



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**EXPLOTACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS
EN AGUAS PROFUNDAS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

OSCAR SÁNCHEZ CASAS

DIRECTOR DE TESIS:

DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI GÓMEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. NOVIEMBRE 2012





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-885

SR. OSCAR SÁNCHEZ CASAS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Martha L. Cecopieri Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EXPLOTACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS

ABSTRACT
RESUMEN
INTRODUCCIÓN
ÍNDICE DE FIGURAS
ÍNDICE DE TABLAS
I PERSPECTIVA DE AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL
II CICLO DE VIDA DE PROYECTOS EN AGUAS PROFUNDAS
III SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA AGUAS PROFUNDAS
IV RISERS Y DUCTOS
V SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
VI RETOS TÉCNICOS Y PROBLEMÁTICA EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
TERMINOLOGÍA
BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 6 de Septiembre del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE-ICH-11/12



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA


Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de SANCHEZ CASAS OSCAR, registrado con número de cuenta 301200037 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

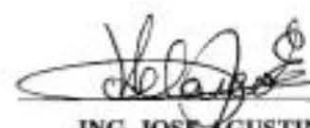

DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO


DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI
GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 30 OCT 2012

FECHA DE ACEPTACIÓN: 30 OCT '12


DR. NESTOR MARTINEZ ROMERO


ING. JOSE AGUSTIN VELASCO
ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 30/10/12

FECHA DE ACEPTACIÓN: 29/10/2012


ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 29/10/2012

FECHA DE EMISIÓN : 26 de Octubre de 2012

FEX-2
RM

A la memoria de mis tíos. . .

Oscar Casas Quintos

Jorge Casas Quintos

Y mis abuelos. . .

Inés Quintos Serrano

José Casas Adalid

José Sánchez Treviño

AGRADECIMIENTOS

A mis padres.

Por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente y por el sacrificio que han hecho todos estos años para que yo salga adelante. Por su apoyo en todo momento, por sus consejos, su cariño y su paciencia. Gracias por estar pendiente de mí durante todo el transcurso de mi carrera. Gracias mamá, por ser uno de mis pilares por los cuales he seguido adelante, por tus palabras y tus cuidados, y sobre todo por tu ejemplo de seguir adelante y sonreír cuando las cosas no marchaban bien. Gracias papá, por salir todos los días a partirme el alma y por ser el sustento de la familia. Gracias por el sacrificio que has hecho para que tanto mi hermano como yo tengamos educación.

A mis hermanos Karen y César.

Gracias César por servirnos de ejemplo a Karen y a mí, por ser un hombre de bien y salir adelante a pesar de los obstáculos que se te han puesto en tu camino. Gracias Karen por haberme permitido aconsejarte todo este tiempo y por los momentos de risas y alegrías que hemos compartido todos estos años. Qué te sirvamos de ejemplo César y yo, para que salgas adelante en tu carrera. Los quiero.

A mi familia.

Por sus palabras, consejos y su apoyo. A mis primas, que este logro las impulse a salir adelante y continúen preparándose académicamente y sean niñas de bien. Y sobre todo seamos un ejemplo para ustedes Arturo, Jenny, César, Lorena, Liliana y Zaily, para que logren sus sueños.

A Tere.

Por tus palabras, tu cariño y tu apoyo. Gracias por sacarme adelante para ver uno de mis sueños realizado, sin ti no hubiera sido posible ver terminado este trabajo. Gracias peque.

A mis Sinodales.

Por su tiempo, dedicación y enseñanzas. Gracias a mi directora de Tesis, la **Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez** por haberme brindado la oportunidad de trabajar con ella. Gracias al **Ing. Hermilo Montes San Cristobal** por haberme brindado su tiempo y su esfuerzo para poder complementar mi trabajo.

A mi Universidad.

Agradezco profundamente a la **Universidad Nacional Autónoma de México** por haberme permitido desarrollar tanto académica como humanísticamente en su campus. A mi querida **Facultad de Ingeniería**, por los conocimientos, enseñanzas y momentos que viví en sus aulas y sus pasillos. Es un honor haber pertenecido a la mejor Universidad de México.

ÍNDICE

Índice de figuras.	IV.
Índice de tablas.	VII.
Abstract.	VIII.
Resumen.	IX.
Introducción.	1.
Capítulo I Perspectiva de aguas profundas a nivel mundial.	
1.1 Perspectiva global en el ámbito de aguas profundas.	7.
1.1.1 Situación actual de África.	8.
1.1.2 Situación actual de Asia.	12.
1.1.3 Situación actual de Oceanía.	14.
1.1.4 Situación actual de Europa.	15.
1.1.5 Situación actual de América.	16.
Capítulo II Ciclo de vida de proyectos en aguas profundas.	
2.1 Evaluación de potencial.	28.
2.1.1 Geología superficial.	30.
2.1.2 Gravimetría.	30.
2.1.3 Magnetometría.	31.
2.1.4 Estudios geoquímicos.	31.
2.1.5 Sísmica 2D.	32.
2.1.6 Análisis y evaluación de plays.	33.
2.1.7 Sísmica 3D.	33.
2.1.8 Sísmica 4D.	34.
2.2 Incorporación de reservas.	35.
2.2.1 Métodos volumétricos.	35.
2.2.2 Métodos de balance de materia.	37.
2.2.3 Cálculo del volumen original en base a pruebas de presión-producción.	38.
2.2.4 Clasificación de reservas.	38.
2.3 Caracterización y delimitación de yacimientos.	41.
2.3.1 Caracterización de yacimientos.	41.
2.3.2 Delimitación de yacimientos.	44.
2.4 Desarrollo inicial.	45.
2.4.1 Planeación y diseño de la perforación.	46.
2.5 Comportamiento primario.	47.
2.5.1 Análisis nodal.	48.
2.6 Recuperación secundaria.	49.
2.7 Recuperación mejorada.	50.
2.7.1 Clasificación de métodos de recuperación mejorada.	51.
2.8 Abandono de campos.	52.
2.8.1 Abandono de pozos.	52.
2.8.1.1 Tipos de abandono de pozos.	54.
2.8.2 Abandono de ductos.	55.
2.8.3 Abandono de plataformas e infraestructura superficial.	55.

Capítulo III Sistemas de perforación y producción para aguas profundas.

3.1 Sistemas flotantes de perforación y producción.	57.
3.1.1 Plataforma semisumergible.	58.
3.1.2 Plataforma TLP.	61.
3.1.3 Boya Spar.	62.
3.1.4 Buque perforador.	64.
3.1.5 Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).	65.
3.2 Fuerzas ambientales y movimientos de los sistemas flotantes.	70.
3.2.1 Viento.	71.
3.2.2 Corrientes.	72.
3.2.3 Mareas.	73.
3.2.4 Oleaje.	74.
3.3 Sistemas de anclaje.	74.
3.3.1 Criterios de selección del sistema de anclaje.	76.
3.3.2 Sistema de posicionamiento dinámico.	77.

Capítulo IV Risers y Ductos.

4.1 Risers.	80.
4.2 Tipos de risers.	82.
4.2.1 Riser de perforación.	82.
4.2.2 Riser de terminación.	82.
4.2.3 Riser de producción.	83.
4.3 Configuraciones de los risers de producción.	84.
4.3.1 Riser flexible.	85.
4.3.2 Riser rígido.	86.
4.3.3 Riser híbrido.	86.
4.4 Elementos del riser.	87.
4.4.1 Accesorios del riser.	96.
4.5 Condiciones ambientales sobre el sistema riser de perforación-producción.	100.
4.5.1 Cargas ambientales.	100.
4.5.2 Análisis dinámico.	101.
4.5.3 Problemática.	103.
4.6 Ductos.	105.
4.6.1 Consideraciones de diseño.	106.
4.6.2 Fabricación.	107.
4.6.3 Problemática.	107.
4.6.4 Tendido de las líneas de conducción.	110.
4.6.4.1 Técnica de tendido de ductos en S.	112.
4.6.4.2 Técnica de tendido de ductos en J.	113.
4.6.5 Monitoreo de las líneas de conducción.	114.

Capítulo V Sistema submarino de producción en aguas profundas.

5.1 Funcionamiento del sistema submarino de producción.	117.
5.2 Componentes de un sistema submarino de producción.	118.
5.2.1 Árbol submarino.	119.

5.2.2	Manifold.	120.
5.2.3	Líneas de flujo.	121.
5.2.4	Jumpers.	122.
5.2.5	Umbilicales.	123.
5.2.6	In line sled.	124.
5.2.7	Unidades de terminación e interface.	124.
5.3	Sistema de control submarino.	124.
5.3.1	Sistema de control hidráulico directo.	126.
5.3.2	Sistema de control hidráulico piloto.	127.
5.3.3	Sistema de control hidráulico secuenciado.	127.
5.3.4	Sistema de control electrohidráulico multiplex.	128.
5.4	Aseguramiento de flujo.	129.
5.4.1	Hidratos de gas.	130.
5.4.2	Parafinas.	130.
5.4.3	Asfaltenos.	131.
5.4.4	Incrustaciones.	133.
Capítulo VI Retos técnicos y problemática en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.		
6.1	Introducción.	134.
6.2	Retos y problemática en campos en aguas profundas.	134.
6.2.1	Pérdida de circulación.	136.
6.2.2	Estabilidad del agujero.	143.
6.2.3	Flujo de agua y gas.	144.
6.2.4	Cementación de aguas profundas.	145.
6.2.5	Tubería atascada.	146.
6.2.6	Efectos de la presión y la temperatura.	147.
6.2.7	Aseguramiento del flujo.	153.
6.2.8	Optimización de la hidráulica.	158.
6.2.9	Hidratos de gas.	158.
6.2.10	Problemas ambientales.	165.
6.2.11	Tratamiento de residuos.	166.
6.2.12	Fluidos de perforación y terminación.	169.
6.2.13	Logística.	170.
Conclusiones y recomendaciones.		172.
Terminología.		174.
Bibliografía.		176.

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1** Fuentes de energía primaria en el mundo.
- Figura 2** Capacidad instalada total de generación con fuentes no fósiles.
- Figura 3** Reservas de hidrocarburos en México.
- Figura 4** Ciclo de portafolio de proyectos de Pemex Exploración y Producción.
- Figura 5** Producción global de petróleo, en tierra y en el mar.
- Figura 6** Producción esperada en aguas profundas en el horizonte 2017-2025.
- Figura 1.1** Infraestructura en el Golfo de México del lado estadounidense.
- Figura 1.2** Zona cubana potencial de petróleo en aguas profundas.
- Figura 1.3** Principales cuencas petroleras de Brasil.
- Figura 1.4** Recursos prospectivos en México.
- Figura 1.5** Cuencas profundas en el Golfo de México.
- Figura 2.1** Ciclo de vida de un yacimiento petrolero.
- Figura 2.2** Sistema petrolero.
- Figura 2.3** Representación de un levantamiento sísmico 3D.
- Figura 2.4** Clasificación de las reservas de hidrocarburos.
- Figura 2.5** Diagrama de flujo de un estudio de simulación.
- Figura 2.6** Límites Convencionales.
- Figura 2.7** Límites Físicos.
- Figura 2.8** Principales nodos solución para el análisis nodal.
- Figura 2.9** Inyección de gas en la cresta.
- Figura 2.10** Inyección periférica de agua.
- Figura 2.11** Producción mundial de petróleo por fuente.
- Figura 2.12** Un pozo antes y después del abandono.
- Figura 3.1** Evolución de los equipos de perforación y producción marinos.
- Figura 3.2** Plataforma semisumergible.
- Figura 3.3** Componentes de una plataforma semisumergible.
- Figura 3.4** Principales componentes de una TLP.
- Figura 3.5** Tipos de plataformas SPAR.
- Figura 3.6** Instalación de una plataforma SPAR.
- Figura 3.7** Principales componentes de una plataforma SPAR.
- Figura 3.8** Buque perforador británico Stena Drillmax.
- Figura 3.9** Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).
- Figura 3.10** Principales componentes de un sistema FPSO.
- Figura 3.11** FSO Ta'kuntah y FPSO Yuum K'ak'Náab.
- Figura 3.12** Condiciones meteorológicas y oceanográficas sobre un sistema de producción.
- Figura 3.13** Comportamiento oceanográfico.
- Figura 3.14** Cadena para anclar sistemas flotantes.
- Figura 3.15** Sistema de anclaje combinado.
- Figura 3.16** Elementos básicos de posicionamiento dinámico.
- Figura 3.17** Diagrama de flujo del sistema de control para posicionamiento dinámico.
- Figura 4.1** Composición de sistema riser.
- Figura 4.2** Construcción de la Carcasa de presión y la Carcasa de tensión.
- Figura 4.3** Riser de perforación.
- Figura 4.4** Típico sistema riser para terminación y reparación.
- Figura 4.5** Clasificación de los risers marinos.
- Figura 4.6** Riser flexible.

