga, curva en frío, colapso, expansión volumétrica, anti-rotación de ajuste final y compatibilidad de fluidos.

Los tubos metálicos deben cumplir con ciertas especificaciones como los tamaños del tubo, criterios de fuerza, esfuerzo permisible, construcción, requisitos de rendimiento y soldadura. Todas las tuberías y tubos deben ser marcados por el fabricante e indicar la dimensión del material, proveedor, color, lote, número de tubo, y si la tubería es con costura o sin costura.

Las pruebas de aceptación a las que serán sometidas los tubos metálicos son: pruebas visuales y dimensionales, examen no destructivo (para verificar y monitorear la integridad longitudinal del tubo si este presenta soldadura con costura), prueba de líquido y de ráfaga.

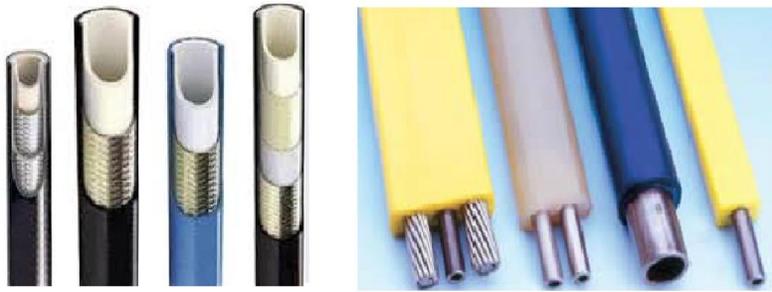


Fig. 3.8 Mangueras y tubos (IMP)⁴⁷

Terminaciones y diseño de equipos auxiliares.

Los extremos submarinos de los cables eléctricos, fibra óptica, manguera termoplástica o tubo metálico, se pueden acoplar bajo el agua, sus componentes se terminarán en caja de conexiones o directamente en el sistema de control. Existen diferentes tipos de terminaciones:

- Terminaciones de armadura. Cuenta con capacidad de carga de trabajo del umbilical.
- Terminación de cable. Se instalarán de forma permanente en el mar.
- Cabezal de intersección. Debe albergar las terminaciones del cable de fibra óptica, tubo y manguera.
- Colgado de la parte superior. Este tipo de terminación puede no ser práctico una vez instalado.
- Interfaz de terminación submarina. Para proporcionar la transición entre el umbilical y su terminación submarina.
- Terminación umbilical submarino. Para conectar de forma mecánica el umbilical al sistema submarino.
- Umbilical de distribución submarino. Este puede conectar el sistema umbilical a uno o varios sistemas submarinos.

⁴⁷ Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.

El sistema umbilical puede requerir de equipo auxiliar el cual está conformado por: cajas conjuntas que unen subunidades umbilicales para cumplir con los requisitos de longitud total o para reparar un cordón umbilical dañado, enlaces débiles cuya función principal es proteger el umbilical y el equipo conectado de líneas de carga excesivas impidiendo el apagado seguro del cabezal del pozo y el árbol de válvulas bajo ninguna circunstancia y por los adjuntos de flotabilidad que facilitan el movimiento dinámico del umbilical.

Diseño del umbilical.

Se deben considerar ciertos factores para el diseño del umbilical, estos pueden ser:

- Rango de temperatura. Todos los componentes del umbilical deben operar en un rango normal de -15°C a 40°C .
- Carga máxima. Esta no debe superar a la especificada por el fabricante.
- Carga mínima de ruptura. Debe ser de acuerdo a la especificada por el fabricante, y debe existir un margen de seguridad adecuado para su análisis.
- Radio máximo de curvatura. Son los radios mínimos a los que puede estar el umbilical sin afectar su rendimiento.
- Vida de servicio dinámica: Debe diseñarse para su resistencia a la fatiga.
- Entorno del servicio. Se debe considerar todos los factores que puedan ser afectados debido a las condiciones a las que será expuesto.
- Amarre. Los componentes funcionales individuales deben tenderse para formar un haz o un envase umbilical.
- Sub-paquetes. Deberán ser diseñados para mantener estabilidad, por lo que se recomienda una configuración circular.
- Funda interna. Cuando el umbilical debe ser blindado se aplicará un haz de grabado con la finalidad de proporcionar una protección mecánica y aumentar su estabilidad.

- Armadura de los cables. Para el cuidado de los cables y movimientos, se debe colocar en capas helicoidales, las cuales son capaces de soportar las fuerzas a las que se someterá, limitando la rotación.
- Cubierta exterior. Cumple con la función de funda termoplástica y recubrimiento de mechas textiles aplicadas helicoidalmente.
- Marca de la longitud. Se marca con incrementos de 10 metros hasta llegar a los primeros 100 metros, una vez superada esta marca se procede a marcar en incrementos de 100 metros.

Fabricación y prueba del umbilical.

Para la fabricación se deben considerar las condiciones a las que pueda estar sometido, como son las cargas, tipo de componentes, el tipo de amarre para llevar a cabo un tendido eficiente que no afecte al sistema durante su funcionamiento, contará con una funda interna que permitirá la integridad del sistema, y deberá contar con un blindaje y funda externa.

Se someterá el sistema a pruebas de verificación con la finalidad de validar el desempeño del umbilical, algunas pruebas que se realizan son: pruebas de tracción, rigidez de curva, aplastamiento y fatiga.

3.2.5 Requisitos y recomendaciones del sistema de control

Los sistemas de control submarino requieren conocer las características del yacimiento para definir la unidad de alimentación hidráulica (HPU) y las unidades de inyección de químicos (CIU).

La vida de servicio de los equipos de control es importante ya que se debe considerar la vida productiva del campo y determinar las condiciones de robustez del mismo.

Para poder conocer el sistema de control apropiado, se tiene que conocer la arquitectura submarina, los requerimientos y el equipo asociado, como son las líneas de

servicio del suministro de fluidos de control hidráulico, inyección de químicos, alimentación y manejo de señales de comunicaciones del umbilical.

Existen diferentes parámetros críticos para definir el sistema del control.

1. Identificar la profundidad y la distancia de la localización submarina y las instalaciones en superficie o del tieback.
2. Considerar las condiciones ambientales externas como son presión y temperatura.
3. Identificar si es pozo con terminación inteligente, para determinar la funcionalidad del sistema de control.
4. El desempeño apropiado en la carga eléctrica.

El sistema de control debe ser considerado durante el diseño ya que debe ser flexible con respecto al número de pozos conectados, la conexión de los sistemas umbilicales adicionales y considerar un sistema de separación o bombeo sin requerir grandes operaciones.

Condiciones de presión y temperatura.

La Norma ISO-13628 recomienda rangos de presión y temperatura a los cuales deben estar diseñados los equipos del sistema de control, tanto para los equipos submarinos y superficiales de acuerdo al ambiente controlado específico del proyecto.

El sistema de control debe ser capaz de suministrar fluidos de control a una presión suficiente para abrir válvulas submarinas con una mínima presión de trabajo que debe ser mayor al 10% de la presión de apertura.

Los sistemas de control deben proporcionar operación individual o múltiple de todas las válvulas submarinas, proporcionar la información para operar de forma segura y tener la capacidad de paro de emergencia, así mismo asegurar que el sistema submarino pare la producción un tiempo específico.

En un paro de emergencias la válvula de seguridad submarina (USV) debe ser capaz de sellar el sistema producción a partir de la pérdida de alimentación hidráulica.

El paro de producción submarina es establecido por un comando enviado desde las instalaciones en superficie considerando importante el tiempo de respuesta.

El sistema de control primario una vez recibido el comando de cierre, debe completar el cierre con un tiempo de respuesta menor a 10 minutos.

Normalmente el tiempo de cierre es de 3 minutos y puede variar si alguna otra válvula permitió el cierre o esta simultáneamente respondiendo al comando.

Componentes y requerimientos generales del sistema de control:

- Sistema de fuerza interrumpible (UPS). Debe suministrar energía eléctrica a la EPU, Modem y MCS, debe tener la capacidad de generar el 100% de energía del sistema de control y planeaciones futuras.
- Unidad de alimentación eléctrica (EPU). La unidad eléctrica suministrada a partir de la UPS se encarga de suministrar energía eléctrica a los pozos submarinos vía umbilical, este debe seguir cualquier riesgo eléctrico.
Si se tiene conductores de alimentación redundantes en el umbilical, el voltaje de salida de la EPU debe ser ajustable individualmente por cada canal de cada par de alimentación del umbilical.
- Estación de control maestra (MCS). Es el encargado de ejecutar las aplicaciones del software para controlar el sistema de producción submarino y los equipos HPU Y EPU.
El sistema de control distribuido (DCS) realiza las mismas operaciones que el MCS pero de manera descentralizada.
- Modem. Permite asegurar la transferencia de información si se tienen rutas de comunicación redundantes, no deben compartir hardware común para facilitar la información entre las rutas principales.
- Unidad de alimentación hidráulica (HPU). Debe suministrar los fluidos hidráulicos de control filtrado y regulado a las instalaciones submarinas de

acuerdo a las especificaciones del fabricante así mismo cumplir los requerimientos.

- Acumuladores. Los acumuladores de superficie deben tener una válvula de alivio de presión para evitar la sobre presurización tanto del gas como del lodo hidráulico, las capacidades de los acumuladores deben permitir que todas las válvulas de un árbol submarino sean abiertas y cerradas sin requerir la recarga de acumuladores.
- Bombas. Las bombas deben ser acopladas con válvulas de aislamiento, una válvula de alivio de presión y una válvula de no-retorno.
- Depósitos. Los depósitos deben ser calculados para tener una capacidad mínima de 1.5 veces el volumen requerido para presurizar la carga del sistema incluyendo los acumuladores en superficie y submarinos.
- Unidad de inyección de químicos (CIU). Suministra la inyección individual o mezcla de químicos a una presión constante regulada o en volumen, por medio de umbilical hidráulico y el sistema hidráulico hacia los puntos de inyección del sistema de producción submarino.
- Bomba de inyección de químicos. Si se tiene una baja inyección de químicos se debe poner una bomba de inyección de químicos, debe contener válvulas de aislamiento, válvula de relevo de presión y una válvula de no retorno en cada línea de descarga de la bomba.
- Compatibilidad del fluido. Se debe considerar las condiciones del fluido, la compatibilidad y las condiciones de operación.
- Fluido de control hidráulica. Se utiliza para transmitir señales y el suministro de un punto a otro en el sistema. Los fluidos pueden ser base agua o base aceite, y deben contener inhibidores para evitar la corrosión y crecimiento biológico.