Figura 4.7 Riser rígido.
Figura 4.8 Riser híbrido.
Figura 4.9 Componentes del sistema riser de Perforación.
Figura 4.10 Conectores y líneas de matar y estrangular.
Figura 4.11 Conector bridado.
Figura 4.12 Junta telescópica.
Figura 4.13 Tipos de juntas.
Figura 4.14 Conectores de riser marino.
Figura 4.15 Anillos tensionadores.
Figura 4.16 Válvula de autollenado.
Figura 4.17 Conjunto inferior del riser marino.
Figura 4.18 Componentes del sistema riser.
Figura 4.19 Sistema desviador de flujo.
Figura 4.20 Sistema para suspender el riser marino en el piso de la plataforma.
Figura 3.21 Conectores para las líneas de estrangular y de matar.
Figura 4.22 Configuración del top tensioned riser (TTR).
Figura 4.23 Esfuerzos de las corrientes marinas y el oleaje sobre el sistema de risers.
Figura 4.24 Principales fuerzas que actúan sobre los riser y ductos.
Figura 4.25 Presencia de corrosión en las líneas marinas.
Figura 4.26 Efecto de vibración inducida de vorticidad VIV sobre los risers.
Figura 4.27 Líneas de conducción.
Figura 4.28 Revestimiento de resina epóxica adherido por fusión.
Figura 4.29 Deflectores del tubo.
Figura 4.30 Tramo sin apoyo.
Figura 4.31 Configuración de tendido en S.
Figura 4.32 Configuración de tendido en J.
Figura 4.33 Sistema de producción del campo Dalia.
Figura 5.1 Sistemas submarinos de producción.
Figura 5.2 Operación de un sistema submarino de producción.
Figura 5.3 Componentes de un sistema submarino de producción.
Figura 5.4 Árbol de producción submarino.
Figura 5.5 Manifold.
Figura 5.6 Líneas de flujo.
Figura 5.7 Jumper marino rígido.
Figura 5.8 Umbilicales marinos.
Figura 5.10 Unidades de terminación.
Figura 5.11 Elementos que componen el sistema de control submarino.
Figura 5.12 Sistema de control hidráulico directo.
Figura 5.13 Sistema de control hidráulico piloto.
Figura 5.14 Sistema de control hidráulico secuenciado.
Figura 5.15 Sistema de control electrohidráulico multiplex.
Figura 5.16 Envoltorio de precipitación de asfaltenos.
Figura 5.17 Daños a la matriz.
Figura 6.1 Zonas de pérdida de circulación
Figura 6.2 Materiales más empleados para el control de pérdidas de circulación.
Figura 6.3 Gradiente de fractura en aguas profundas.
Figura 6.4 Mediciones de la presión anular obtenidas en tiempo real.
Figura 6.5 Tecnología de perforación con doble gradiente.

-
-
- Figura 6.6** Zonas con flujo de agua.
- Figura 6.7** Diagrama de fases.
- Figura 6.8** Gráfica profundidad vs temperatura del lecho marino en el Golfo de México.
- Figura 6.9** Comparación de los tipos de perforación.
- Figura 6.10** Muestreo de fluidos compensado por presión.
- Figura 6.11** Molécula de un hidrato de gas.
- Figura 6.12** Estructuras más comunes que presentan los hidratos de gas.
- Figura 6.13** Formación de un hidrato sólido.
- Figura 6.14** Georriesgos presentes en aguas profundas.
- Figura 6.15** Curvas de estudio de hidratos de gas.
- Figura 6.16** Estudio de la formación de los hidratos con registros geofísicos y análisis 2D.
- Figura 6.17** Método de inyección térmica.
- Figura 6.18** Método de inyección de inhibidores.
- Figura 6.19** Filosofía de la inyección de los recortes.

ÍNDICE DE TABLAS.

- Tabla 1.1** Campos de Nigeria en aguas profundas.
Tabla 1.2 Campos de Angola en aguas profundas.
Tabla 1.3 Campos de Guinea Ecuatorial en aguas profundas.
Tabla 1.4 Campos del Congo en aguas profundas.
Tabla 1.5 Campos de Mauritania en aguas profundas.
Tabla 1.6 Campos de Costa de Marfil en aguas profundas.
Tabla 1.7 Campos de Ghana en aguas profundas.
Tabla 1.8 Campos de Egipto en aguas profundas.
Tabla 1.9 Campos de Indonesia en aguas profundas.
Tabla 1.10 Campos de Filipinas en aguas profundas.
Tabla 1.11 Campos de Malasia en aguas profundas.
Tabla 1.12 Campos de Japón en aguas profundas.
Tabla 1.13 Campos de India en aguas profundas.
Tabla 1.14 Campos de Israel en aguas profundas.
Tabla 1.15 Campos de Australia en aguas profundas.
Tabla 1.16 Campos de Noruega en aguas profundas.
Tabla 1.17 Campos de Reino Unido en aguas profundas.
Tabla 1.18 Campos de Albania en aguas profundas.
Tabla 1.19 Campos de Italia en aguas profundas.
Tabla 1.20 Campos de Brasil en aguas profundas.
Tabla 1.21 Pozos de México en aguas profundas.
Tabla 2.1 Fuentes de información en la caracterización de yacimientos.
Tabla 2.2 Programa de perforación.
Tabla 2.3 Tipos de abandono de pozos.
Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes de producción.
Tabla 3.2 Condiciones meteorológicas y situación de operaciones en el Golfo de México.
Tabla 4.1 Ventajas y desventajas de los sistemas risers flexibles.
Tabla 4.2 Ventajas y desventajas de los sistemas risers rígidos.
Tabla 4.3 Ventajas y desventajas de los sistemas híbridos.

ABSTRACT

The standard of living and splendid comfort we now enjoy, was made possible by the intensive use of energy from oil. Everything we do now needs oil. The world consumes about 85 million barrels of oil a day, but today most of the reserves of oil fields located in different regions of the world are declining, while its return factor is maintained or even reduced.

Although progress has been made in the use of alternative energy: solar, wind, hydro, geothermal, nuclear, tidal, biofuels, nothing can replace the colossal amount of energy that comes from oil.

The decline in reserves and the slow development of alternative energy, has prompted the international oil industry to venture into the sea in ever deeper waters in search of new deposits, making drilling and production records at depths near 3,000 m.

The exploitation of offshore oil, represents a third of world production is estimated that this trend will increase to continue the search for oil and gas located in deepwater and ultra-deep. Moreover, recent data indicate that more than half of the discoveries made during the last ten years have been on offshore fields, bringing the fields in deep and ultra-deep 41% of new reserves.

Only in the last five years there have been discoveries of giant fields, with reserves of approximately 41 thousand million barrels (MMMb) in deep waters of Brazil, United States, Angola, Australia, India, Nigeria, Ghana and Malaysia.

In order to develop the prospective resources located in the Gulf of Mexico basin deep; from 2008 PEMEX began a strategy that considers the development of three projects: Southern Gulf of Mexico, Gulf of Mexico Area B and Perdido Area. Also in 2010, it were analyzed 16,821 square kilometers of deep water through three-dimensional seismic studies as a basis for the definition of new locations and prospects.

According to geological and geophysical studies conducted to date, it is estimated that Mexico has a prospective resource of 29.5 thousand million barrels of oil equivalent (MMMboe), representing almost 60% of the total prospective resources of the country.

To date 16 wells have been drilled, Seven of which have discovered gas and one heavy oil, adding reserves by 470 million barrels of oil equivalent (MMboe), of which 101 are (MMboe) proved reserves type 1P.

RESUMEN

El nivel de vida y el espléndido confort del que ahora disfrutamos, ha sido posible gracias al uso intensivo de la energía proveniente del petróleo. Todo lo que hacemos ahora necesita del petróleo. En el mundo se consumen aproximadamente 85 millones de barriles de petróleo cada día, sin embargo, actualmente la mayoría de las reservas de los campos petroleros ubicados en las diferentes regiones del mundo están declinando, mientras que su factor de restitución se mantiene o inclusive disminuye.

A pesar de que se han realizado avances en el uso de energías alternativas: solar, eólica, hidráulica, geotérmica, nuclear, maremotriz, biocombustibles; nada puede sustituir el colosal volumen de energía que proviene del petróleo.

La disminución de reservas y el lento desarrollo de energías alternas, ha motivado a la industria petrolera internacional a incursionar en el mar en aguas cada vez más profundas en la búsqueda de nuevos yacimientos, logrando records de perforación y producción en profundidades próximas a los 3,000 m.

La explotación de hidrocarburos costa afuera, representa un tercio de la producción mundial y se estima que ésta tendencia se incrementará al continuar con la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas localizados en aguas profundas y ultra-profundas. Además, datos recientes indican que más de la mitad de los descubrimientos efectuados durante los últimos diez años corresponden a yacimientos costa afuera, aportando los campos en aguas profundas y ultra-profundas el 41 % de las nuevas reservas.

Tan solo en los últimos cinco años se han efectuado hallazgos de campos gigantes, con reservas de aproximadamente 41 mil millones de barriles (MMMb) en aguas profundas de Brasil, Estados Unidos, Angola, Australia, India, Nigeria, Ghana y Malasia.

Con el fin de desarrollar los recursos prospectivos localizados en la cuenca del Golfo de México profundo, a partir del 2008 PEMEX inició una estrategia que considera el desarrollo de tres proyectos: Golfo de México Sur, Golfo de México B y Área Perdido. Además en 2010, se analizaron 16,821 kilómetros cuadrados de aguas profundas a través de estudios de sísmica tridimensional como base para la definición de nuevas localizaciones y prospectos.

De acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos realizados a la fecha, se estima que México cuenta con un recurso prospectivo de 29.5 mil millones de barriles de crudo equivalente, que representa casi el 60 % del total de los recursos prospectivos del país.

A la fecha se han perforado 16 pozos. Se han descubierto 7 pozos de gas y uno de aceite pesado, incorporando reservas por 470 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de los cuales 101 (MMbpce) son reservas probadas 1P. ^[PEMEX 2011]

INTRODUCCIÓN

El lento desarrollo de fuentes de alternativas de energía ha mantenido hasta la actualidad a los hidrocarburos como la principal fuente de energía a nivel mundial; sin embargo, la producción global de petróleo y gas desde hace años ha iniciado su declinación, no así la demanda de energéticos que sigue en continuo ascenso. Se estima que los hidrocarburos aportan más del 80 % del abasto de energía a nivel mundial. Es por ello la necesidad de explorar y desarrollar los campos petroleros ubicados en aguas profundas y ultraprofundas con el objetivo de seguir satisfaciendo la demanda de energía.

A pesar de que se han realizado avances en el uso de energías alternativas: solar, eólica, hidráulica, geotérmica, nuclear, maremotriz y biocombustibles; la participación de las fuentes no fósiles sigue siendo reducida, únicamente el 8.2 % de la producción total de energía primaria se realizó con fuentes no fósiles en 2011, y se espera que para el año 2035 aumente a 15 % sin considerar la energía hidráulica. ^[SENER 2012]

En el 2000 la energía proveniente de las fuentes fósiles: petróleo, gas natural y carbón, representaba 92 % de la producción total de energía primaria en nuestro país, principalmente el petróleo con un 70 % y el gas natural con 20 % ^[SENER 2012]. La dependencia del sector de hidrocarburos se espera que disminuya a nivel mundial de 81 % en 2010 a 75 % en 2035 según el World Energy Outlook 2011. En la figura 1 se muestra el comportamiento de las principales fuentes de energía a nivel mundial desde la década de los ochenta hasta el año 2008.

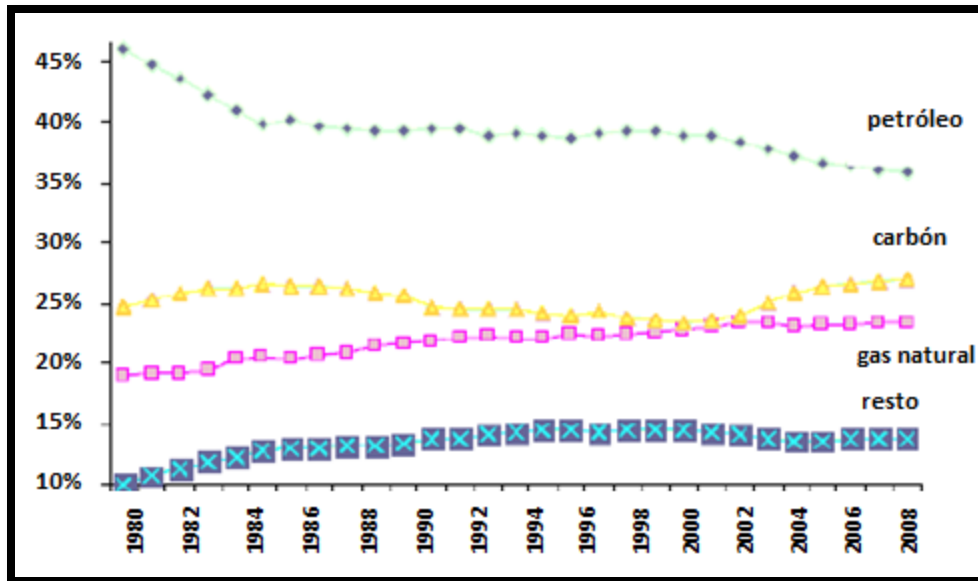


Figura 1 Fuentes de energía primaria en el mundo. ^[www.econlink.com.ar]

Por su situación geográfica, México cuenta con un gran potencial de recursos renovables, sin embargo, no se ha explotado aún su potencial para disminuir la demanda de hidrocarburos. La Secretaría de Energía contempla una participación del 65 % de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica en el 2024, del 60 % en el 2035 y del 50 % en el 2050. Actualmente

México cuenta con alrededor de 62,699 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, lo que sigue siendo insuficiente para satisfacer los requerimientos de energía que demanda el país. En la Figura 2 se presenta la capacidad efectiva de generación eléctrica en Megawatts que genera el país anualmente proveniente de las diversas fuentes de energía. ^[SENER 2012]

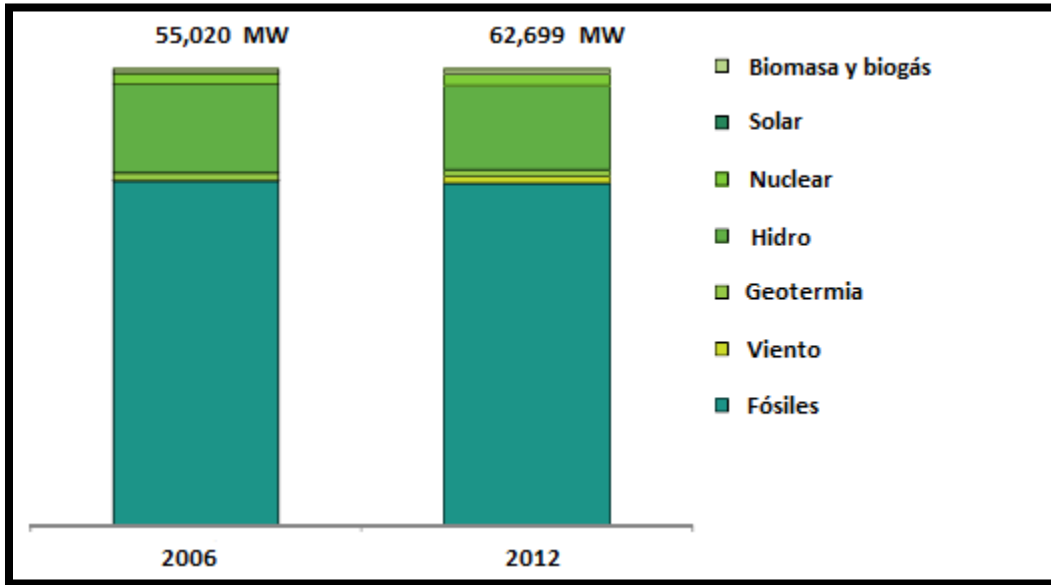


Figura 2 Capacidad efectiva de generación eléctrica 2006-2012 (Megawatts). ^[SENER 2012]

Aunado a lo anterior, desde hace años, la producción de crudo en nuestro país ha disminuido debido a la declinación natural de los campos petroleros, en particular Cantarell, el cual se estima que pasará de 444 miles de barriles diarios (Mbd) este año, a 150 Mbd en 2026, y se mantendrá como el segundo proyecto más importante, después del proyecto Ku-Maloob-Zaap, por lo menos hasta 2018. ^[PEMEX 2011]

Por su parte el proyecto integral Ku-Maloob-Zaap, es actualmente el más importante del país en la producción de crudo, representando el 34 % de la producción total. Se estima que alcanzará su producción máxima en el año 2013 con un volumen de 927 mil barriles por día (Mbd) e iniciará su etapa de declinación para el año 2014. ^[SENER 2011]

El proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) se encuentra en una fase inicial de desarrollo, por lo que su nivel de producción se estima crecerá de 44 Mbd a 377 Mbd entre 2010 y 2025, convirtiéndose en el proyecto de mayor aportación superando a Ku-Maloob-Zaap a partir del 2022. En la Figura 3 se visualiza la disminución de las reservas en el país desde la década de los noventa hasta la actualidad.

Actualmente, la mayoría de los campos petroleros de México, se encuentran en estado avanzado de explotación. Prueba de ello es que del total de la producción de aceite en 2011, 90 % provino de campos descubiertos hace 20 años o más. ^[SENER 2011]

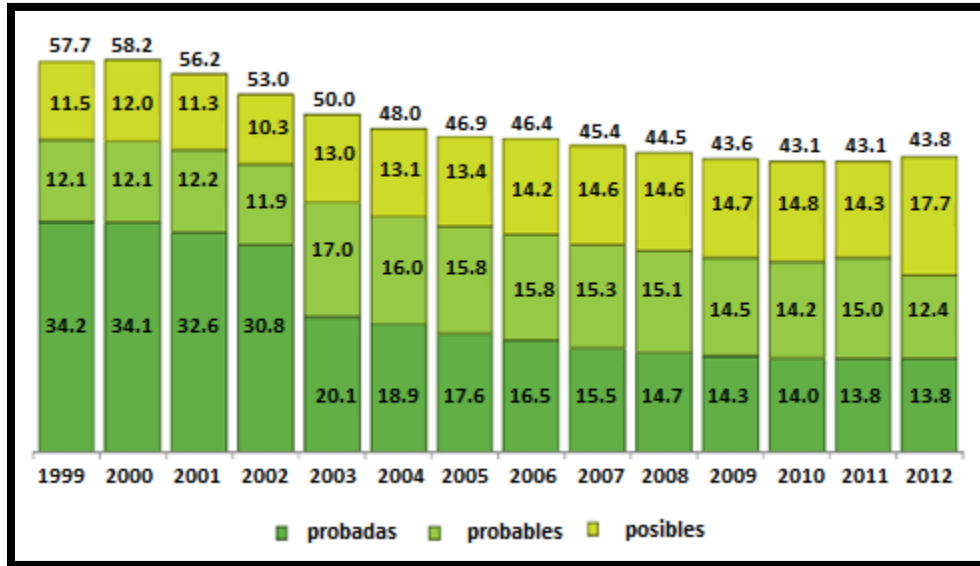


Figura 3 Reservas de hidrocarburos en México (Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente). [PEMEX 2012]

A pesar de que en el mediano plazo, se espera que estos campos continúen siendo importantes en la conformación de la plataforma de producción de Pemex; es necesario para seguir manteniendo una producción de 2.5 millones de barriles diarios aproximadamente, la incorporación de nuevas reservas de los campos ubicados en el Golfo de México profundo. Una muestra del grado de madurez y desarrollo de los campos petroleros del país, se presenta en la Figura 4, en la cual se aprecia que la mayoría de los campos han iniciado su etapa de declinación.



Figura 4 Ciclo de portafolio de proyectos de Pemex Exploración y Producción. [PEMEX 2012]

De la producción actual de petróleo a nivel mundial (alrededor de los 82 millones de barriles por día), 50 MMbd se obtiene de yacimientos en tierra, mientras que el resto proviene del mar.

La producción de petróleo costa afuera en el mundo inició en los años 1930's y desde ese entonces ha tenido un considerable aumento en la producción global. En la Figura 5 se presenta el avance que ha tenido la explotación de petróleo proveniente de regiones marinas desde el año 1960 hasta el año 2010.

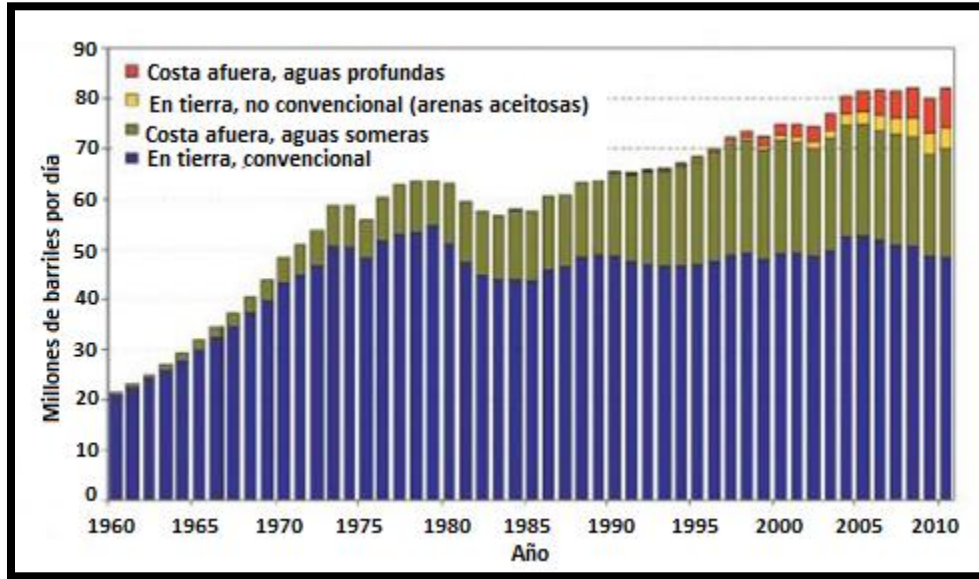


Figura 5 Producción global de petróleo, en tierra y en el mar. [PEMEX 2011]

En años recientes, algunos países como China, Rusia, Camerún y Libia han iniciado la exploración de sus campos en aguas profundas [16]. México, a través de su empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), se encuentra en la fase exploratoria de las Cuencas del Golfo de México Profundo, durante la cual se ha estimado un recurso prospectivo de 29.5 mil millones de barriles de crudo equivalente, que representa casi el 60 % del total del país. Como resultado de estas exploraciones ya se han encontrado varios yacimientos de hidrocarburos, para los cuales se están efectuando proyectos para evaluar la factibilidad de su desarrollo, e incluso algunos proyectos se encuentran en la fase de ingeniería básica, como es el caso del campo Lakach.

De acuerdo con la estrategia de exploración y producción de PEMEX, se estima que exista el potencial para incorporar producción de tres proyectos exploratorios en aguas profundas denominados como Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido. Se pretende que a finales del 2017 se comience con la producción de hidrocarburos del proyecto Golfo de México B, con un volumen inicial de 5 mil barriles diarios (Mbd); para el año 2018 se prevé agregar producción de los proyectos Golfo de México Sur y Área Perdido, estimándose que estos tres proyectos alcancen una aportación de 784 Mbd en 2025. En la Figura 6 se muestran las metas de producción de PEMEX en aguas profundas para el periodo 2017-2025.

Para lograr estas metas, Pemex Exploración y Producción (PEP), planea incrementar en el corto plazo la adquisición de sísmica 3D, que permita mejorar la adquisición de los recursos prospectivos, identificar nuevas oportunidades y reducir el riesgo exploratorio de los proyectos de

aguas profundas. Además en 2010, se analizaron 16,821 kilómetros cuadrados de aguas profundas a través de estudio de sismica tridimensional como base para la definición de nuevas localizaciones y prospectos.

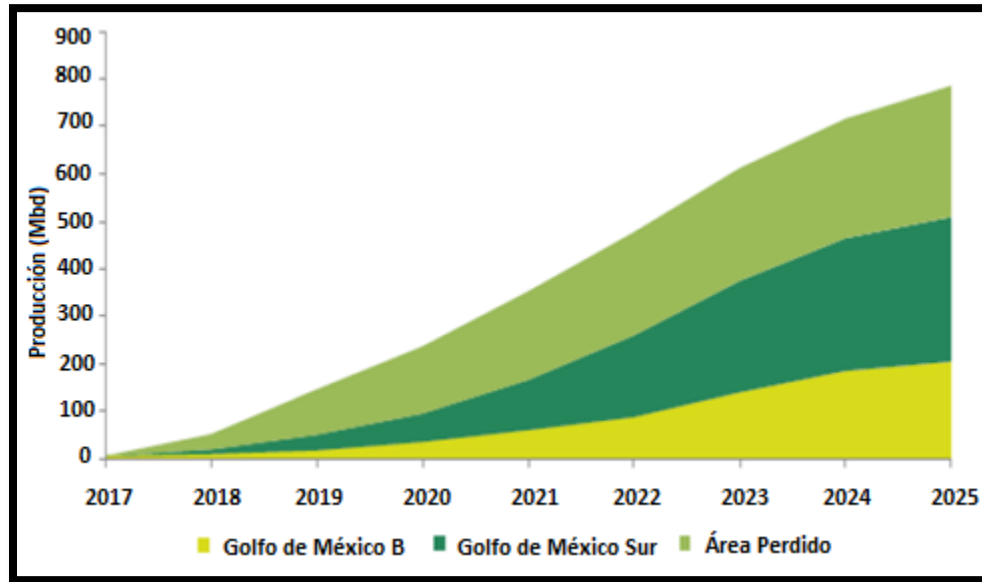


Figura 6 Producción esperada en aguas profundas en el horizonte 2017-2025. [PEMEX 2011]

El presente trabajo tiene como objetivo ofrecer un panorama general de la explotación de campos petroleros en aguas profundas, ya que a través de sus seis capítulos se abarcan los principales aspectos relacionados con este nuevo y complejo mundo petrolero. Se contempla la maquinaria, equipos e instalaciones necesarias para la adecuada explotación de yacimientos ubicados en tirantes de agua mayores de 500 metros, incluyendo el equipo sub-superficial ubicado en el lecho marino, el sistema de risers necesario para llevar a cabo las tareas perforación, terminación y producción, y el sistema de ductos.

A profundidades mayores a 500 m, los equipos convencionales son inadecuados para realizar las actividades de perforación y producción, es por ello que en aguas profundas se emplean modernas e inteligentes instalaciones que soportan las condiciones tan severas que les impone su entorno (corrientes marinas, viento, oleaje, mareas, etc.). También se presentan los principales retos y dificultades que imponen las nuevas condiciones a tales profundidades, así como los métodos utilizados para mitigarlos.

A continuación se presenta una breve descripción de los capítulos que integran la presente tesis.

Capítulo I Perspectiva de aguas profundas a nivel mundial.

El capítulo 1 describe la situación actual en México y el mundo en aguas profundas, además se realiza una comparación y una crítica constructiva con las petroleras a nivel mundial.

Capítulo II. Ciclo de vida de proyectos en aguas profundas.

Es de suma importancia planear, programar, evaluar y ejecutar cada una de las actividades involucradas en las etapas que conforman la cadena productiva de explotación de yacimientos petroleros en Aguas Profundas. En este capítulo se realiza un mapa detallado de las actividades que deben realizarse para explotar un campo en Aguas Profundas. Se abordan las etapas de exploración (evaluación del potencial, incorporación de reservas, caracterización y delimitación) así como las etapas de explotación (desarrollo inicial, comportamiento primario, recuperación secundaria, recuperación mejorada) y el posterior abandono.

Capítulo III Sistemas de producción para aguas profundas.

Se describirán los sistemas de perforación y producción utilizados en aguas profundas: plataforma semisumergible, TLP, y Boya Spar y buque perforador y FPSO. Se verán las características de cada una y sus rangos de operación, así como también se presentaran las ventajas de cada equipo.

Capítulo IV Risers y ductos.

Un sistema riser es esencialmente una tubería de conducción que conecta el sistema flotante en superficie con la instalación submarina anclada en el lecho marino. Por medio de los risers es posible realizar las operaciones de perforación, producción e inyección de fluidos. Este capítulo presenta los componentes que conforman el riser y las consideraciones principales para el diseño de risers y ductos.

Capítulo V Sistema submarino de producción en aguas profundas.