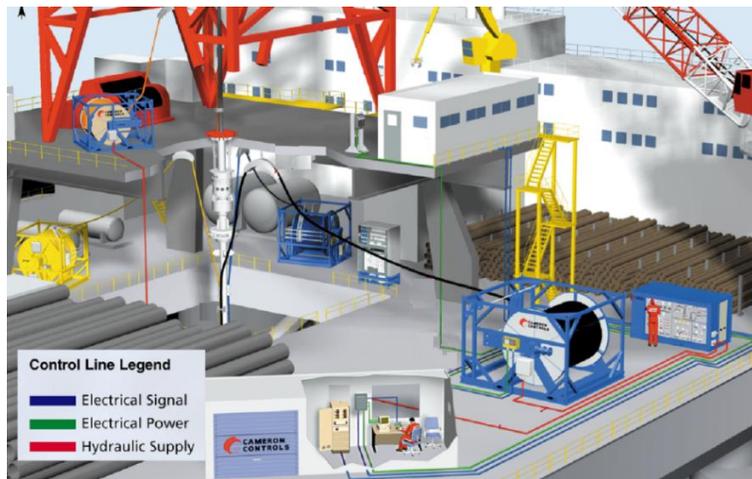


Fig. 3.9 Sistema de control en superficie (FMC)⁴⁸

3.2.6 Requisitos y recomendaciones del riser

El riser de terminación y reacondicionamiento es una extensión del orificio de producción y espacio anular de un pozo submarino a un buque superficial, consiste un uno o más ductos que contienen presión la cual proporciona el paso total en los orificios de producción y espacio anular de un árbol submarino o tubería colgante, puede incluir las líneas de control hidráulico necesarias para el funcionamiento de las herramientas del árbol submarino.

Riser de terminación.

El riser de terminación es una tubería de trabajo que incluye la instalación de operación y accesorios de producción, como son empacadores, mandriles, bomba eléctrica, líneas de control hidráulico y un sistema de desconexión automático para la operación de herramientas instaladas, arboles submarino, conjunto de preventores submarinos así como todos los accesorios para la producción del pozo hacia el sistema flotante de producción.

⁴⁸ FMC Technologies. (2008). "Control System". En Global Subsea Projects. Estados Unidos de América: FMC Technologies.

Riser de intervención.

Son riser instrumentados que permiten una conexión y desconexión rápida en caso de peligro y tienen un sistema de control propio.

Estos sistemas cuentan con válvulas que pueden cortar cables de acero y tuberías flexibles, permiten que el preventor de corte pueda cortar la sarta en una emergencia.

Los principales equipos que conforman al riser de terminación/reacondicionamiento:

- Junta adaptadora del BOP. La junta adaptadora del BOP permite el sellado de presión en la pila, esto permite el cierre de los arietes de la carcasa o un BOP anular alrededor de la junta del adaptador.
Este adaptador debe contener orificios de tubería y de líneas de control, para cualquier desplazamiento debido a las cargas de presión en el BOP y la herramienta instaladora del colgador de tubería de producción (THRT), la junta se adapta en la parte inferior del THRT y el extremo superior de la junta para conectarse en una junta elevadora.
- Paquete inferior de riser (LWRP). Se utiliza en el reacondicionamiento en la parte inferior del montaje, permite la extensión recuperable del árbol submarino para el control del pozo, va conectado en la parte inferior acoplada en la entrada del árbol y en la parte superior conectada con el paquete de desconexión de emergencia (EDP), incluye un conector (tree running tool) para conectar con el árbol.
- Herramienta de ejecución de árbol (TRT). El TRT puede ser operado de forma remota, proporcionar un alto ángulo de liberación e incluir una función de desbloqueo secundario.
- Crossover Loop. Este dispositivo se utiliza como purga de los orificios con agua de mar antes de la desconexión del árbol, se encuentra entre los orificios de la tubería y la válvula de aislamiento.
- Paquete de desconexión de emergencia (EDP). El equipo va en segundo lugar ascendente arriba de LWRP en el equipo de reacondicionamiento, tiene como

función la liberación por arriba del BOP en caso de despegue de plataforma u otra emergencia, incluye un conector inferior para acoplar la entrada del LWRT y en la parte superior para acoplarse con la junta de tensión.

- Sistema tensionado del riser. Es una junta del riser que permite el soporte de carga axial, transmisión de fluidos, presión, rigidez, reducción de tensiones y fatiga de los equipos. Conectada en la parte inferior al EDP o al LWRP.
- Junta del riser. Compuesta por tubulares y conectores de longitud de 30 pies a 50 pies (9.14 m a 15.24 m). Las uniones más cortas llamadas “pup” aseguran un espacio mientras se instala el árbol submarino, actúan como extensión de la tubería de producción y del árbol submarino o del soporte de tubería a la superficie, tiene como función contener los fluidos del pozo durante las operaciones de terminación o reacondicionamiento y proporciona un acceso vertical a orificios de producción y espacio anular para operaciones con cable o tubería flexible.
- Junta de tensión. Proporciona un medio para tensar el riser de terminación o reacondicionamiento con el sistema de tensión de la plataforma conectada.
- Junta telescópica. Diseñada para proteger al riser del daño ocasionado por el movimiento ascendente y descendente del equipo, compensando el movimiento relativo de la traslación entre el barco y el riser. Puede ser parte de la unión adaptadora del árbol superficial.
- Unión adaptadora del árbol superficial. Tener una comunicación del conector estándar a la conexión en la parte inferior del árbol de superficie.
- Árbol superficial. Proporciona el control de flujo del agujero anular y de producción, tanto en instalaciones de colgador de tubería como durante las operaciones de terminación y reacondicionamiento, soporta el peso del riser.
- Plataforma de trabajo. Debe tener la capacidad de soportar y brindar seguridad al personal que opera las válvulas de árbol de superficie.
- Anillo tensor. En el árbol superficial se agrega un anillo tensor que considera los puntos de tensión, capacidad para girar y la posibilidad de carga lateral.

- Araña. Se localiza sentada en la mesa rotatoria, es un punto de colgamiento para el riser de terminación y reacondicionamiento, utilizado para instalar las secciones con pernos retractiles para soportar la sarta del riser.
- Gimbal. Componente que va instalado entre la araña y la mesa rotaria, permite reducir golpes y distribuir las cargas sobre la araña y en las secciones del riser.
- Herramientas de manejo y prueba. Están diseñadas para el manejo de las juntas verticales, componentes del riser, soporte de la línea, pruebas del sistema antes y durante la recuperación del equipo, e interacción con cada uno de los componentes, como son herramientas de manejo para articulaciones en el acoplamiento vertical, y para medición de la presión de conexiones y líneas de control.
- Sistema de conexiones del BOP y válvulas de corte. Es un sistema de control de pozos submarino (LWRP) en un BOP submarino que se conecta con el árbol submarino para facilitar la intervención de la tubería, diseño que bloquea integralmente el conjunto de BOP.
- Componentes auxiliares diversos:
 - ✓ Abrazaderas umbilicales. Sujetan los umbilicales a las uniones del riser de terminación y reacondicionamiento.
 - ✓ Herramientas de armado. Facilitan el armado de los conectores de las uniones del riser.
 - ✓ Módulos de flotación. Módulos armados al exterior de las uniones del riser de terminación.
 - ✓ Rotarias falsas. Componente sentada sobre la rotaria de perforación y proporciona un perfil de cuñas para sargas de tuberías dobles o triples a línea.
 - ✓ Sistema de flotación. Conecta las juntas del riser para reducir la tensión en la cima construido de espuma sintética.