En el capítulo cinco se presenta el equipo instalado en el lecho marino el cual permite la explotación de los hidrocarburos en aguas profundas. Árbol submarino, manifold, líneas de flujo, jumpers, umbilicales, flying leads, unidades de terminación entre otros. Se realiza una descripción de cada equipo, los tipos y la función que cumple cada componente de la instalación submarina.

Capítulo VI. Retos y problemática en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

Se presentarán los retos y la problemática presente en el desarrollo de campos en aguas profundas; entre ellos presencia de estrechas ventanas operativas, doble gradiente térmico, cementación de tuberías de revestimiento, presiones altas y temperaturas reducidas, pérdida de fluido de control, presencia de hidratos de gas etc. Mismas que deberán considerarse en las etapas del ciclo de vida de proyectos en aguas profundas.

CAPÍTULO I PERSPECTIVA DE AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL

La explotación de yacimientos en aguas profundas incluye la exploración y explotación de regiones ubicadas en tirantes de agua superiores a 500 m. Las condiciones en estos ambientes son más agresivas y limitan tanto a la ingeniería como a los fluidos empleados en las operaciones para la construcción de pozos. No abordar adecuadamente estas situaciones puede dar lugar a gastos excesivos o incluso a la pérdida del pozo.

La industria petrolera ha destinado considerables recursos en la última década para desarrollar nueva tecnología y metodologías que permitan enfrentar la problemática que se presenta en la construcción y desarrollo de pozos a considerables profundidades, poniendo énfasis en los avances tecnológicos y sus efectos para mejorar la eficiencia operativa y al mismo tiempo disminuir los costos.

Se calcula que las reservas mundiales en aguas profundas ascienden a alrededor de 60,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Además, el costo de la perforación de un solo pozo ronda entre 70 y 150 millones de dólares, dependiendo de las condiciones, y de la renta de las plataformas o buques petroleros que pueden alcanzar el medio millón de dólares por día.

Por lo general, las discusiones sobre aguas profundas y ultra profundas se enfocan en las áreas del Golfo de México, Brasil y el Oeste de África. Sin embargo, en años recientes, en áreas menos tradicionales como la India, el Este de África, Nueva Zelanda, el Oriente del Mar Mediterráneo, partes del Mar del Norte y el Este de Canadá, se han puesto en marcha importantes iniciativas para explorar en aguas profundas.

A finales del 2009, Nueva Zelanda anuncio que los resultados obtenidos de la exploración de 10 cuencas en aguas profundas y sub cuencas hidrográficas con la ayuda de un programa sísmico, confirman reservas por 20 y 25 mil millones de barriles de petróleo equivalente respectivamente.

Por otra parte, en los últimos 10 años, se han perforado pozos en aguas de 3,050 m de profundidad y en el último año, India construyo un pozo con un tirante de agua de 2,750m.

Los principales productores en aguas profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

1.1 Perspectiva global en el ámbito de aguas profundas.

Las exploraciones y trabajos prospectivos realizados en localizaciones que superan los 500 metros de tirante de agua han aportado descubrimientos importantes, se han descubierto campos gigantes de más de 500 millones de barriles, e incluso se han encontrado campos supergigantes de más de 5,000 millones de barriles como son los campos descubiertos por Petrobras en Brasil.

Además se han localizado recursos petroleros en Malasia, Noruega y en la costa Occidental de África. En general, existen nueve cuencas en Aguas Profundas:

- El Golfo de México.
- Brasil.
- Cuenca del Delta de Niger en la costa del occidente africano.
- Litoral occidental de Australia.
- El sur del mar de China.
- Litoral de Japón y de India.
- El Mediterráneo.
- El margen del Atlántico frente a Noruega
- El norte de Escocia.

Los campos están distribuidos en 22 países, incluyendo México, sin embargo, solo en catorce países se tienen campos en operación, algunos de los cuales apenas comenzaron su explotación en 2007 y 2008.

A continuación se describe el desarrollo que han tenido los países que cuentan con recursos petroleros en cuencas profundas, con el objetivo de tener una perspectiva global en este ámbito y contrastar el nivel en el que se encuentra nuestro país.

1.1.1 Situación actual de África.

Nigeria. ^[13]

En este país las primeras licitaciones de bloques en aguas profundas se realizaron en 1990 y los primeros campos profundos se descubrieron hasta 1996, pero todos los campos descubiertos estuvieron inactivos sin producir, estas demoras, debidas a los altos costos asociados con la explotación en aguas profundas, sin embargo, a partir del año 2003 se comenzó la producción de los campos. La siguiente tabla muestra los campos en explotación en este país.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Abo	1996	2003	580	Agip (Italia)	FP	En producción
2 Bonga Main	1996	2005	1,030	Shell	FP	En producción
3 Bosi	1999	****	1,458	Exxon	****	Virgen
4 Erha	1999	2006	1,036	Exxon	FP	En producción
5 Akpo	2000	****	1,325	Total	****	Virgen
6 Ungo	2002	****	700	Exxon	****	Virgen
7 Usan	2002	****	750	Chevron	****	Virgen
8 Bonga Northwest	2003	****	1,200	Shell	****	Virgen
9 Erha North	2004	2006	1,000	Exxon	SS to FP	En producción
10 Eti/Asasa	2005	****	****	Chevron	****	Virgen
11 Agbami	2006	****	****	Chevron	****	Virgen

Tabla 1.1 Campos de Nigeria en aguas profundas. ^[Boletines de prensa]

Angola. ^[13]

Al igual que en Nigeria, sus primeros campos profundos fueron descubiertos en los años noventa, con inicio de operaciones hasta 2001, sin embargo, no fue sino hasta el periodo 2003-2008, es decir, en un momento de alza de precios cuando algunos de sus campos iniciaron su desarrollo. En Angola se han llevado a cabo numerosos proyectos por parte de las compañías petroleras líderes a nivel mundial, obteniendo importantes resultados. Se han descubierto tres campos gigantes: Girasol, que se encuentra produciendo desde hace once años, y Saxi y Batuque, que entraron en operación en agosto de 2008. El número de campos profundos frente a las costas de esta nación ya asciende a casi 30 y los que están en explotación son mayores que los de Brasil. Sólo entre junio de 2007 y marzo de 2008, en 10 meses, arrancaron ocho nuevos campos, siete de ellos se suman a los tres gigantes ya mencionados, con lo que para septiembre de 2008 este país tenía 23 campos en desarrollo. Es indudable que este auge es impulsado por el alza en los precios observado en 2008. No menos importantes son las innovaciones técnicas que han surgido para hacer frente a este segmento de las costas africanas. En el campo Girasol se perforó un pozo horizontal, desviado 75 grados respecto de la vertical, en profundidades de 2,000 a 2,750 metros del subsuelo. La Tabla 1.2 se muestra información sobre los campos en aguas profundas en Angola.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Girasol	1996	2001	1,360	Total	FP	En producción
2 Kissanje	1997	2005	1,011	Exxon	FP	En producción
3 Dalia	1997	2006	1,360	Total	FP	En producción
4 Dalia II	1998	****	1,250	Total	****	Virgen
5 Dikanza	1998	2005	1,154	Exxon	SS to FP	En producción
6 Hungo	1998	2004	1,202	Exxon	FP	En producción
7 Marimba	1998	****	1,289	Exxon	****	Virgen
8 Rosa	1998	2007	1,405	Total	SS to FP	En producción
9 Chocalho	1999	2004	1,147	Exxon	****	En producción
10 Xicomba	1999	2003	1,355	Exxon	FP	En producción
11 Camelia	1999	****	1,296	Total	****	Virgen
12 Plutonio	1999	2008	1,362	BP o Exxon	****	En producción
13 Cravo	1999	****	1,357	Total	****	Virgen
14 Cobalto	2000	****	1,330	BP	****	Virgen
15 Girasol C-1	2000	2003	1,292	Total	SS to FP	En producción
16 Cromio	2000	****	1,233	BP	****	Virgen
17 Galio	2000	****	1,238	BP	****	Virgen
18 Paladio	2000	****	1,230	BP	****	Virgen
19 Tomboco	2000	****	506	Gulf-Cabinda	****	Virgen
20 Batuque	2000	****	725	Exxon	****	Virgen
21 Mondo	2000	****	740	Exxon	****	Virgen
22 Saxi	2000	****	675	Exxon	****	Virgen
23 Plutao	2002	****	2,020	BP	****	Virgen
24 Saturno	2003	****	1,804	BP	****	Virgen
25 Gimboa	2004	****	711	Sonangol	****	Virgen
26 Bavuca	2004	****	1,094	Exxon	****	Virgen
27 Marte	2004	****	2,000	BP	****	Virgen
28 Venus	2004	****	2,012	BP	****	Virgen
29 Cordelia	2007	****	2,308	BP	****	Virgen
30 Cominhos	2007	****	1,594	Total	****	Virgen

Tabla 1.2 Campos de Angola en aguas profundas. ^[Petroleum Economist, Esso Exploration Angola]

Guinea Ecuatorial. [Ringzone, Noble Energy Inc.]

Los primeros tres campos en aguas profundas se perforaron en la segunda mitad de la década de los noventa y todos ellos iniciaron operaciones al año siguiente. El campo Zafiro fue descubierto por Exxon-Mobil en 1995, en una zona cuyas fronteras marítimas se encontraban indefinidas, el gobierno de Guinea aprobó su rápido desarrollo y Exxon acondicionó un buque-tanque para reunir la producción de los pozos y exportarla.

Zafiro es un campo gigante, su producción inicial fue de 40 mil barriles diarios; en la actualidad aporta poco menos de 250 mil barriles diarios. En Guinea Ecuatorial existen problemas de limitación de sus aguas patrimoniales, es por ello que en 2004 fue creada una zona de desarrollo conjunto, hasta que la Organización de las Naciones Unidas (ONU) dicte una resolución final. Quizás lo anterior retrasó el desarrollo de actividades frente a las costas de ese país.

Hasta 2007 la Noble Energy, con sede en Houston, Texas, reinició la exploración. Se han descubierto dos nuevos campos, el más reciente apenas reportado en junio de 2008. La Tabla 1.3 presenta los campos descubiertos en Guinea Ecuatorial.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Zafiro	1995	1996	600	Mobil	FP	En producción
2 Topacio	1996	1997	579	Mobil	SS to FP	En producción
3 Ceiba	1999	2000	700	Amerada Hess	FP	En producción
4 Okume	2001	****	503	Amerada Hess	****	Virgen
5 Ceiba South	2002	****	1,001	Amerada Hess	****	Virgen
6 Ébano	2002	****	625	Amerada Hess	****	Virgen
7 Benita	2007	****	****	Noble Energy Inc.	****	Virgen
8 Diega	2008	****	660	Noble Energy Inc.	****	Virgen

Tabla 1.3 Campos de Guinea Ecuatorial en aguas profundas. [Mobil, Amerada Hess Corporation, Noble Energy Inc.]

Congo. [Offshore-mag]

En Congo se descubrieron campos en aguas profundas desde los años noventa pero no fue hasta el 2008 cuando iniciaron su explotación.

A pesar de los 13 años de espera, una vez que se firmo el contrato con la petrolera francesa Total, solo transcurrieron 33 meses para el diseño, construcción e instalación de los equipos, incluyendo el tendido de un oleoducto de 80 kilómetros de largo y 16 pulgadas de diámetro, que traslada el crudo a la terminal de exportación en la costa. La producción del complejo Moho-Bilondo se espera que sea de 240 millones de barriles.

En la Tabla 1.4 se presentan los cuatro campos del Congo que rebasan los 500 m de tirante de agua.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Moho	1995	2008	800	Total	??	En producción
2 Biolondo	1998	2008	546	Total	??	En producción
3 Lianzi	2004	****	909	Chevron	****	Virgen
4 Azurie	2005	****	1,376	Murphy	****	Virgen

Tabla 1.4 Campos del Congo en aguas profundas. ^[Totalfina]

Mauritania. ^[13]

En 2001 la empresa australiana Woodside descubrió el primer campo, el Chinguetti, que en 2006 inició operaciones. Se trata de un yacimiento pequeño, sin embargo, produce 15 mil barriles diarios. Por su parte el campo Tiof arrancó su producción en 2007, ver Tabla 1.5.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Chinguetti	2001	2006	791	Woodside	FP	En producción
2 Tiof	2003	2007	1,080	Woodside	****	Virgen

Tabla 1.5 Campos de Mauritania en aguas profundas. ^[US DOE]

Costa de Marfil. ^[13]

Al igual que Mauritania, Costa de Marfil inicio operaciones de perforación y explotación de sus campos profundos recientemente. En la Tabla 1.6 se consignan datos sobre los campos en aguas profundas en Costa de Marfil.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Baobab	2001	2005	1,000	CNR International	FP	En producción
2 Acajou	2003	****	930	CNR International	****	Virgen
3 Espoir	??	2002	600	CNR International	SS to onshore	En producción

Tabla 1.6 Campos de Costa de Marfil en aguas profundas. ^[OFFSHORE TECHNOLOGY]

Ghana. ^[13]

En mayo del 2008 la prensa petrolera mundial anunció el primer descubrimiento de un campo en aguas profundas en Ghana, el Mahogany, por parte de la compañía estadounidense Kosmos Energy. En la Tabla 1.7 se muestran los datos correspondientes a este campo.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Mahogany	2008	****	1,320	Kosmos Energy	****	Virgen

Tabla 1.7 Campos de Ghana en aguas profundas. ^[Petroleum Economist]

Egipto. ^[13]