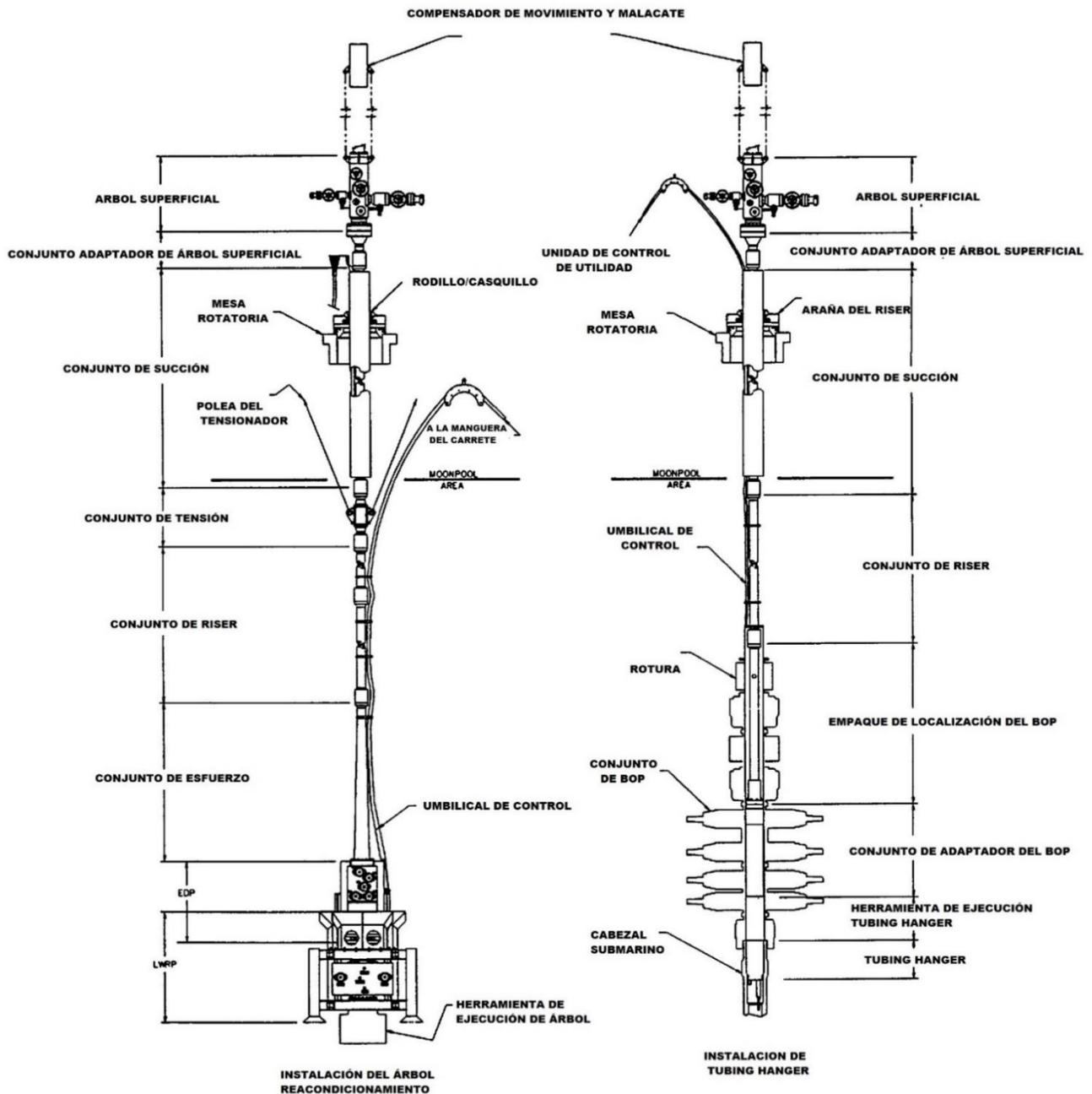


Fig. 3.10 Arreglo general de riser para reacondicionamiento y terminación (ISO-13628-7)⁴⁹

⁴⁹ International Organization for Standardization. (2005). ISO 13628-7:2005 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 7: Completion/workover riser systems. International Organization for Standardization.

3.2.7 Requisitos y recomendaciones de los equipos Vehículo Operado Remotamente (ROV) y Herramienta Operada Remotamente (ROT)

Los ROVs son sistemas sumergibles que se pueden utilizar para realizar tareas como son las operaciones técnicas, llevar paquetes de herramientas con el fin de realizar intervenciones específicas tales como conexiones de las líneas de flujo, umbilicales, carretes rígidos de tubería y sustitución de componentes.

Para las tareas que el ROV debe realizar en un sistema de producción submarina se requiere considerar la ubicación de la interface, la flexibilidad entre la herramienta y el manipulador, peso de los componentes del equipo, precisión en las tareas de intervención, capacidad de carga y reacción de los equipos.

Las intervenciones el ROV pueden ser llevadas a cabo de cinco maneras:

1. ROV con manipulador para el funcionamiento directo de la interface. Está diseñado con un brazo mecánico completo y juntas que permiten diferentes grados de libertad, el cual cuenta con pinzas en el extremo del brazo para realizar actividades de intervención, puede contar con 2 brazos uno que permita mantener el equilibrio, mientras el otro realiza maniobras de operación.
2. ROV con una herramienta sujeta al manipulador. Paquete de trabajo diseñado específicamente conectado en la parte del bastidor del ROV y complementaria al brazo.
3. ROV con un sistema de TDUs. Es un paquete de trabajo diseñado específicamente para posicionar con precisión la herramienta durante la operación, la TDU puede reemplazar o ser complementaria al brazo manipulador.
 - Sistema acoplamiento de dos puntos. El TDU se combina con dos sondas de acoplamiento que instalan y acoplan al ROV, este sistema permite acceder a una o más intervenciones desde la misma posición acoplada.
 - Sistema acoplamiento de punto único. Se utiliza de la misma manera que el de dos puntos, se acopla al ROV y permite una mayor flexibilidad para

moverse libremente por el equipo submarino. Recomendado para interfaces que están situadas por separado.

4. Método de líneas descendente con ROTs. Es una herramienta de marco de elevación y manipulación (CCO) que utiliza para la instalación de componentes y tareas que requieren de una elevación específica más allá del ROV, como es la instalación de módulos de control y válvulas.

La guía y rotación de la herramienta CCO debe tomar en cuenta los movimientos dinámicos, cargas causadas por el estiramiento, presión del buque.

5. ROV con herramientas de patines o marcos. El patín está diseñado para insertarse en la parte delantera o trasera del ROV, deber contener un sistema de flotación variable y un cambio que permite el libre acceso de la interface.

Componentes en el diseño del ROV.

- Ventosa. Se utiliza normalmente para realizar operaciones de manipulación, como limpieza, inspección o funcionamiento de válvulas individuales.
- Mandíbula paralela o TDU. Para realizar operaciones y mantener una mayor estabilidad.
- Receptáculo de acoplamiento. Se utiliza junto con una sonda de acoplamiento montada en el ROV.

Diseño y operación.

Se debe identificar una filosofía de intervención para las actividades y operaciones que se llevarán a cabo para tener la mejor selección. La implementación del ROV requiere modificaciones locales en el equipo y áreas fundamentales en el diseño de los componentes del campo.

El sistema de intervención ROV debe tomar en cuenta el acceso de la interface, daño del equipo submarino, personal de operación y medio ambiente.

La interface y el equipo deben estar diseñados en caso de fallo de alimentación, y se pueda liberar de manera fiable y eficaz, minimizando el enredo del umbilical y tener un medio de estabilización.

El montaje de la interface requiere considerar el espacio donde las profundidades de operación son mayores. La interface puede ser ubicada externamente, internamente o en la frontera externa y debe tener la capacidad de carga sin deformación en la vida del campo operando dentro de las especificaciones de fuerza, permiten controlar cualquier fuerza externa por el operador.

Se debe tomar en cuenta las condiciones ambientales que se puedan presentar durante la intervención del ROV en el diseño para determinar el método de estabilización.

El diseño de estabilización del equipo debe considerar un área de la plataforma plana para colocar el equipo, una barra horizontal/vertical que permita la instalación y maniobra del brazo manipulador, y el punto de acoplamiento de la interface en el nivel del lecho marino para evitar obstáculos.

Para realizar operaciones y mantener una mayor estabilidad se debe tomar en cuenta ancho, altura, espacio de los manipulados y maniobras.

El ancho depende de las operaciones del ROV como son:

- Penetración horizontal
- Giró del ROV
- Reversibilidad

La altura se determina por parámetros como son:

- Radio de curvatura del cordón umbilical
- La altura del paquete instalado al ROV
- Herramientas de alimentación del ROV
- Contar con libertad de maniobras mínima de un metro

Para la finalización del diseño de los equipos de producción submarina se debe atender las necesidades de instalación, operación, inspección, mantenimiento, operación de los sistemas, cantidad de intervenciones, diseño de cargas, fuerza de las herramientas, las corrientes que actúan sobre el umbilical, el vehículo y la colisión con componentes que pueden ser golpeados. Por lo que se examina el método para realizar las tareas del sistema ya sea por el uso de ROV y ROT.

Las ayudas visuales nos permiten conocer la ubicación e instalación de los equipos por lo que es importante considerar el ángulo de visión, escala y marcas de identificación, debido a que los equipos se verán afectados por la sedimentación y materia que se deposita en lecho marino impidiendo la visibilidad del ROV.

Para las consideraciones operativas la norma ISO-13628 menciona los principales parámetros a tomar en el diseño de los elementos de un sistema submarino que se interconectan con el ROV, como son la intervención a los arboles submarinos, válvulas, módulos de control, jumper, umbilicales, etc.

3.2.8 Requisitos y recomendaciones de sistema manifold

El manifold se debe diseñar considerando el tirante de agua, las condiciones de instalación, el tiempo de vida del equipo, las características de las válvulas conexiones y conectores.

La instalación de manifolds se realiza poco después de la perforación o durante a excepción del manifold en plantilla, el cual se instala antes de que comience la perforación. Los equipos para instalar el manifold pueden ser mediante embarcaciones tipo heavy-lift o con embarcaciones tipo work-class después de la selección de embarcación del equipo se debe considerar los requerimientos funcionales.



Fig. 3.11 Embarcaciones tipo Work-Class, Heavy-Lift (IMP)⁵⁰

Se debe considerar que el manifold cuenta con equipo de montaje y protección para operaciones de producción, inyección, sistema de control, conexión de líneas de flujo y válvulas suficientes para control de producción.

El tipo de fluidos que se van a operar y tomar en cuenta parámetros como la presión, temperatura, viscosidad, corrosividad y composición química.

El arreglo del manifold puede ser de cualquier forma, pero casi siempre es circular o rectangular y este puede ser aislado o integrado a una plantilla, estar anclado al lecho marino con pilotes, su tamaño es determinando por el número de pozos, salidas y la integración de pozos al sistema.

Se deben considerar las cargas externas en el manifold submarino como son las de instalación, manejo, instalación y retiro de líneas de flujo, jumper de pozo, condiciones de cargas debidas al crecimiento térmico de cabezal, intervenciones de pozo, vibraciones debidas a corrientes, asentamiento de la cimentación del manifold, cargas de impacto del ROV y ciclos de presión.

⁵⁰ Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.

PLANTILLAS

El diseño de plantillas considera pozos de reserva, con este tipo de estructuras se puede tener perforación y producción simultánea, se recomienda utilizar para campos de tamaño mediano.

PLEM

Diseñado para dirigir fluidos de uno o dos árboles submarinos. Es un PLET con un manifold instalado en su interior y se conecta directamente a las líneas de flujo.

PLET

Es la terminación de líneas de flujo, sirve de interfaz entre el jumper y las líneas de flujo de procesamiento. Las dimensiones son normalmente de hasta 3 m por lado y 1.5 m de altura. Cada unidad de terminación consiste de un equipo completo e integral.

JUMPER

Tiene un diseño específico normalmente de hasta 20 m de diámetro y 45 m de longitud y son determinados por la distancia entre los componentes, árboles, líneas de flujo, manifolds, etc.

3.3 Arquitectura de los sistemas de producción en aguas profundas

El proceso de selección de la arquitectura submarina de un campo comienza con el desarrollo del proyecto a partir de un análisis previo que consiste en el Pre-VCD donde se realiza el diagnóstico y planeación del diseño, aplicando después la fase de Visualización del proceso VCD.

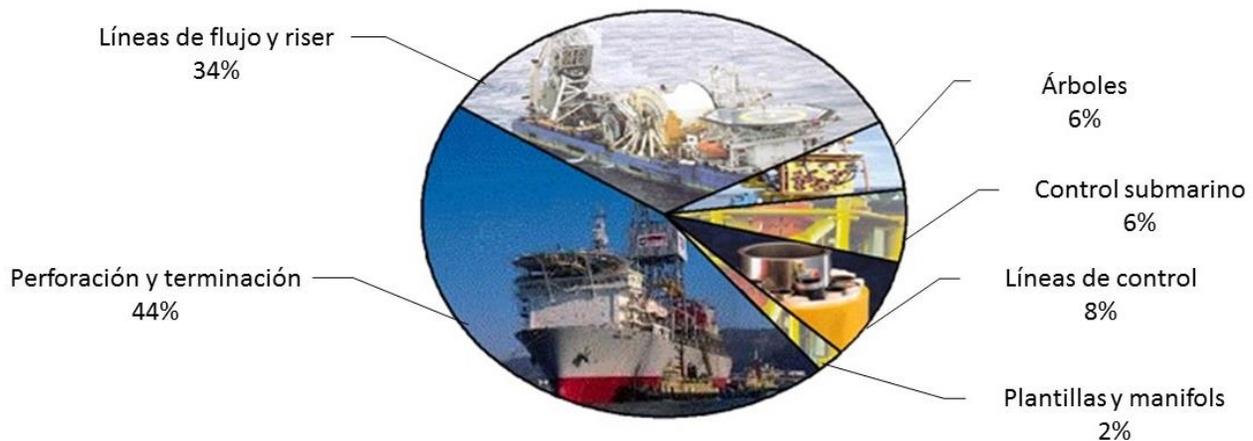


Fig. 3.12 Costos típicos de desarrollo de campos en aguas profundas (IMP)⁵¹

Se discuten los posibles escenarios que cumplen con el objetivo del campo bajo las diferentes condiciones; contemplando las diferentes configuraciones de arquitecturas submarinas (Arreglos clúster, Daisy-Chain y pozos satélites). Considerando lo anterior se debe tomar en cuenta parámetros de decisión que determinarán la viabilidad del proyecto:

- Evaluación económica en costos Clase V y tiempos de ejecución (pruebas, instalación, interconexiones y arranque de los componentes del sistema).
- Contar con la flexibilidad en el arreglo para una posible relocalización de pozos en fases posteriores, considerando el tipo de centro de proceso o sistema flotante y tipo de esquema submarino.
- La arquitectura submarina debe considerar las características del proyecto como son número de árboles, tirante de agua, tipo de árbol, tamaño del árbol y el tipo de hidrocarburos, y las características del yacimiento como volumen de hidrocarburos, vida del campo, reservas recuperables, °API, RGA, presión, temperatura, producción de agua, producción de aceite, índice de productividad, pozos productores e inyectores.

⁵¹ Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). *Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo*. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.

- La capacidad total de manejo de pozos determina la cantidad de pozos que conformarán el campo, considerando pozos de producción e inyección.
- El tirante de agua de operación del campo es un parámetro importante para la selección del centro de proceso o sistema flotante a emplear, considerando este criterio para los sistemas FPSO, plataforma SPAR y plataforma SEMI, por el rango de tirante de agua manejado por las estructuras. El anexo A contiene ejemplos de arquitecturas submarinas donde se muestran los principales equipos y conexiones del sistema submarino de producción. A continuación, se darán algunas características de los sistemas flotantes:
 - ✓ **FPSO**
 - Rango de tirante de agua desde 21m-1,500m.
 - Capacidad de producción total: 13-317 Mb@e/día.
 - Capacidad total de manejo de pozos: 2-67 pozos.
 - ✓ **SEMI**
 - Rango de tirante de agua desde 80m-2,200m.
 - Capacidad de producción total: 10-352 Mb@e/día.
 - Capacidad total de manejo de pozos: 2-51 pozos.
 - ✓ **SUBSEA TIEBACKS**
 - Rango de tirante de agua desde 225m-2,850m.
 - Capacidad de producción total: 26-412 Mb@e/día.
 - Capacidad total de manejo de pozos: 9-71 pozos.
 - ✓ **SPAR**
 - Rango de tirante de agua desde 1,000m-6,000m.
 - Capacidad de producción total: 30-300 Mb@e/día.
 - Capacidad total de manejo de pozos: 4-35 pozos.

El diseño de la arquitectura submarina depende de la localización y condiciones del campo.

Capítulo IV. Retos tecnológicos de los campos en aguas profundas de México

La discusión de la Reforma Energética comenzó en 2013 con la presentación de iniciativas tendientes a modificar la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en temas relacionados con la producción, consumo, comercio exterior del petróleo, hidrocarburo y electricidad. Donde se pone a discusión el esquema fiscal de PEMEX el cual presentaba problemas administrativos, retos técnicos, poca capacidad de explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, aguas profundas y refinación de la industria petroquímica, por lo cual es necesario aumentar el factor de recuperación de campos maduros.

Durante mucho tiempo PEMEX ha tenido la función principal de mantener el equilibrio fiscal del gobierno de México, Del Río Monges Jaime (2016)⁵² señala que “se tiene una inversión insuficiente de tecnología, infraestructura y en proyectos de explotación, extracción y transformación de hidrocarburos.

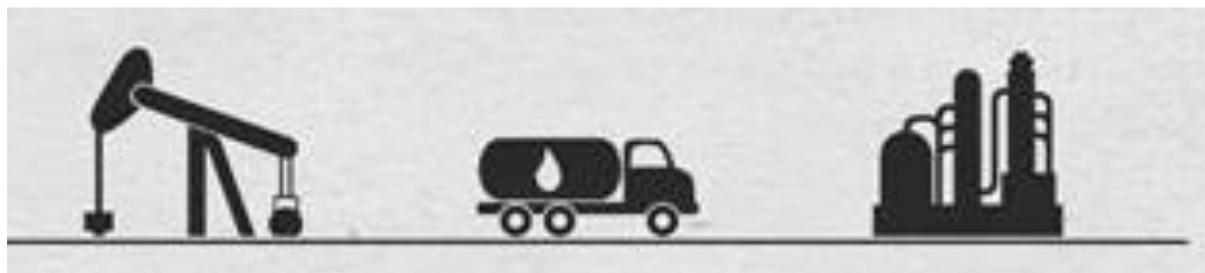


Fig.4.1 Transformación de la industria petrolera⁵³

La Reforma en Materia de Energía tiene como objetivo el crecimiento energético del país, abriendo paso a nuevas empresas extranjeras que permitan desarrollar la industria petrolera de manera más competitiva, con estándares de calidad y servicios de nivel mundial.

⁵² Del Río Monges Jaime, R. R. (2016). *Análisis de la Reforma Energética*. Ciudad de México: Instituto Belisario Domínguez.

⁵³ Saldaña Zorrilla, Sergio (2017). *10 Consecuencias Económicas de la Reforma Energética*. Ciudad de México: Forbes México.

El marco regulatorio⁵⁴ permite que PEMEX continúe llevando actividades de exploración y extracción, en sociedad con empresas privadas nacionales e internacionales o empresas productivas del estado, por lo que se generan nuevas modalidades de contratación dejando atrás la modalidad de empresas prestadoras de servicios.

Como parte de la Reforma Energética se dan a conocer los resultados de la Ronda 1.4 y 2.4 sobre “campos en aguas profundas de México” lo que permite observar y analizar los grandes retos que presenta la industria para poder llevar acabo el desarrollo tecnológico y la regulación de campos marinos.

En México la mayoría de los proyectos de aguas profundas se encuentra en etapa de exploración, por lo cual es importante conocer y evaluar los equipos de producción conveniente e instalaciones que se pueden desarrollar para obtener mayores condiciones operativas que permitan la rentabilidad del proyecto y el beneficio económico en la producción de hidrocarburos.

4.1 Licitaciones de campos en aguas profundas

El Gobierno de la Republica podrá elegir el tipo de contrato que más le convenga al país dependiendo de las características y ventajas de cada yacimiento, en donde participa la Secretaria de Energía (SENER), Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Existen cuatro tipos de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos:

- Contratación de utilidad compartida. Permite la entrada de la inversión privada para la exploración y producción de los hidrocarburos, sin embargo, el estado conservará la administración y obtendrá un cierto porcentaje de la utilidad según lo estipulado en el contrato.

⁵⁴ Marco regulatorio: Proporciona las bases sobre las cuales las instituciones construyen, determinan el alcance y naturaleza de la participación en la sociedad.

- Contratos de producción compartida. “En esta modalidad el gobierno y la empresa contratada comparten los excedentes netos resultantes de los ingresos brutos obtenidos por la venta de hidrocarburos extraídos, que previamente se usaron para pagar regalías para el gobierno y los costos recuperables de la empresa contratada.” (Guzmán Rodríguez, 2018).
- Contratos de licencia. El estado concede a una empresa la administración para disponer de los recursos que obtenga y esta empresa paga una regalía o impuesto permitiéndole adquirir la producción de los hidrocarburos para su comercialización y recuperar la inversión respectiva bajo los limitantes respectivos del estado sobre la demanda nacional.
- Contratos de servicios. Son contratos en los que se realiza obras y servicios específicos, para determinadas funciones en la industria petrolera que van de acuerdo a determinadas funciones para la realización de dicho pago.

La licitación de la Ronda 1 se presentó el día 13 agosto del 2014 con el objetivo de conocer las posibles áreas licitables. En donde se dio a conocer los principales puntos de la Reforma Energética y con ello obtener una mayor participación.