Los primeros campos profundos se perforaron en 1998, pero su desarrollo, como en múltiples casos, sólo se inició hasta el periodo de alza de precios. En Egipto se han construido sistemas de explotación que combinan las instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra, incorporando campos profundos y campos en aguas someras. Así, los campos Sienna, Simian, Scarab, en aguas profundas y otros en aguas someras como Sapphire, pertenecen a un proyecto de desarrollo conjunto, muy cercano al Delta del Nilo. La distancia entre los campos y las instalaciones de proceso de gas en tierra, cerca de Alejandría, es de 120 kilómetros. La Tabla 1.8 presenta la información sobre los campos descubiertos en aguas profundas de Egipto.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Saffron	1998	2003	610	Burullus Gas Co.	SS to onshore facilities	En producción
2 Scarab	1998	2003	650	Burullus Gas Co.	SS to onshore facilities	En producción
3 Simian	1999	2005	790	Burullus Gas Co.	SS to onshore facilities	En producción
4 Serpent	1999	****	600	Burullus Gas Co.	****	Virgen
5 Sienna	2000	2005	985	Burullus Gas Co.	SS to FP	En producción
6 Saurus	2001	2004	630	Burullus Gas Co.	****	Virgen
7 Sequoia	2002	****	600	Burullus Gas Co.	****	Virgen
8 Solar	2002	****	700	Burullus Gas Co.	****	Virgen
9 El King	2002	****	720	Hess Corp.	****	Virgen
10 El Max	2002	****	945	Hess Corp.	****	Virgen

Tabla 1.8 Campos de Egipto en aguas profundas. ^[Chevron, BHP Billiton y Offshore]

1.1.2 Situación actual de Asia.**Indonesia.** ^[13]

El campo West Seno, en producción desde 2003, es un campo gigante, en la actualidad explota más de 20 pozos y produce 40 mil barriles diarios. En este campo se construyó un sistema combinado de plataformas marinas con equipos de procesamiento en tierra. Comprende una plataforma de piernas tensionadas (TLP), dos unidades flotantes y ductos que conducen los hidrocarburos a tierra firme, a la terminal llamada Santan, en donde se procesan. La Tabla 1.9 muestra los cinco campos con tirantes de agua mayores a 500 m.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Mera	1997	****	520	Chevron	****	Virgen
2 West Seno	1998	2003	953	Chevron	TLP y FP onshore	En producción
3 Aton	1999	****	1,150	Chevron	****	Virgen
4 Janaka	1999	****	1,316	Chevron	****	Virgen
5 Sadewa	2003	****	550	Chevron	****	Virgen

Tabla 1.9 Campos de Indonesia en aguas profundas. ^[Chevron]

Filipinas. ^[13]

Es un país importador neto, la compañía Shell ha incursionado en aguas profundas desde finales de los años ochenta. En 2001 se inició la producción de gas en el campo Malampaya, ver Tabla 1.10.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Camago	1989	****	736	Shell	****	Virgen
2 Malampaya-38	1992	2001	820	Shell	Plataforma flexible	En producción
3 Malampaya (Rim)	2000	****	845	Pnoc Energy	****	Virgen

Tabla 1.10 Campos de Filipinas en aguas profundas. ^[Shell]

Malasia. ^[13]

En 2002, Murphy Oil Corporation, pequeña empresa estadounidense, realizó el primer descubrimiento, el campo Kikeh, un año después se descubrieron extensiones del mismo. Se iniciaron operaciones a finales del 2007, con una producción de 100 mil barriles diarios, lo que es un dato suficiente para reconocer a Kikeh como un nuevo campo gigante.

En este campo se ha instalado una combinación de pozos controlados desde un equipo SPAR, con otros pozos submarinos. El proyecto comprende 20 pozos e incluye igual número de pozos inyectoros de agua. Los campos de Malasia sobrepasan los 1000 m de tirante de agua como se aprecia en la Tabla 1.11.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Kikeh Sb	2002	****	1,330	Murphy	SPAR	En producción
2 Kikeh Kecil	2003	****	1,359	Murphy	SPAR	En producción

Tabla 1.11 Campos de Malasia en aguas profundas. ^[Murphy Oil Corporation]

Japón. ^[Japan Energy]

En este país las actividades en aguas profundas son recientes. Frente a las islas Hokkaido se descubrió hasta ahora el único campo; las pruebas de producción fueron exitosas pero las nuevas perforaciones para delimitar el yacimiento fracasaron. No obstante los contratimientos, la empresa Japan Energy Group (japex) afirma en un reporte que continuará la exploración con sísmica 3D y otras técnicas avanzadas. La Tabla 1.12 muestra los datos del campo Sanriku Oki.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Sanriku Oki	2000	****	857	Japex	****	Virgen

Tabla 1.12 Campos de Japón en aguas profundas. ^[Japan Energy]

India. ^[13]

India inició actividades en aguas profundas en el año 2000, ver Tabla 1.13. Ha descubierto cuatro campos, pero ninguno se encuentra en explotación. En octubre de 2006, la plataforma Sagar Bhusan sufrió un accidente en el que se perdieron todos los equipos en el fondo del mar, tal vez ello retrasó sus programas. La petrolera estatal Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGC) anunció el descubrimiento de su campo Krishna como un gran descubrimiento de gas.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Krishna	2000	****	844	ONGC	****	Virgen
2 Annapurna	2001	****	1,030	ONGC	****	Virgen
3 M Field	2001	****	500	ONGC	****	Virgen
4 D6 Field	2002	****	900	****	****	Virgen

Tabla 1.13 Campos de India en aguas profundas. ^[www.ogj.com]

Israel. ^[Noble Offshore Israel]

En este país se han descubierto tres campos profundos, ninguno se encuentra en explotación. Recientemente la compañía estadounidense Noble Energy descubrió el campo que parece ser el más importante de esta nación, el pozo Mari-B, con localizaciones en aguas someras y profundas, ver Tabla 1.14.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Noa	1999	****	779	Samedan	****	Virgen
2 Mari-B	2007	****	1,646	Noble Energy Inc.	****	Virgen
3 Tamar	2007	****	1,620	Noble Energy Inc.	****	Virgen

Tabla 1.14 Campos de Israel en aguas profundas. ^[Noble Energy Inc.]

1.1.4 Situación actual de Oceanía. ^[13]

Australia cuenta con numerosos campos profundos descubiertos desde los años ochenta, sin embargo, la explotación inicia hasta el 2006. El campo Enfield arranca operaciones en el 2006 y Stybarrow en noviembre de 2007, los campos Eskdale y Gorgon empezaron operaciones en 2009. Algunos de estos campos son potenciales de gas y se enuncian en la Tabla 1.15.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Chrysaor	1994	****	806	??	****	Virgen
2 Dionysus	1996	****	1,092	??	****	Virgen
3 Gorgon	1997	2009	920	Chevron	****	Virgen
4 Enfield	1999	2006	544	BHP Billiton	FP	En producción
5 Jansz	2000	****	1,321	??	****	Virgen
6 Laverda	2000	****	840	??	****	Virgen
7 Stybarrow	2003	2007	825	BHP Billiton	FP	En producción
8 Skiddaw	2003	****	780	BHP Billiton	****	Virgen
9 Eskdale	2004	2009	822	Woodside	****	Virgen
10 Pluto	2005	****	976	??	****	Virgen

Tabla 1.15 Campos de Australia en aguas profundas. ^[Chevron, BHP Billiton y Offshore]

1.1.3 Situación actual de Europa.

Noruega. ^[13]

Hace cuatro décadas Noruega no tenía petróleo ni experiencia en explotación y producción de hidrocarburos, ahora es un líder mundial en la exploración y desarrollo de yacimientos en aguas profundas. Desde que descubrió su potencial petrolero y gasífero Noruega permitió la participación de la iniciativa privada. En Noruega operan Shell, Exxon, British Petroleum, y una decena de petroleras.

Statoil fue creado en 1972 participando al menos con el 50 % de las licencias otorgadas por el gobierno. Sin embargo, en 1985 cuando Statoil alcanza la experiencia, los conocimientos y la tecnología, empieza a competir por las licencias y el desarrollo de campos con las empresas privadas. Statoil es hoy en día una empresa que desde la exploración hasta la distribución posee una gran presencia internacional

Este país sólo tiene un campo en aguas profundas, el Ormen Lange (ver Tabla 1.16), descubierto por Norsk Hidro en 1997, inició producción 10 años más tarde, en octubre de 2007, con Shell como operadora. Es un campo gasero gigante del que se espera una producción de 2,470 millones de pies cúbicos de gas diarios. Toda la producción está destinada a Reino Unido.

El Ormen Lange se encuentra en aguas más septentrionales del litoral de Noruega, cercano al Círculo Polar. En temperaturas próximas al punto de congelamiento se forman hidratos en las corrientes de producción, para prevenirlos se instaló el sistema de anticongelantes más grande del mundo. Pero el desafío principal parece que fue la construcción del gasoducto que corre de la estación de proceso situada en Noruega y el litoral de Reino Unido. El ducto tiene 1,200 kilómetros de longitud y fue instalado a una profundidad de entre 850 y 1,100 metros.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
Ormen Lange	1997	2007	888	Shell	SS	En producción

Tabla 1.16 Campos de Noruega en aguas profundas. ^[www.hydro.com]

Reino Unido. ^[13]

Desde la primera mitad de los noventa este país descubrió sus primeros campos en áreas profundas al margen del Atlántico, ubicados al noroeste de Escocia, cerca de las islas Faroes. Sin embargo, después de casi 15 años ninguno de ellos ha producido.

En la Tabla 1.17 se muestran los datos de los tres campos que se han descubierto a la fecha, se puede observar que sobrepasan por muy poco el tirante de agua de 500 m.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Cuillin Central	1994	****	510	BP	****	Virgen
2 Cuillin South	1994	****	530	BP	****	Virgen
3 Alligin	1995	****	514	BP	****	Virgen

Tabla 1.17 Campos de Reino Unido en aguas profundas. ^[British Petroleum]

Albania. ^[E&P Albania]

Inmediatamente después del derrumbe del socialismo este país abrió su sector del Mar Adriático a las licitaciones internacionales. En 1993 una asociación de Chevron y la italiana AGIP perforó un pozo profundo reportado con manifestaciones de hidrocarburos. El propio gobierno ha publicado que el descubrimiento no es comercial, quizá nunca se explote. La Tabla 1.18, muestra la situación del campo de Albania.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 A4-1X	1997	****	700	AGIP (Italia)	****	Virgen

Tabla 1.18 Campos de Albania en aguas profundas. ^[E&P Albania]

Italia. ^[Worl Oil]

Muy temprano la Agencia Generale Italiana Petroli (AGIP) perforó asociada con Chevron, un pozo profundo, El Aquila. Posee una reserva de unos 20 millones de barriles y fue desarrollado con perforaciones horizontales. El campo Aquila se empezó a explotar a partir del año 1998, como se muestra en la Tabla 1.19.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Aquila	??	1998	850	AGIP	FP	En producción

Tabla 1.19 Campos de Italia en aguas profundas. ^[Worl Oil]

1.1.5 Situación actual de América.

Estados Unidos. ^[13]

La actividad exploratoria en el Golfo de México estadounidense comenzó hace muchos años, y ha sido mucho más intensa que la realizada en el sector mexicano, ver Figura 1.1.

La situación actual en aguas profundas en la parte estadounidense del Golfo de México está muy desarrollada, Estados Unidos tiene a las 30 principales petroleras perforando en su mar territorial, a la fecha han descubierto más de 190 campos, de los cuales cerca de 150 están en etapa de explotación, perfora 170 pozos en promedio anual, opera 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos con diferentes grados de desarrollo. Además no sólo tienen una gran cantidad de pozos sino que instalaron la red de ductos submarinos más importante del planeta.

En ningún lugar del planeta se ha instalado la infraestructura petrolera como la que poseen los norteamericanos en aguas profundas.

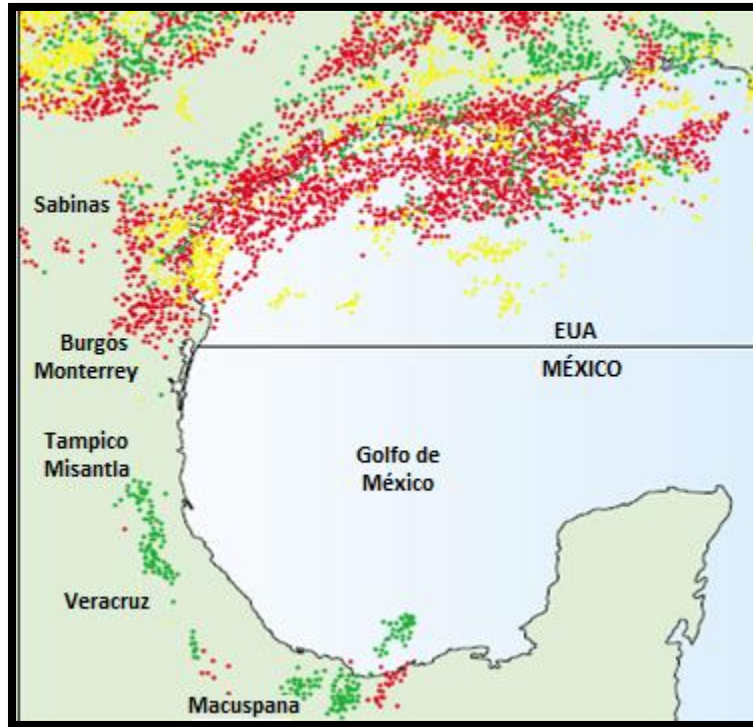


Figura 1.1 Infraestructura en el Golfo de México del lado estadounidense. ^[49]

Estados Unidos después de aproximadamente 20 años de trabajo en asociación con petroleras líderes a nivel mundial, ha logrado descubrir más de cinco mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y alcanzar una producción alrededor de un millón de barriles diarios, así como mil 900 millones de pies cúbicos por día de gas y se estima que esa producción se duplicará en el presente año 2012.

Varios de estos descubrimientos se encuentran cercanos a la frontera con México, específicamente en el Área Perdido, tal es el caso de los campos Great White y Trident. En el 2010 comenzó a producir en los campos localizados entre los 4 y 44 kilómetros de distancia de la frontera marítima mexicana en el campo de Cinturón Plegado Perdido.