La Ronda 1 se dividió en 5 convocatorias conforme el área de exploración y extracción, en la Ronda 0 a Pemex se le asignaron campos en los que mostró interés por explorar y producir. En la Ronda 1.1 se licitaron campos en aguas someras, la Ronda 1.2 se adjudicaron campos terrestres, la Ronda 1.3 se adjudicaron bloques de campos terrestres maduros. En el siguiente punto se describirá la Ronda 1.4 campos en aguas profundas.

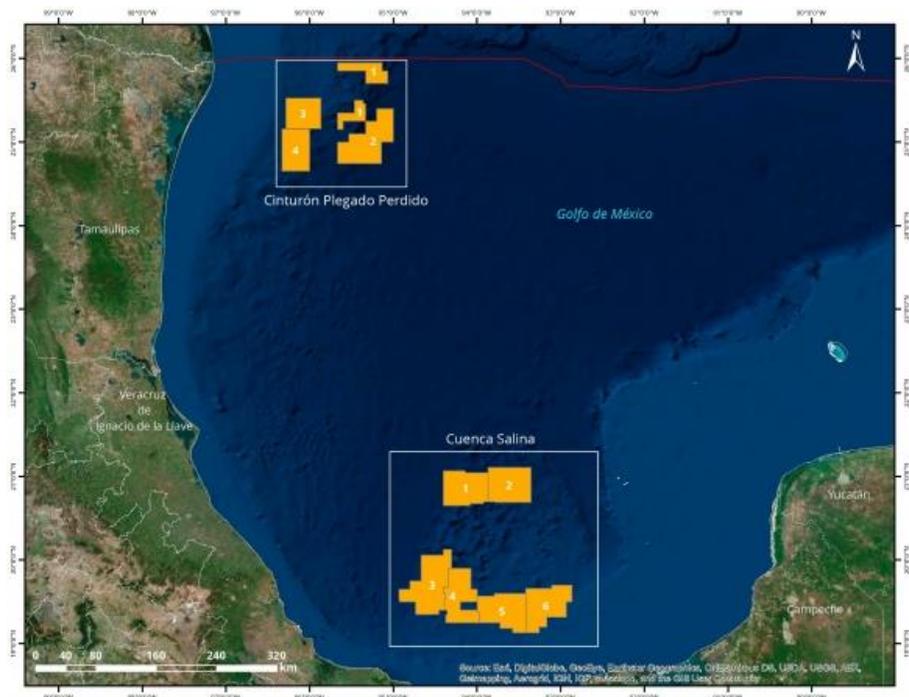


Fig.4.2 Campos en aguas profundas México (CNH)⁵⁵

4.2 Resultados de la Licitación de la Ronda 1.4 Campos en Aguas Profundas

Las bases de la cuarta licitación de la Ronda 1 se publicaron el 17 de diciembre de 2015, para la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México.

De acuerdo con Forbes Staff (2016)⁵⁶ se cuenta con 10 áreas contractuales localizadas en aguas profundas del Golfo de México en el Cinturón Plegado Perdido y la Cuenca Salina. Cuatro bloques se ubican en el área del Cinturón Plegado Perdido con una superficie de 8,218.2 km². Seis bloques restantes se encuentran en la Cuenca Salina y abarca una superficie de 15,616.8 km².

⁵⁵ Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Resultados de la ronda 1.4*. 07 de junio 2018, de Rondas México

⁵⁶ Forbes Staff. (05 de Diciembre de 2016). *Forbes mexico*. Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/empresas-ganadoras-ronda-1-4/>

“Esta licitación traerá una inversión en los próximos 35 años de aproximadamente 34.4 miles de millones de USD, en la cual el estado estará recibiendo aproximadamente entre 59% y 66% de utilidades a partir de los contratos”⁵⁷.

En la convocatoria participaron 16 empresas agrupadas en 10 licitantes donde se asignaron 8 contratos a 6 licitantes. Realizados bajo la modalidad de contrato bajo licencia con una regalía promedio de 14.3%. “La cual considera a través de la cuota contractual para la fase exploratoria una regalía básica: el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta de los proyectos”⁵⁸.

El contrato bajo licencia prevé un esquema fiscal progresivo, donde el estado recibirá mayor utilidad si el proyecto tiene mayor rentabilidad o el descubrimiento de volúmenes superiores.

Como resultado de la Ronda 1 Licitación 4 se presentaron propuestas por las diferentes empresas, las 4 áreas contractuales fueron licitadas del Cinturón Plegado Perdido, puesto que tiene una litología de arena grano medio a grano fino y un tipo de hidrocarburo de aceite súper ligero, en la Cuenca Salina quedaron 2 áreas desiertas de 6 licitadas, debido a que tiene una litología de caliza fracturada y arena de grano medio con hidrocarburo de tipo aceite ligero.

Dentro de las empresas ganadoras fueron la empresa China Offshore Oil Corporation con 2 contratos; la empresa Total y ExxonMobil ganando 1 contrato; la empresa Chevron, Pemex e Inpex ganó 1 contrato; Statoil BP y Total ganó 2 contratos, PC Caligaria y Sierra ganó 1 contrato y el consorcio Murphy, Ophir, Pc Carigali y Sierra ganó 1 área.

⁵⁷ Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). Resultados de la ronda 1.4. 07 de junio 2018, de Rondas México

⁵⁸ López Santiago, Aleksei Iván. (abril 2018). A cuatro años de la reforma energética. Petróleo & Energía, tomo 112, 24-27.

4.3 Resultados de la Licitación de la Ronda 2.4 Campos en Aguas Profundas

La cuarta convocatoria de la Ronda 2 que se llevó a cabo el día 31 de enero donde se dieron a conocer las propuestas y licitaciones ganadoras de la exploración y extracción de hidrocarburos de las áreas ubicadas en las provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México. Las áreas contractuales están distribuidas en las principales provincias petroleras del Cinturón Plegado Perdido, Cuenca Salina y Cordilleras Mexicanas. Se encuentran 30 áreas en aguas profundas bajo un contrato de licencia de las cuales 9 áreas forman parte del Cinturón Plegado Perdido, 10 en Cordilleras Mexicanas y 1 en la Plataforma de Yucatán.

Debido a una gran participación y adjudicación de contratos se tendrá una utilidad del 64% al 67.2%, lo que generará un derrame de 93 millones de dólares en los próximos años. Los licitantes se comprometieron a realizar 23 pozos adicionales y el estado recibirá un total de 525 millones de USD derivado de las ofertas ganadoras.

“En la licitación participaron 18 empresas agrupadas en 19 licitantes, 14 de ellos en consorcio y 5 individuales, como resultado se adjudicaron 19 contratos de 29 bloques que fueron ofertados a 11 licitantes”⁵⁹.

Como resultado de la Ronda 2 Licitación 4 quedaron desiertas 10 áreas contractuales en las que no se realizó una propuesta de participación, 3 áreas son del Cinturón Plegado Perdido, 1 área de la Cuenca Salina y 6 áreas de las Cordilleras Mexicanas. Siendo esta última provincia petrolera la que presento menos interés dado que tiene una litología de arena grano medio brechas y un tipo de hidrocarburo de gas seco y gas húmedo. Dentro de las empresas ganadoras fueron la empresa Shell con 9 contratos; en segundo lugar la empresa Petronas afiliada a PC Caligari ganando 6 contratos; en tercer lugar se encuentra la empresa Qatar con 5 contratos; Pemex la empresa productiva del estado ganó 4 contratos con una participación individual y en consorcio.

⁵⁹ Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). Resultados de la ronda 1.4. 07 de junio 2018, de Rondas México.

Conclusiones

- El conocimiento de la normatividad aplicada para los sistemas de producción submarina nos permite identificar los requerimientos, prácticas y recomendaciones para la instalación segura y confiable de los equipos que conforman una arquitectura submarina.
- Conocer los sistemas submarinos de producción que se han aplicado en el mundo proporciona un marco técnico de las distintas tecnologías que se podrían aplicar en México, y permitir en un futuro la innovación de tecnologías.
- La metodología para el diseño de los componentes del sistema submarino de producción requiere del conocimiento de los principales problemas técnicos y operaciones.
- El aseguramiento de flujo mediante sistemas de control nos permite preservar las condiciones correctas en caso de emergencia manteniendo un equilibrio en la protección ambiental y la protección de los equipos.
- Los sistemas submarinos de producción son parte fundamental para la explotación de yacimientos en aguas profundas, la planeación correcta determinará el tipo de arreglo en la arquitectura submarina cumpliendo los requisitos operacionales.
- La planificación del campo debe realizarse contemplando distintos escenarios de acuerdo a la identificación de características y riesgos que se puedan presentar.
- Conocer los requerimientos y recomendaciones de los equipos submarinos es fundamental para tener una base en los próximos desarrollos de campos en aguas profundas para PEMEX.

Recomendaciones

1. El desarrollo de la arquitectura de un campo submarino de producción es integrado por un conjunto de especificaciones, recomendaciones y requisitos que han sido evaluados durante la vida del campo; sin embargo, existen normas que se deben tomar en cuenta para cumplir con las mejores prácticas internacionales en la selección de equipos, instalaciones y accesorios.
En el anexo B se lista las normas ISO que se desarrollaron para la industria petrolera, Normas aplicadas en el diseño e ingeniería de las diferentes etapas del campo.
2. La creación de la Norma Oficial Mexicana aplicada a la industria petrolera especialmente para la explotación en aguas profundas permitirá regular las especificaciones técnicas y operacionales de los sistemas de producción submarino.
3. El desarrollo de campos no convencionales podría ser una parte fundamental para incrementar el potencial de producción en México, aplicando la tecnología de otros países y la creación de tecnologías mexicanas.
4. Con la Reforma Energética se logrará la inclusión de empresas privadas en la explotación de proyectos en México, con ello la transferencia tecnológica, esto permitiría a México prepararse para enfrentar los nuevos retos que puedan surgir en la explotación de campos no convencionales.

Anexo A. Arquitecturas submarinas

La arquitectura submarina consiste en el diseño e instalación de pozos en el lecho marino, un árbol de producción submarino, líneas de flujo, equipos para el control de las instalaciones, entre otros.

Los sistemas de producción submarinos generalmente se distribuyen en diferentes arreglos que permiten la mejor producción del campo hacia la superficie.

Se describen los diferentes tipos de arreglos de sistemas de producción submarinos:

- Pozo satélite. El arreglo de la arquitectura submarina con pozos satelitales consiste en uno o varios pozos submarinos que van conectados desde la base del árbol mediante líneas de flujo y umbilicales de control, que se conectan uno a la vez a cada árbol satélite.
 - Ventajas:
 - No generan un gasto mayor pues no se necesita otra infraestructura.
 - Facilita la operación del ROV.
 - La instalación de pozos es amplia en pozos de baja permeabilidad.
 - Desventajas:
 - Necesita mover el aparejo de producción para alcanzar otro pozo.
 - Requiere de líneas de flujo individuales para cada pozo.

- Pozos Clúster. El arreglo de la arquitectura submarina con pozos clúster son pozos satélite ubicados alrededor de un manifold que colecta y exporta el flujo hacia las instalaciones de producción, el manifold puede alojar entre 2 y 12 pozos permitiendo la producción simultánea de crudo, gas y agua, y majear la inyección de gas o agua.
 - Ventajas:
 - Reducción de tiempos y costos de mantenimiento.

- Desventajas:
 - Dificultad para realizar tratar cada pozo de forma separada o individual.
 - Las operaciones de intervención de un pozo dentro de esta arquitectura pueden alterar o interrumpir la producción de otros pozos conectados.

- Pozos Daisy Chain. El arreglo de la arquitectura submarina con pozos Daisy Chain consiste en dos o más pozos satélites unidos por una línea de flujo en común, los arboles submarinos pueden tener instalado un estrangulador para evitar la pérdida de presión en el flujo.
 - Ventajas:
 - No genera un gasto mayor porque no se necesita otra infraestructura.
 - Comparte las líneas de flujo.
 - Los pozos no están mecánicamente unidos.
 - Se puede tener producción y perforación en forma simultánea.
 - Facilitan la operación del ROV.
 - Desventajas:
 - Posiblemente se necesita estranguladores submarinos en cada pozo.
 - Necesitan mover el aparejo de producción para alcanzar otro pozo.

Ejemplos de arreglos de arquitecturas submarinas

Ejemplo 1.

Para el diseño de la arquitectura submarina A con una plataforma semi-sumergible (Ver fig.A.1) se indican 4 ductos de producción provenientes de cinco campos submarinos, el campo A esta interconectado a través de una línea de flujo al manifold del campo D, ambos campos mandarían su producción en dos líneas de flujo hacia la plataforma. Los campos E y C mandarían su producción a través de dos líneas de flujo, el campo B se interconecta con el campo E a través de dos líneas de flujo.

Los diferentes campos se encuentran desarrollados con arreglos de tipo clúster con un total de 9 pozos, contando con dos umbilicales para el control de cada pozo se requieren 2 flying leads eléctricos y 1 flying lead hidráulico. Se requiere que el umbilical vaya conectado a la SUTA y esta a su vez conectados a la SDU.

Ejemplo 2.

La arquitectura submarina B representa el diseño de una plataforma FPSO (Ver fig.A.2). Se muestran los diferentes componentes de un equipo de producción submarina y distintas conexiones.

Para el desarrollo del “campo 123” se indican 14 pozos productores y 11 pozos inyectoros con arreglos de tipo Daisy-Chain. Se conectarán a 3 líneas de producción y 2 líneas de inyección, contando con dos umbilicales. Para el control de cada pozo se requieren 2 flying leads eléctricos y 1 flying lead hidráulico. Se requiere que el umbilical vaya conectado a la SUTA y esta a su vez conectados a la SDU como se muestra en el diseño de la arquitectura B.

Ejemplo 3.

Para el diseño de la arquitectura submarina C con una plataforma SPAR (ver fig A.3) se indican 5 ductos de producción provenientes de seis campos submarinos, el campo P tiene un solo pozo que está conectado directamente a la línea de producción, mientras el campo Q tiene dos pozos interconectados mediante un arreglo de tipo Daisy-Chain que se conecta directamente a la línea de producción, el campo R tiene un solo pozo con la opción de conectar a un futuro un segundo pozo mediante un arreglo de tipo cluster, los campos S, T y U tienen un pozo cada uno, están conectados a la misma línea de producción con un arreglo Daisy-Chain, cuentan con un umbilical el cual distribuye la energía mediante cinco SUTAs y tres SDUs a los tres campos.