Además están persiguiendo la zona de los domos salinos que se consideraba como el área ciega, pero ahora, por las nuevas tecnologías ya la pueden atravesar y ponen al descubierto un enorme potencial de reservas petroleras en esa región. De hecho, en Estados Unidos existe más de la mitad de los campos profundos en el mundo.

Cuba.

Cuba posee una zona económica delimitada con Estados Unidos y México de 112 mil kilómetros cuadrados dividida en 59 bloques. Ha asignado 24 bloques de sus aguas patrimoniales para la

exploración y explotación por parte de diversas compañías, Statoil de Noruega, Repsol de España, OVL (India) Shell (Holanda), Pdvsa (Venezuela), Petrobras (Brasil), Petrovietnam (Vietnam), Petronas (Malasia), Sonangol (Angola), y Gazprom de Rusia.

Para determinar el potencial petrolero y de gas en la zona exclusiva se han llevado a cabo estudios con tecnología 3-D los cuales calcularon reservas por 20 mil millones de barriles. En este año Cuba pasará a la fase de perforación.

La perspectiva de encontrar crudo en el mar puso en marcha otros planes de infraestructura petrolera, como una base de almacenamiento en el puerto del Mariel, 50 kilómetros al oeste de La Habana; la activación del puerto de súper-tanqueros en Matanzas (100 km al este); y el oleoducto desde ese puerto hasta Cienfuegos (centro-sur), donde la isla opera junto con Venezuela su más moderna refinería. La figura 1.2 muestra la zona marítima de aguas profundas constituida como se cita con anterioridad por 59 bloques.



Figura 1.2 Zona cubana potencial de petróleo en aguas profundas. [contrainjerencia.com]

En 2004, Repsol-YPF condujo el sondeo exploratorio Yamagua-1, en una extensión de 1,600 metros cuadrados, con una profundidad de 3,410 metros. La búsqueda demostró que existe un sistema petrolero con altas expectativas en una cuenca geológicamente poco explorada

La plataforma de última generación Scarabeo-9 tiene programada para el 2013 la perforación de cinco pozos cuyos tirantes de agua van de 400 a 1,500 metros.

Actualmente, el crudo doméstico cubre 47 por ciento del combustible que se consume y el gas nacional genera 15 por ciento de la electricidad del país, el resto lo importa de Venezuela. Se estima que para el 2018 Cuba será un país exportador de petróleo.

Brasil. [Petroleo Brasileiro, Rigzone, Worl Oil]

En 1997 se reformó el sector petrolero en Brasil para dar acceso a la iniciativa privada. Desde ese entonces, Brasil ha duplicado su producción de crudo en 15 años. Petrobras es uno de los líderes en la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas. El 74 % del crudo producido en Brasil y el 90 % de sus reservas corresponde a recursos en aguas profundas y ultraprofundas. Brasil es un caso similar al de Estados Unidos, sin embargo, por la escasez de petróleo en aguas someras se adelantó una década en las perforaciones en aguas profundas y logró iniciar la explotación de sus campos desde comienzos de los años ochenta, como puede verse en la Tabla 1.20, con el caso de Marlim.

Campo	Fecha de descubrimiento	Fecha de inicio de explotación	Tirante de agua (m)	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
1 Marlim	1985	1991	835	Petrobras	FP	En producción
2 Frade (Area 366)	1986	****	1,141	Chevron	****	Virgen
3 Marlim South	1987	2001	1,080	Petrobras	FP	En producción
4 Marlim module 1	1987	1994	1,027	Petrobras	SS to FP	En producción
5 Voador South	1987	1998	611	Petrobras	FP	En producción
6 Barracuda	1989	2004	843	Petrobras	FP	En producción
7 Voador North	1989	1998	563	Petrobras	SS to FP	En producción
8 Area DO 1-425	1990	****	925	Petrobras	****	Virgen
9 Bijupira	1990	2003	735	Shell	FP	En producción
10 Salema	1990	2003	550	Shell	SS to FP	En producción
11 Espadarte 409	1993	****	1,350	Petrobras	****	Virgen
12 Marlim West	1993	1999	700	Petrobras	SS to FP	En producción
13 Albacora Leste	1994	2006	1,240	Petrobras	SS to FP	En producción
14 Albacora Pilot	1994	1998	1,109	Petrobras	SS to FP	En producción
15 Caratinga	1994	2005	922	Petrobras	FP	En producción
16 Espadarte 499	1994	2000	940	Petrobras	FP	En producción
17 Marlim Pilot	1994	1998	1,250	Petrobras	SS to FP	En producción
18 Marlim Leste	1994	****	1,080	Petrobras	****	Virgen
19 Frade 511	1996	****	980	Chevron	****	Virgen
20 Area 509-A	1996	****	962	Petrobras	****	Virgen
21 Marimba Leste	1996	2001	700	Petrobras	SS to FP	En producción
22 Roncador	1996	2000	1,853	Petrobras	FP	En producción
23 Brazil-10	2000	****	1,654	Shell	****	Virgen
24 Brazil 142	2001	****	531	Petrobras	****	Virgen
25 Marimba Leste	2001	****	711	Petrobras	****	Virgen
26 Jubarte BC-60	2001	2006	1,246	Petrobras	FP	En producción
27 Juabarte Main	2001	2006	1,246	Petrobras	****	Virgen
28 Brazil SPS 36	2003	****	1,000	Petrobras	****	Virgen
29 Golfinho	2003	****	1,350	Petrobras	FP	En producción
30 Golfinho Pilot	2003	****	1,300	Petrobras	FP	En producción
31 Golfinho Phase 1	2003	****	1,374	Petrobras	****	Virgen
32 Marlim Leste 9	2003	****	962	Petrobras	****	Virgen
33 Piranema	2003	****	1,152	Petrobras	****	Virgen
34 Canapu	2005	****	1,608	Petrobras	****	Virgen
35 Golfinho Northwest	2006	****	1,300	Petrobras	****	Virgen
36 Tupi	2007	****	2,231	Petrobras	****	Virgen
37 Sugar Loaf	2007	****	??	Petrobras	****	Virgen
38 Júpiter	2008	****	??	Petrobras	****	Virgen
39 Seat	2011	****	****	Repsol	Buque perforador	P. Producción
40 Gávea	2011	****	2,708	Repsol	Buque perforador	P. Producción
41 Pan de Azucar	2011	****	2,800	Repsol	Buque perforador	P. Producción

Tabla 1.20 Campos de Brasil en aguas profundas. [Petroleo Brasileiro, Rigzone, Worl Oil]

Entre 2007 y 2008 Petrobras realizó el descubrimiento de tres campos, Tupi, Sugar y Júpiter. La reserva potencial de estos campos ronda alrededor de los 5 y los 8 MMMb. Brasil posee tres cuencas petrolíferas en aguas profundas en las cuales operan las compañías petroleras más importantes del mundo, además de su paraestatal Petróleos Brasileños (Petrobras). En frente de las costas brasileñas del Atlántico, se encuentran localizadas las cuencas de Santos, Campos y Espiritu Santo.

La Cuenca Santos posee una extensión de 352,260 km², se encuentra localizada en océano Atlántico, a unos 300 km al sureste de Sao Paulo y comprende varios campos que se encuentran en exploración y explotación. En esta cuenca se localiza el pozo Tupi el cual elevó las reservas probadas de Brasil 50%.

En la Cuenca Campos, en el 2011 la compañía operadora española Repsol junto con la Noruega Statoil y la brasileña Petrobras, descubrieron importantes acumulaciones de hidrocarburos en el Bloque BM-C-33 localizado a 195 km mar adentro enfrente de Río de Janeiro; el bloque pertenece a la Cuenca de Campos, el descubrimiento fue el resultado de la perforación de los pozos Seat, Gávea y Pan de Azúcar, este último pose un tirante de agua de 2,800 m y según las primeras evaluaciones, contiene un gran potencial de recursos de alta calidad con tasas excelentes de flujo de petróleo; por su parte el pozo Gávea es considerado como uno de los 10 mayores descubrimientos en el mundo. Estos tres pozos corroboran el elevado potencial de la Cuenca de Campos, que podría confirmar la existencia de un gran núcleo de hidrocarburos similar al existente en la Cuenca de Santos. Con los recientes descubrimientos ahora Brasil tendrá que explotar campos en tirantes de agua de más de 2,800 m. En la Figura 1.3 se presentan las principales cuencas petrolíferas de Brasil, así como sus campos petroleros.

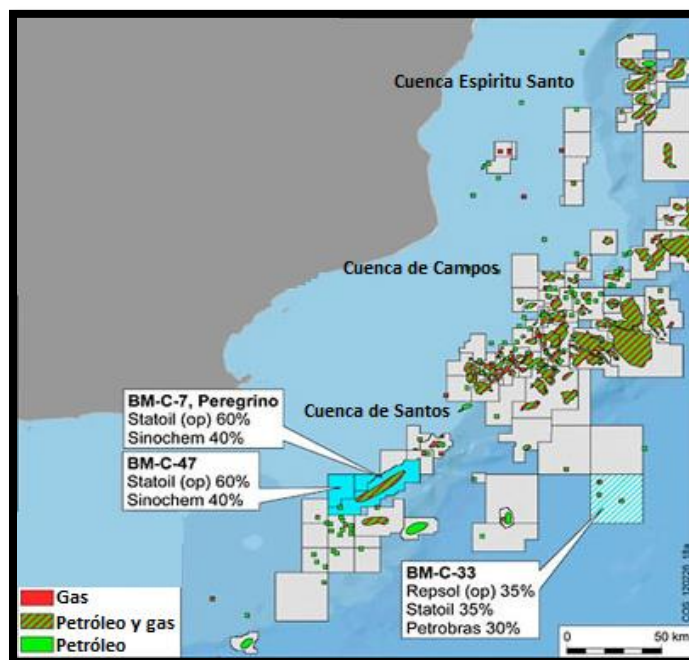


Figura 1.3 Principales cuencas petroleras de Brasil. [Petrobras]

México. [PEMEX, SENER]

Pemex descubrió entre 2004 y 2007 cinco campos en profundidades mayores de 500 metros. La Unidad Especializada en Aguas Profundas de Pemex había elaborado un programa planteando avances graduales hacia el Golfo de México profundo, se proponía perforar 11 pozos exploratorios entre 2002 y 2007, además de investigaciones con instrumentos modernos de sismica. Pero al coincidir con la inesperada elevación de los precios, la Secretaría de Energía reformuló su programa y desde finales de 2006 Pemex se propuso perforar 47 pozos profundos sólo entre 2007 y 2012. ^[13]

En marzo de 2008 Pemex creó un nuevo activo para la explotación de los primeros campos ya descubiertos en el proyecto Coatzacoalcos, fundamentalmente Lakach, Noxal y Lalail. En esta área ya se han descubierto reservas totales de 2,4 billones de pies cúbicos diarios. Los primeros conceptos de ingeniería de desarrollo que se han publicado sugieren un esquema similar al que hemos descrito en los casos de los campos del Delta del Nilo o el Kikeh de Malasia: Una plataforma Spar o una plataforma TLP, para reunir la producción de los campos, en combinación con equipos de separación, bombeo y proceso en tierra. En el caso del proyecto Coatzacoalcos, se ubicarían en Ciudad Lerdo de Tejada, Veracruz. ^[13]

Sabemos que el 83 por ciento de nuestras reservas de crudo y el 33 por ciento de gas, de la explotación actual, están en el mar ^[18]. Los trabajos de exploración llevados a cabo por Petróleos Mexicanos en aguas profundas han brindado información geológica y geofísica que permitió descubrir distintas cuencas petroleras. Se estima que más del cincuenta por ciento de los recursos potenciales o prospectivos del país se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 575 mil kilómetros cuadrados.

La importancia de esta cuenca radica en que es el área donde se esperan los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos basados en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha. Los yacimientos potenciales localizados en el Golfo de México Profundo se localizan en el subsuelo entre 500 y 3,200 metros de tirante de agua.

En nuestro país, las Aguas Profundas se localizan en las aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México, conformada por una extensión de alrededor de 575 mil kilómetros cuadrados; al norte limitan con aguas territoriales de Estados Unidos y al oriente con aguas territoriales de Cuba.

Pemex ha estimado que de un total de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos que tiene el país, 55 por ciento se encuentra localizado en la cuenca del Golfo de México Profundo, es decir, cerca de 30 mil millones de barriles de crudo equivalente.

Petróleos Mexicanos ha continuado e intensificado sus actividades exploratorias en la planicie costera, en la plataforma continental y en aguas profundas del Golfo de México, donde la adquisición e interpretación de información geológica y geofísica han permitido estimar la magnitud del potencial petrolero de México.

De esta forma, se considera que este potencial, también llamado recurso prospectivo, alcanza al 1 de enero de 2010, un volumen de 50,526 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La distribución de los recursos prospectivos se describe en la Figura 1.4, destacando las cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo.

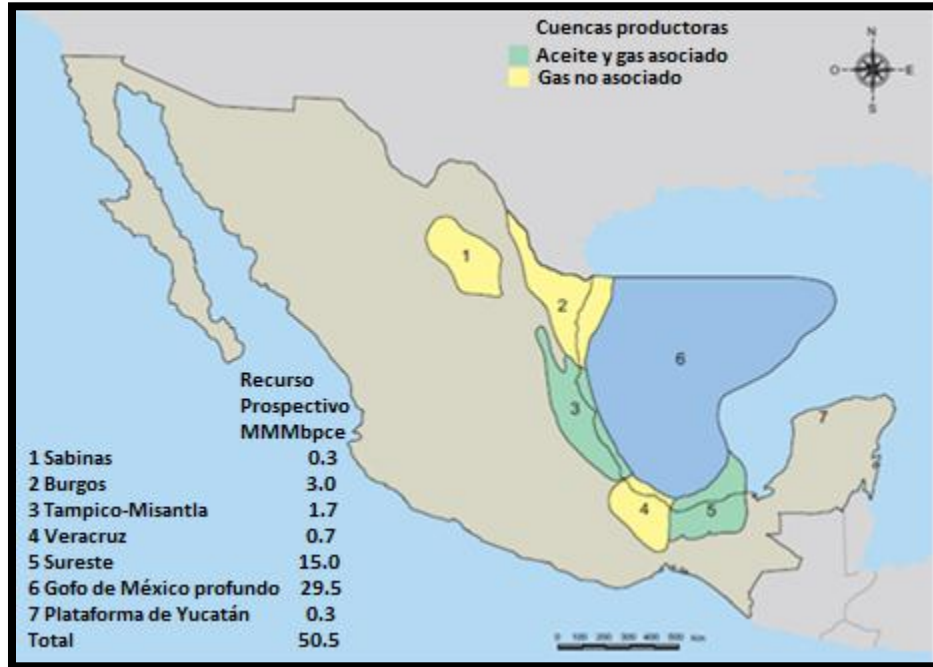


Figura 1.4 Recursos prospectivos en México.