Diseño de la arquitectura submarina con una plataforma semi-sumergible

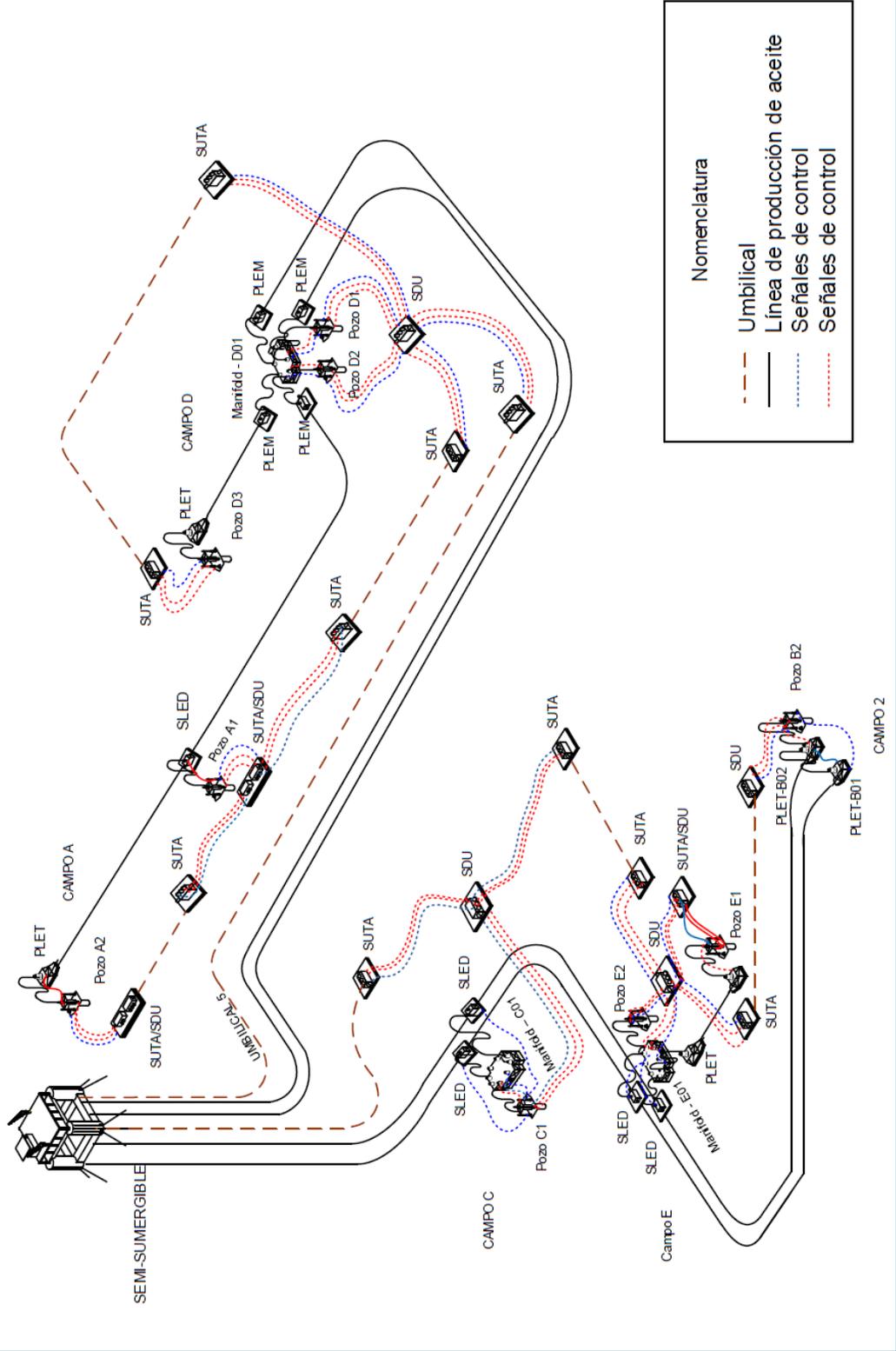


Fig. A.1 Diseño de arquitectura submarina con una plataforma semi-sumergible

Diseño de la arquitectura submarina con una FPSO

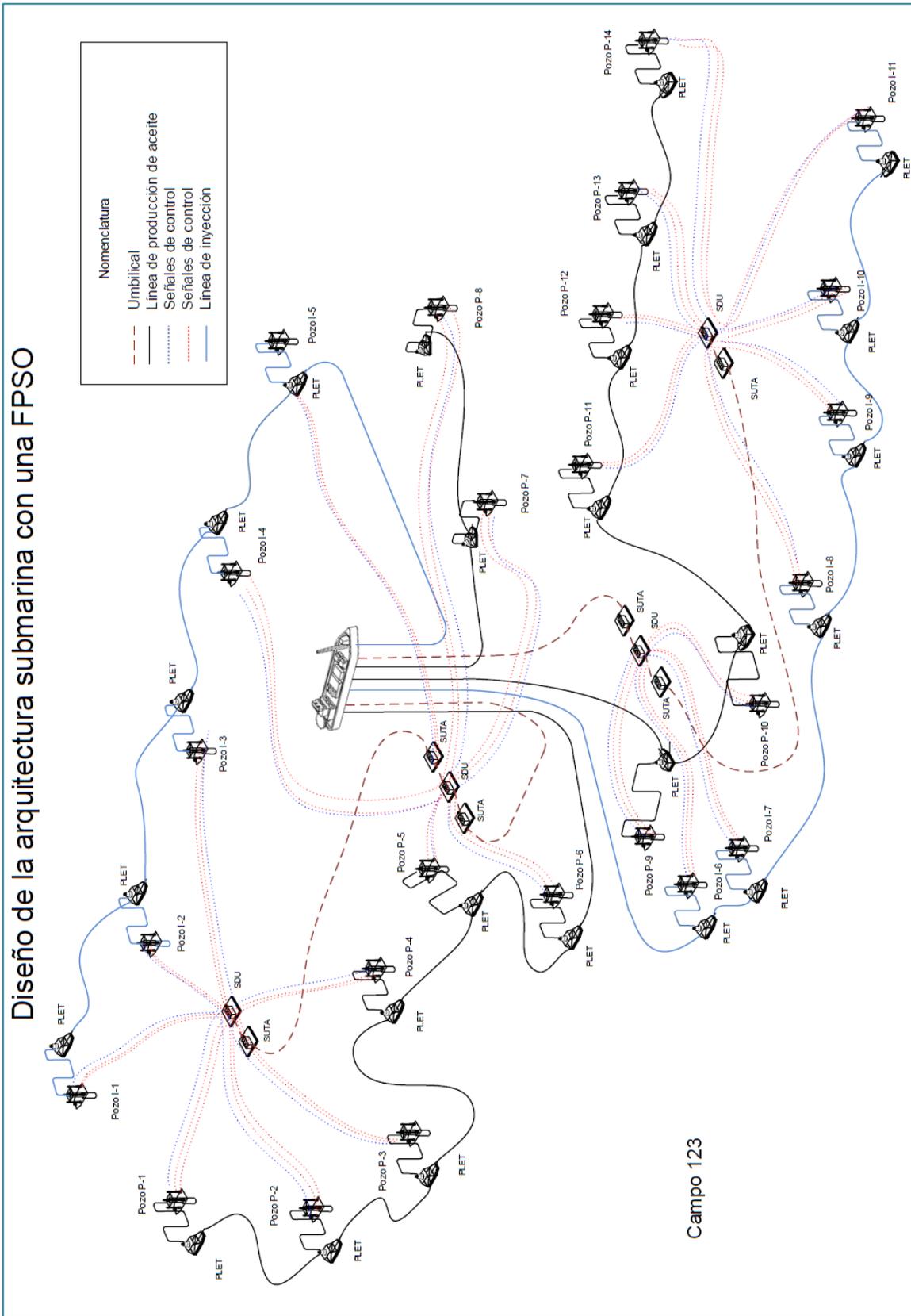


Fig. A.2 Diseño de la arquitectura submarina con una FPSO

Diseño de la arquitectura submarina con una plataforma SPAR

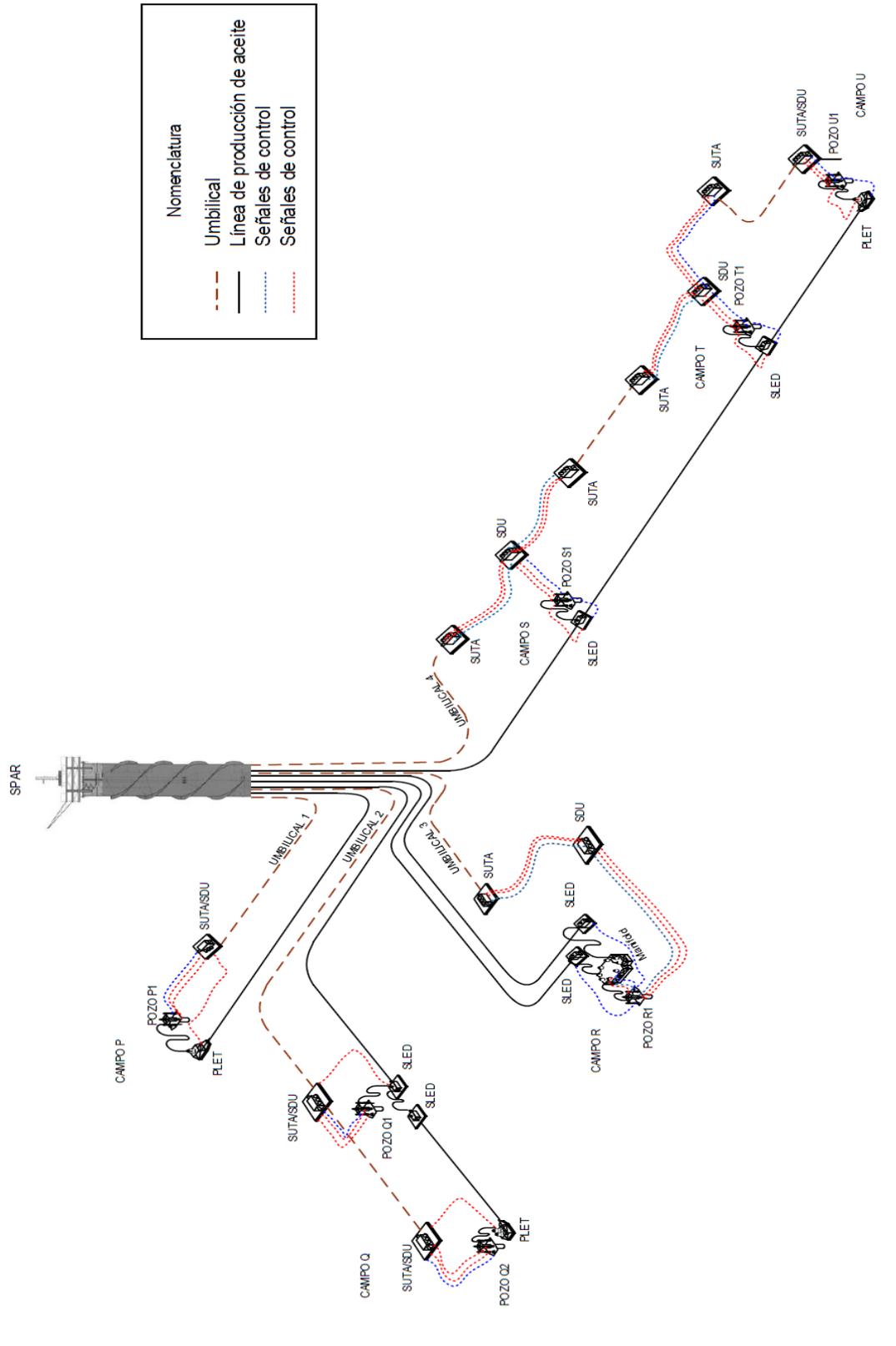


Fig. A.3 Diseño de la arquitectura submarina con una plataforma SPAR

Anexo B. Normas de Referencia Internacional Aplicados a la Industria Petrolera

Tablas B.1 Normas de referencia internacional aplicadas a la industria petrolera⁶⁰

Norma	Título
General	
ISO-13879	Contenido y redacción de una especificación funcional.
ISO-13880	Contenido y redacción de una especificación técnica
ISO-13881	Clasificación y evaluación de conformidad de productos, procesos y servicios
ISO/TS-29001	Sistemas de Gestión de Calidad de la Industria Petroquímica, del Petróleo y del Gas
ISO-14224	Recopilación e intercambio de datos de fiabilidad y mantenimiento de equipos
Materiales para uso en entornos que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas	
ISO-15156-1	Principios generales para la selección de materiales resistentes a la fisuración
ISO-15156-2	Carbono resistente a la fisuración y aceros de baja aleación, y el uso de hierros fundidos
ISO-15156-3	Resistente a la fisuración CRAs (aleaciones resistentes a la corrosión) y otras aleaciones
Costo del Ciclo de Vida	
ISO-15663-1	Metodología
ISO-15663-2	Orientación sobre la aplicación de metodología y métodos de cálculo
ISO-15663-3	Lineamientos de implementación
Sistemas de transporte por tubería	
ISO-13623	Sistemas de transporte por tubería
ISO-13847	Soldadura de tuberías
ISO-14313	Válvulas de tubería
ISO-14723	Válvulas de tubería submarinas
ISO-16708	Métodos de estado límite basados en confiabilidad
ISO-3183	Tubería de acero para sistemas de transporte de tuberías
ISO-21329	Procedimientos de prueba para conectores mecánicos
Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por tuberías	
ISO-15590-1	Curvas de inducción

⁶⁰ International Organization for Standardization, ISO Standards for Use in the Oil & Gas Industry, International Organization for Standardization.

ISO-15590-2	Guarniciones
ISO-15590-3	Bridas
Protección catódica de los sistemas de transporte por tuberías	
ISO-15589-1	Tuberías en tierra
ISO-15589-2	Tuberías costa afuera
Fluidos	
ISO-10414-1	Pruebas de campo de fluidos de perforación-Fluidos base de agua
ISO-10414-2	Pruebas de campo de fluidos de perforación-Fluidos base de aceite
ISO-10416	Fluidos de perforación-Prueba de laboratorio
ISO-13500	Materiales para fluidos de perforación-Especificaciones y ensayos
ISO-13501	Fluidos de perforación
Cementos y materiales para la cementación de pozos	
ISO-10426-1	Especificación
ISO-10426-2	Prueba de cementos de pozos
ISO-10426-3	Prueba de formulaciones de cemento en pozos de aguas profundas
ISO-10426-4	Preparación y prueba de suspensiones de cemento espumoso a presión atmosférica
ISO-10426-5	Determinación de contracción y expansión de formulaciones de cemento de pozo a presión atmosférica
Equipo para la cementación de pozos	
ISO-10427-1	Centralizadores de proa de carcasa
ISO-10427-2	Colocación del centrador y prueba del cuello de parada
ISO-10427-3	Pruebas de rendimiento de equipos de cementación de cementación
Fluidos y materiales de terminación	
ISO-13503-1	Medición de propiedades viscosas de fluidos de terminación
ISO-13503-2	Medición de las propiedades de los apuntalantes utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico y empaque de grava
ISO-13503-3	Prueba de salmueras pesadas
ISO-13503-4	Procedimiento para medir la estimulación y la fuga de fluido en el paquete de grava a condiciones estáticas
ISO-13503-5	Procedimientos para medir la conductividad a largo plazo de los apuntalantes
Equipo de perforación y producción	
ISO-10423	Equipo de cabezal del pozo y árbol de válvulas
ISO-10424-1	Elementos del sistema rotatorio de perforación
ISO-10424-2	Enhebrado y mediciones de conexiones de rosca con brazo giratorio
ISO-13533	Equipo de perforación
ISO-13534	Inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de elevación
ISO-13535	Equipo de elevación

ISO-13625	Acoplamiento verticales de perforación marina
ISO-13626	Estructuras de perforación y mantenimiento
ISO-14693	Equipos de perforación y mantenimiento
ISO-10417	Diseño, instalación, operación y reparación
Equipo de fondo de pozo	
ISO-10432	Equipo de válvula de seguridad subsuperficial
ISO-14310	Empacadores y tapones de puente
ISO-16070	Bloqueo de mandriles y nipples de asentamiento
ISO-17078-1	Mandril de cavidad lateral
Sistemas de bombas de cavidad progresiva para el levantamiento artificial	
ISO-15136-1	Bombas
ISO-15136-2	Sistemas de accionamiento superficial
Diseño y operación del sistema submarino de producción	
ISO-13628-1	Requisitos generales y recomendaciones
ISO-13628-2	Sistemas de tuberías flexibles para aplicaciones submarinas y marinas
ISO-13628-3	Sistemas a través de líneas de flujo
ISO-13628-4	Equipo de cabezales y árboles submarinos
ISO-13628-5	Umbilicales de control submarino
ISO-13628-6	Sistemas de control de producción submarinos
ISO-13628-7	Sistemas verticales de reacondicionamiento/terminación
ISO-13628-8	Interfaces de vehículos operados a distancia (ROV) en sistemas de producción submarinos
ISO-13628-9	Sistemas de intervención de herramientas operadas a distancia (ROT)
ISO-13628-10	Especificaciones para la tubería flexible consolidada
ISO-13628-11	Sistemas de tubería flexible para aplicaciones marinas y submarinas
ISO-13628-15	Estructuras submarinas y manifolds
Tubería de revestimiento y tubería perforación para pozos	
ISO-10405	Cuidado y uso de la tubería de revestimiento
ISO-11960	Tubos de acero para su uso como revestimiento o tubos para pozos
ISO-11961	Tubería de perforación de acero
ISO-15463	Inspección de campo de tubería de perforación nueva, tubería de perforación lisa
ISO-13679	Procedimientos para probar conexiones y la tubería revestimiento
ISO-13680	Tubos sin costura de aleación resistente a la corrosión para uso como tubería de revestimiento, tubería y acoples
ISO-13678	Evaluación y prueba de compuestos de rosca para uso con tubería de revestimiento, tubería, tubería y elementos de vástago de perforación
ISO-15546	Tubería de perforación de aleación de aluminio
Instalaciones de producción costa afuera	

ISO-10418	Análisis, diseño, instalación y prueba de sistemas básicos de seguridad de procesos de superficie
ISO-15544	Requisitos y directrices para la respuesta de emergencia
ISO-17776	Gestión de riesgos graves durante el diseño de nuevas instalaciones
ISO-15138	Calefacción, ventilación y aire acondicionado
Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones de producción costa afuera	
ISO-13702	Requisitos y pautas
Equipo rotatorio	
ISO-10437	Turbinas de vapor-Aplicaciones especiales
Sistemas de lubricación, sellado de ejes, aceite de control y auxiliares	
ISO-10438-1	Requerimientos generales
ISO-10438-2	Sistemas de petróleo para usos especiales
ISO-10438-3	Sistemas de petróleo de uso general
ISO-10438-4	Sistemas de soporte de sello de gas de acción automática
Acoplamiento flexible para la transmisión mecánica de potencia	
ISO-10441	Aplicaciones especiales
ISO-14691	Aplicaciones de uso general
ISO-13691	Unidades de engranajes especiales de alta velocidad
ISO-13709	Bombas centrífugas para industrias petroleras, petroquímicas y de gas natural
ISO-13710	Alternativas de bombas de desplazamiento positivo
ISO-21049	Sistemas de sellado de ejes para bombas centrífugas y rotativas
Industrias petroleras, petroquímicas y de gas natural	
ISO-10439	Compresores centrífugos
ISO-10442	Compresores de aire centrífugos con engranajes integrados
ISO-13631	Compresores de gas reciprocantes empaquetados
ISO-13707	Compresores alternativos
Compresores de desplazamiento positivo de tipo rotativo	
ISO-10440-1	Compresores de proceso
ISO-10440-2	Compresores de aire empaquetados (sin aceite)
Turbinas de gas - Adquisiciones	
ISO-3977-1-9	Aplicaciones para industrias de petróleo y gas natural
Equipo estático	
ISO-13703	Diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de producción offshore
Tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP)	
ISO-14692-1	Vocabulario, símbolos, aplicaciones y materiales
ISO-14692-2	Calificación y fabricación
ISO-14692-3	Diseño de sistemas

ISO-14692-4	Fabricación, instalación y operación
ISO-15649	Tubería
ISO-13704	Cálculo del espesor del tubo calentador en las refinerías de petróleo
ISO-13705	Calentadores despedidos para el servicio de refinería general
ISO-13706	Intercambiadores de calor refrigerados por aire
ISO-15547-1	Intercambiadores de calor de placa y marco
ISO-15547-2	Intercambiadores de calor de aleta de aluminio soldadas
ISO-16812	Intercambiadores de calor de carcasa y tubo
ISO-10434	Válvulas de compuerta de acero con bonete atornillado para las industrias petrolera, petroquímica y afines
ISO-15761	Compuerta de acero, globo y válvulas de retención para tamaños DN 100 y menores, para las industrias del petróleo y gas natural
ISO-17292	Válvulas de bola de metal para petróleo, petroquímica e industrias afines
Estructuras costa afuera	
ISO-19900	Requisitos generales para estructuras costa afuera
ISO-13819-2	Estructuras de acero fijas
ISO-19902	Estructuras costa afuera de acero fijas
ISO-19903	Instalaciones costa afuera de hormigón fijas
ISO-19904-1	Estructuras flotantes en alta mar
Requisitos específicos para estructuras costa afuera	
ISO-19901-1	Diseño metaoceánico y consideraciones de operación
ISO-19901-2	Procedimientos y criterios de diseño sísmico
ISO-19901-4	Consideraciones de diseño geotécnico y de cimentación
ISO-19901-5	Control de peso durante la ingeniería y la construcción
ISO-19901-7	Sistemas de mantenimiento de estaciones para estructuras marinas flotantes y unidades móviles en alta mar

Bibliografía

- Bagué Maceo, O., & Reyes Paredes, O. (2001). *Tecnologías Petroleras a Utilizar en la Exploración y Producción de Petróleo en Aguas Profundas*. Cuba: Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET).
- Barbosa, F. (2008). Situación Actual de Pemex en las Aguas Profundas del Golfo de México. *ECONOMÍAunam*, 66-82.
- Comision Nacional de Hidrocarburos. (7 de junio de 2018). *Rondas México*. Obtenido de https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/trion_fichas_aguas_profundas.pdf
- Cummings, R., García, C., Hawthorn, A., Holicek, R., Dribus, J. R., & Haslin, L. (2014). Más Allá de las Profundidades: Los Desafíos de la Región de Aguas Ultra-Profundas. *Oilfield Review*, 36-49.
- Del Río Monges Jaime, R. R. (2016). Análisis de la Reforma Energética. Instituto Belisario Domínguez.
- Forbes Staff. (5 de Diciembre de 2016). *Forbes México*. Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/empresas-ganadoras-ronda-1-4/>
- Franco, G. (2017). Seguridad Jurídica en la Industria de los Hidrocarburos. *Petróleo y Energía*, 48-50.
- Guzmán Rodríguez, A. (6 de Junio de 2018). *Contratos o Concesiones*. Obtenido de <https://www.energiaadebate.com/%c2%bfcontratos-o-concesiones/>
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2010). Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. *Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas*, 4-14.
- International Organization for Standardization. (2000). *ISO 13628-3:2000 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 3: Through flowline (TFL) systems*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2000). *ISO 13628-9:2000 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 9: Remotely Operated Tool (ROT) intervention systems*. International Organization for Standardization.

- International Organization for Standardization. (2002). *ISO 13628-8:2002 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2005). *ISO 13628-1:2005 Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 1: General requirements and recommendations*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2005). *ISO 13628-10:2005 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 10: Specification for bonded flexible pipe*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2005). *ISO 13628-7:2005 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 7: Completion/workover riser systems*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2006). *ISO 13628-2:2006 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 2: Unbonded flexible pipe systems for subsea and marine applications*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2006). *ISO 13628-6:2006 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 6: Subsea production control systems*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2007). *ISO 13628-11:2007 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 11: Flexible pipe systems for subsea and marine applications*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2009). *ISO 13628-5:2009 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 5: Subsea umbilicals*. International Organization for Standardization.
- International Organization for Standardization. (2010). *ISO 13628-4:2010 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 4: Subsea wellhead and tree equipment*. International Organization for Standardization.

- International Organization for Standardization. (2011). *ISO 13628-15:2011 Petroleum and Natural Gas Industries -- Design and Operation of Subsea Production Systems -- Part 15: Subsea structures and manifolds*. International Organization for Standardization.
- Lara Leonel, B. F. (26 de Junio de 2018). *Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo*. Obtenido de http://www.ai.org.mx/sites/default/files/18.aguas_profundas.pdf
- Petróleos Mexicanos . (2015). Resultados de Actividades de Exploración 2015. *PEMEX Exploración Producción*, pag. 3.
- Petróleos Mexicanos. (2010). Documento Rector para el Diseño Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación. *Guía General VCD PEP*.
- Petróleos Mexicanos. (2013). *Perspectivas de Desarrollo para Campos Descubiertos en Aguas Profundas en México*. México: Pemex Exploración Producción.
- Rodríguez, E. (2011). Planeación de la Explotación de Campos en Aguas Profundas. *XI Congreso Anual AMEE*, (págs. 1-23).
- Schlumberger-Cameron. (2007). *Deepwater Development*. Texas, EUA: Schlumberger-Cameron.
- Umut Ozdogan, A. C., Sullivan Glaser, K., Jalali, Y., & Riding, M. (2009). Un Plan para Exitosas Operaciones en Aguas Profundas. *Oilfield Review*, 26-35.
- Vielma Lobo, L. (2010). La India se Convierte en Referencia. *Global Energy*, 14.