Los recursos prospectivos son utilizados para definir la estrategia exploratoria, y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en producción y dar sustentabilidad a la organización en el mediano y largo plazo.

Cuenca del Golfo de México profundo.

La proyección de recursos de hidrocarburos de México llega a 53,800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de los cuales un 55 % se encuentran en aguas profundas, de acuerdo con la proyección petrolera para el 2007-2016.

La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados. Con base en la información hasta ahora adquirida, se han identificado nueve provincias geológicas, Figura 1.5, distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

Hasta ahora se han identificado 8,513 mmbpce en la cuenca profunda de los cuales un 93,7 % es crudo ligero con 135 oportunidades exploratorias, el resto está compuesto de gas seco (4,73 %) y crudo pesado (1,57 %).

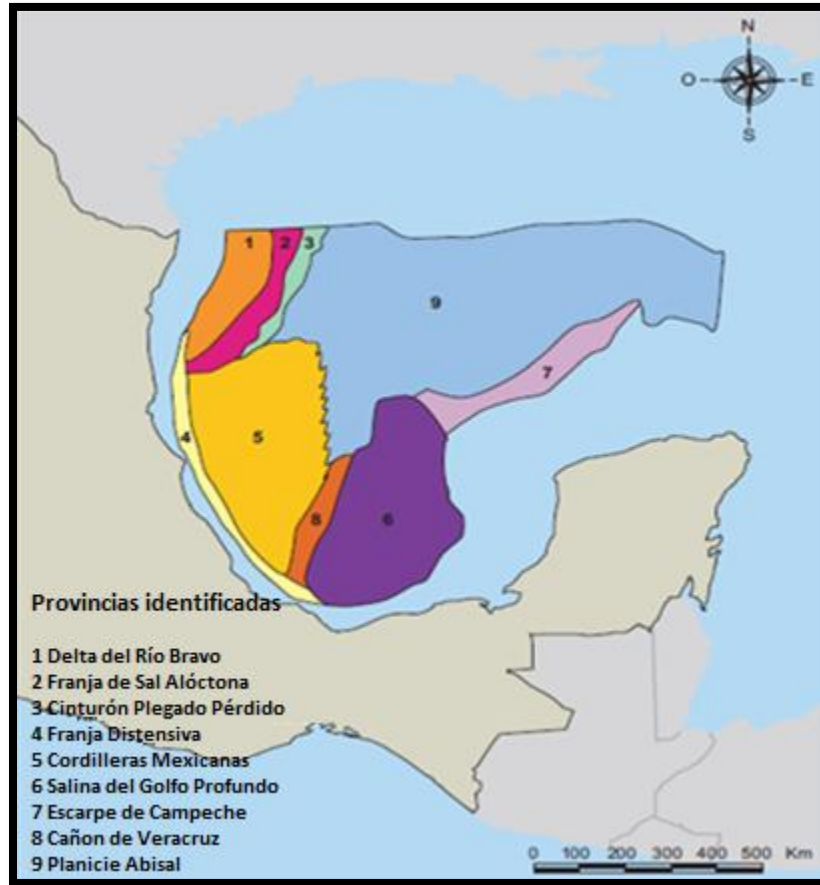


Figura 1.5 Cuencas profundas en el Golfo de México.

Entre tanto la cuenca del Sureste cubre 65,100 kilómetros cuadrados y tiene recursos proyectados de 18,100 mmbpce. Del total se han identificado 5,387 mmbpce de los cuales el 74,6 % es crudo ligero y superligero con 456 oportunidades de explotación. El resto se divide entre gas seco (11,6 %), gas húmedo (6,80 %) y crudo pesado (7 %).

Los otros recursos proyectados se encuentran en las cuencas de Burgos (3,100 mmbpce), Tampico-Misantla (1,700 mmbpce), Veracruz (800 mmbpce), Sabinas (300 mmbpce) y la plataforma de Yucatán (300 mmbpce).

A continuación se describen geológicamente algunas de las provincias que conforman la Cuenca Profunda del Golfo de México.

- Cinturón Plegado Perdido. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 metros. El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite y las rocas almacenadoras son calizas fracturadas de aguas profundas, las cuales se encuentran dentro de la columna mesozoica y en el Terciario turbiditas siliciclásticas. El Cinturón Plegado Perdido es un echado ubicado debajo de la Franja de Sal Alóctona; su origen se debió al emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica, que involucra a la secuencia mesozoica.

Las estructuras parecen estar nucleadas por sal, siendo alargadas, muy grandes de más de 40 kilómetros.

- La Provincia de las Cordilleras Mexicanas, se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas alargadas, cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur. Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria. Estas estructuras corresponden a la extensión al Sur del cinturón plegado de las Cordilleras Mexicanas, mismas que se asocian a un despegue regional localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno. En este sector los principales hidrocarburos que pueden estar presentes corresponden al gas y posiblemente aceites superligeros.
- En la provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo) la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuenas por evacuación de sal donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.
- En el extremo Sur-Oriental del área, se encuentra parte del frente tectónico compresivo que generó las principales estructuras productoras en la Sonda de Campeche (cinturón plegado Reforma-Akal), donde predominan las fallas inversas de bajo ángulo orientadas en dirección Noroeste-Sureste y cuya dirección de transporte es hacia el Noreste. Asimismo, la cubierta sedimentaria Terciaria en esta zona tiende a ser más delgada, estando las estructuras mesozoicas relativamente más someras, por lo que se espera aceite pesado principalmente.

Desarrollo de México en aguas profundas.

La perforación de pozos en México en aguas profundas inició en 2004 en el proyecto Golfo de México B y posteriormente en el Golfo de México Sur, donde a la fecha se han perforado trece pozos exploratorios, resultando exitosos: el pozo Nab-1, productor de aceite extrapesado, y los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, de gas no asociado, y el pozo Leek-1 productor de gas y condensado. Estos pozos en conjunto, incorporaron una reserva total de 566 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Derivado de los trabajos de exploración geofísica, desarrollados a partir de 2007 PEMEX ha adquirido más de 37 mil kilómetros cuadrados de sísmica 3D del subsuelo marino del Golfo de México profundo, para acumular un total de 55 mil kilómetros cuadrados. Con base en la interpretación de los datos sísmicos, se han perforado a la fecha un total de 16 pozos, siendo 9

productores y 7 improductivos. Los pozos exitosos han permitido la incorporación de más de 540 MMbpce de reservas 3P, definiendo a las reservas 3P como la suma de las probadas, probables y posibles. El pozo exploratorio con mayor tirante de agua hasta el 2011 según Pemex, es el pozo Piklis-1, localizado a 138 km de Veracruz en una profundidad de 1,945 m.

La actividad exploratoria de PEMEX en el Golfo de México ha permitido iniciar la evaluación directa de las siguientes provincias geológicas: a) en el Cinturón Plegado Catemaco y al Sur de las Cordilleras Mexicanas, en el área de Holok-Lipax, se descubrió una provincia gasífera con recursos prospectivos en un rango de 5 a 15 MMMMpc de gas; y b) en el área Nox-Hux se identificó la presencia de yacimientos de aceite pesado y extra pesado, que representan la continuidad de los trenes de producción de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. En la Tabla 1.21, se presentan los datos de los pozos terminados, perforados y planeados hasta la fecha en el Golfo de México Profundo.

Status	Año	Pozo	Tirante m	Compañía	Tipo de sistema	Situación actual
Terminados	1999	Chuktah 201	512	****	****	Improductivo
	2000	Nab	680	PEMEX	Semi-sumergible	Aceite
	2005	Noxal	935	PEMEX	Semi-sumergible	Gas
	2006	Lakach	988	Diamond	Semi-sumergible	Gas
	2007	Lalail	805	PEMEX	Semi-sumergible	Gas
	2008	Tamil	778	Diamond	Semi-sumergible	Aceite
	2008	Chelem	810	Diamond	Semi-sumergible	Improductivo
	2008	Tamha	1,121	Pride Nobel	Semi-sumergible	Improductivo
	2009	Etbakel	681	****	****	Improductivo
	2009	Kabilil	740	****	****	Improductivo
	2009	Leek	851	Statoil	Semi-sumergible	Gas
	2009	Holok	1,028	Pride Nobel	Semi-sumergible	Improductivo
	2009	Catamat	1,230	****	****	Improductivo
	2010	Lakach-2DL	1,196	Pride Nobel	Semi-sumergible	Gas
	2010	Labay	1,700	Statoil	Semi-sumergible	Gas
2011	Piklis	1,945	PEMEX	****	Gas	
En Perforación	2011	Puskón	600	****	****	****
	2011	Talipau	940	****	****	****
	2011	Hux	1,130	****	****	****
	2011	Nen	1,495	Statoil	Semi-sumergible	****
	2012	Trión	2,550	PEMEX	Semi-sumergible	****
	2012	Supremus	2,890	PEMEX	Semi-sumergible	****
Planeados	2012	Kaxa	1,800	****	****	****
	2012	Yoka	2,090	Pride Nobel	Semi-sumergible	****
	2012	Kunah	2,154	Statoil	Semi-sumergible	****
	2012	Maximino	2,933	PEMEX	Semi-sumergible	****

Tabla 1.21 Pozos de México en aguas profundas. [PEMEX 2012]

Como puede observarse, el hidrocarburo encontrado por PEMEX en aguas profundas es mayoritariamente gas, por lo que los pozos en proceso de perforación y los planeados para este año en la región Norte del Golfo de México tienen el firme propósito de hallar aceite con una calidad comercialmente explotable.

PEMEX planea perforar durante el presente año 2012, varios pozos exploratorios en la misma área donde se localiza el campo Perdido de la compañía Shell, el cual se encuentra produciendo 100 Mbd, con la esperanza de que los prospectos identificados en aguas mexicanas sean igualmente productivos. El pozo Maximino puede romper el récord de Piklis impuesto en el primer semestre del 2011, al estar localizado el sitio de perforación en el área de Perdido en un tirante de agua de 2,933 m.

Los estudios de recursos prospectivos realizados en la Cuenca del Golfo de México Profundo, indican que es la de mayor potencial petrolero, al estimarse un recurso prospectivo medio de 29,478 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 58 por ciento del recurso total del país, el cual asciende a 50,526 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Del total del recurso prospectivo estimado en esta cuenca, se tienen documentados 9,557 millones de barriles de petróleo crudo equivalente registrados en 190 oportunidades exploratorias, lo que representa 32 por ciento del potencial; el 68 por ciento restante está en proceso de documentación. ^[PEMEX 2011]

CAPÍTULO II CICLO DE VIDA DE YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS

Para realizar la óptima explotación de los recursos petroleros en aguas profundas, se necesita de una adecuada planeación y evaluación de la exploración y explotación del yacimiento. Para llevar a cabo lo anterior, un equipo multidisciplinario y en especial, los ingenieros de planeación y los altos directivos, deben tener pleno conocimiento de todas y cada una de las actividades que se llevarán a cabo durante la vida productiva de un yacimiento petrolero. Es por ello que antes de ver los aspectos relacionados con la planeación y evaluación de proyectos, es necesario comprender las etapas que conforman el ciclo de vida de un yacimiento petrolero, con el objetivo de conocer que actividades, equipos, tecnología y personal intervienen en cada etapa, además conocer la función e importancia de cada una.

En este capítulo se abordaran las etapas que conforman el ciclo de vida de un yacimiento petrolero en aguas profundas, describiendo en cada etapa las principales actividades que se realizan y el personal involucrado en cada una de ellas, así como la información y resultados que se obtienen de cada una de ellas. La Figura 2.1 muestra las etapas que conforman el ciclo de vida de los yacimientos.

Las etapas a desarrollarse son:

- 1) Evaluación de potencial.
- 2) Incorporación de reservas.
- 3) Caracterización y delimitación de yacimientos.
- 4) Desarrollo inicial.
- 5) Comportamiento primario.
- 6) Recuperación secundaria.
- 7) Recuperación mejorada.
- 8) Abandono.

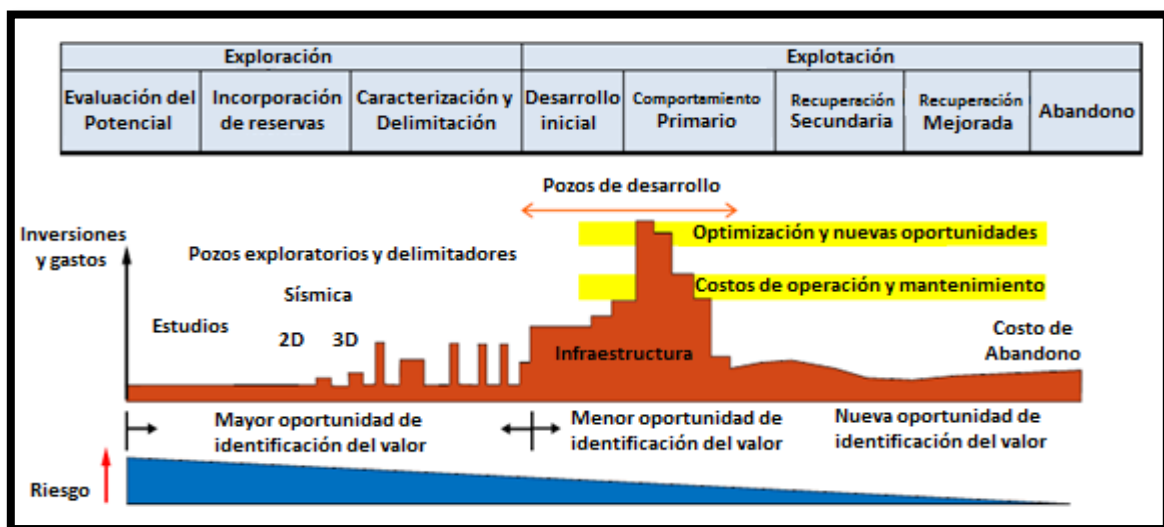


Figura 2.1 Ciclo de vida de un yacimiento petrolero.

2.1 Evaluación de potencial.

Durante la etapa de evaluación del potencial petrolero, el objetivo principal es identificar la existencia del sistema petrolero, el cual está compuesto por varios elementos: roca generadora, migración, roca almacén, roca sello, trampa y sincronía, ver Figura 2.2.

Todos estos subsistemas deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de explotarse con rendimiento económico.

El sistema petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza.

El sistema petrolero se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varias entradas a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), y se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera.

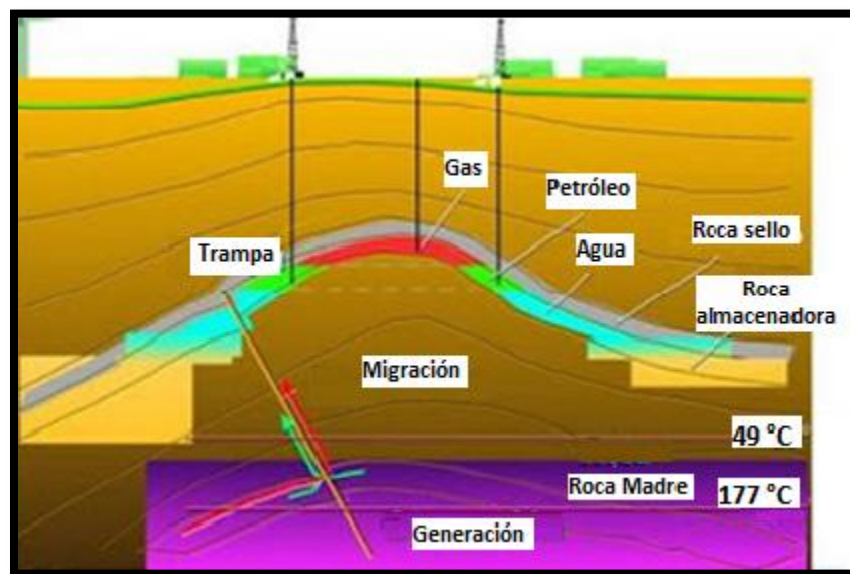


Figura 2.2 Sistema petrolero.

Evaluar de manera integral todos los componentes, requiere de diversas disciplinas con especialistas que trabajen en equipo, para alcanzar con éxito los objetivos.

Las actividades de exploración geológica y geofísica que se deben programar en esta etapa son:

- Geología superficial.
- Gravimetría.
- Magnetometría.
- Geoquímica.
- Sísmica.

Además, al finalizar la etapa de evaluación de potencial se contará con la siguiente información:

- Estimación volumétrica.
- Evaluación económica.
- Evaluación de riesgo.
- Escenarios de desarrollo.
- Consecuencias económicas del encuadre geológico, de ingeniería y fiscal.
- Modelo estructural.
- Modelo estratigráfico y sedimentológico.
- Modelo petrofísico.
- Modelo sísmico.

Con toda la información recaudada de los estudios anteriores, se contará con la suficiente información para realizar la construcción de los siguientes modelos:

Modelo estructural: Es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas en el subsuelo. Es la mejor representación del estilo de deformación respetando el marco tectónico regional del área de estudio. Esto nos permitirá construir mapas y secciones estructurales con el fin de estimar volúmenes de hidrocarburos in-situ y seleccionar las áreas estructuralmente más propicias para la perforación de los pozos.

Modelo estratigráfico y sedimentológico: El modelo estratigráfico y sedimentológico se obtiene con la geología del subsuelo, la geología de superficie y la determinación de facies (afloramientos, coronas, electrofacies y sismofacies). En la medida de lo posible se debe corroborar las correlaciones realizadas con información estratigráfica complementaria (marcadores bioestratigráficos, palinológicos, mineralógicos) y con información sísmica.

A partir de la información disponible (perfiles, coronas, sísmica) se procede a identificar unidades estratigráficas con el fin de determinar, acotar y correlacionar los intervalos de interés.

El objetivo del modelo estratigráfico y sedimentológico es generar una representación geométrica espacial de los yacimientos existentes en una cuenca, de manera de poder organizarlos como unidades maleables, estableciendo su distribución y relaciones con el fin de desarrollar el yacimiento. Este modelo contribuirá tanto al diseño de la perforación de los pozos como a la estimación de los volúmenes in-situ.

Modelo petrofísico: El modelo petrofísico define las propiedades del yacimiento para caracterizar la calidad de las rocas de los yacimientos. El objetivo del modelo petrofísico es discriminar las zonas que son yacimiento de aquellas que no lo son, cuantificando el contenido de arcilla, la porosidad (total y efectiva), la permeabilidad y la saturación de fluidos.

Modelo sísmico: El modelo sísmico define extensiones, formas y diversos estratos que se presentan en el subsuelo, se realiza la sísmica 2D Y 3D.

Estudios de geomecánica: Gracias a los estudios de Geomecánica es posible obtener mapas con un mayor grado de detalle.

Estos mapas servirán para después facilitar las actividades en la etapa de “Incorporación de reservas”, ya que la mayoría de la información recaudada en la “Evaluación de potencial” es de vital importancia para poder tener mejores resultados en la incorporación de reservas, es por esto que es necesario tener una información confiable.

2.1.1 Geología superficial.

Para la evaluación de potencial se requiere conocer a detalle los aspectos superficiales, como la geometría, la forma y el tamaño del lugar así como los ambientes de depósito. Con este estudio se pretende hallar el origen del sedimento, la geometría del cuerpo sedimentario, la extensión y su distribución areal, las secuencias geológicas, el echado, presencia de plegamientos, y la orientación de los sedimentos.

La información geológica que se debe obtener para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos en aguas profundas comprende lo siguiente:

- Ambiente sedimentario.
- Procesos diagenéticos.
- Estructuras sedimentarias.
- Estructuras geológicas.
- Facies y estratigrafía.
- Características geológicas locales.

2.1.2 Gravimetría.

Método geofísico basado en el campo natural de la gravedad que estudia la variación de la componente vertical del campo gravitatorio terrestre. La prospección gravimétrica es uno de los métodos fundamentales de investigación de provincias de petróleo y gas.

Los levantamientos se realizan buscando las formas estructurales con las que pueden estar vinculadas las acumulaciones de petróleo y de gas. Estas estructuras son muy diversas y no siempre se obtienen resultados positivos. Los principales tipos de estructuras que se buscan son: domos de sal, plegamientos anticlinales y sinclinales, fallas, diapiros, estructuras de plataforma en forma de cúpula y los macizos de arrecifes.

Las aplicaciones directas del método gravimétrico en la industria petrolera son de reconocimiento y complementarios. Los valores medidos se expresan en unidades de gravedad (miligales), donde $1 \text{ gal} = 1 \text{ cm/seg}^2$, con estos datos se construyen mapas de Bouguer, Residuales y Transformados.

Los aparatos clásicos empleados en el método gravimétrico son: la balanza de torsión que mide las derivadas de la gravedad (ya no es empleado), el péndulo que mide la gravedad absoluta o la relativa, y el gravímetro que mide la gravedad relativa.

2.1.3 Magnetometría.

Es el método geofísico que estudia al campo magnético terrestre. Las pequeñas variaciones de este campo pueden indicar la presencia y la profundidad de sustancias magnéticas, que en algunos casos pueden ser minerales de interés comercial. Estos minerales van generalmente asociados a las rocas ígneas, donde el método magnético servirá también para darnos información sobre el basamento y su profundidad.

Asimismo, la magnetometría nos permite estudiar la geología estructural y regional, además de aportarnos información muy útil como es la profundidad de los basamentos, localización y profundidades de masas magnéticas; la información anterior se emplea para la construcción de mapas magnéticos.

Los métodos magnéticos se utilizan como métodos de reconocimiento general en prospección petrolífera y de reconocimiento, así como de detalle en prospección minera.

La gran ventaja del método radica en el bajo costo de exploración por área de investigación. Muy especialmente cuando se trata de levamientos aéreos. Por lo anterior, la magnetometría es generalmente el primer método que se utiliza para delimitar zonas de interés, y fundamentalmente ahorrar recursos en el uso de otros métodos más costosos.

Los instrumentos de medición son los magnetómetros, balanzas magnéticas, magnetómetros de protones y magnetómetros de flujo. Se pueden realizar prospecciones terrestres, aéreas y marinas como complemento de otros.

2.1.4 Estudios geoquímicos.

La geoquímica del petróleo ha sido una parte integral de las actividades de exploración por los últimos 30 años. Recientemente ha jugado un rol importante en la explotación de los yacimientos.

La geoquímica juega un papel importante en el entendimiento de la comunicación entre bloques fallados, la naturaleza de los fluidos del yacimiento, cuerpos bituminosos y deposición de parafinas, principalmente.

El interés de la geoquímica se centra, fundamentalmente, en la caracterización de rocas madre, la relación con el medio sedimentario, el conocimiento de la composición orgánica y su grado de transformación diagenética o maduración.

Los geólogos y geofísicos se apoyan en la geoquímica para obtener modelos para predecir el potencial de una cuenca, ubicar zonas o niveles de generación de hidrocarburos, determinar procesos y vías de migración de líquidos y/o gases.

2.1.5 Sísmica 2D.

La sísmica 2D consiste en producir artificialmente, un pequeño sismo para posteriormente registrar los tiempos de llegada de las ondas producidas, una vez reflejadas o refractadas en las distintas formaciones geológicas. Con lo anterior se construye una imagen muy aproximada de las discontinuidades sísmicas. Estas discontinuidades coinciden generalmente con las discontinuidades estratigráficas.

El impulso sísmico se genera ordinariamente mediante la detonación de una carga explosiva enterrada en el suelo. Se utilizan explosivos de gran velocidad de propagación, tales como la dinamita. La explosión puede ocurrir en un tiempo de micro a milisegundos, dependiendo de la naturaleza, cantidad de explosivo y material que rodea el punto de explosión.

Las ondas producidas por la explosión se propagan en todas direcciones, y cuando cambian las condiciones del medio, es decir, cuando la onda sísmica en su recorrido en profundidad encuentra un medio de propagación distinto del anterior, parte de la energía se refleja, volviendo a la superficie, y parte se refracta siguiendo su viaje en profundidad.

La sísmica 2D nos proporciona una imagen del subsuelo en dos dimensiones, en donde obtendremos una resolución vertical del mismo, y visualizaremos la estratigrafía secuencia y las estructuras sedimentarias.

Actualmente es utilizada rigurosamente en los procesos de exploración petrolera en todo el mundo en yacimientos en aguas profundas, ya que es un método muy eficiente.

La sísmica 2D se puede realizar por dos métodos sísmicos: de reflexión y de refracción.

El método sísmico de reflexión es el más empleado en prospección petrolífera y es un método de detalle. El método sísmico de refracción es un método de reconocimiento general y de detalle, sobre todo en prospección petrolífera, pero su empleo es más reducido.

En el método sísmico de reflexión, se detecta en superficie los tiempos de llegada de las ondas sísmicas reflejadas en los diversos contactos del terreno; mientras que el método de refracción detecta los tiempos de llegada de las ondas refractadas a lo largo de los diversos contactos.

El método sísmico de reflexión es más preciso, cómodo y fácil de interpretar. No obstante, en zonas particulares (en donde, por ejemplo, el sísmico de reflexión no proporciona buenas reflexiones, o en zonas dudosas) se utiliza también el sísmico de refracción.

2.1.6 Análisis y evaluación de Plays.

Al haber efectuado los estudios anteriores (geología superficial, gravimetría y magnetometría, estudios geoquímicos y sísmica 2D), se poseerá la información necesaria para poder realizar un modelado geológico del subsuelo, mapas de cuencas, mapas de isopacas, estructuras en la zona estudiada, marco geológico, marco tectónico, marco estratigráfico, marco sedimentológico, etc; y de esta manera se podrá identificar, evaluar y seleccionar los prospectos de plays, además de poseer un entendimiento regional.

Con una mejor visualización y entendimiento del área estudiada, se podrá tomar la decisión de que áreas seguir estudiando, es decir, las áreas que se siguen considerando de interés, para posteriormente realizar análisis más específicos de esas zonas (Sísmica 3D, perforación de pozos exploratorios, etcétera).

Después de haber realizado el análisis conjunto de toda la información, obtendremos un entendimiento regional de la zona de interés, para posteriormente identificar, evaluar y seleccionar plays para un futuro análisis más especializado. Es decir, después de esta actividad se procederá a realizar sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios.

2.1.7 Sísmica 3D.

Un levantamiento sísmico 3D como el mostrado en la Figura 2.3, es una poderosa herramienta de evaluación, ya que permite verificar y calibrar el modelo de simulación del yacimiento. La sísmica 3D plantea una geometría de adquisición capaz de tomar un volumen de información, muestreada bajo un mallado mucho más detallado que en el diseño 2D. En dicho diseño existen tanto líneas receptoras (in-line), como líneas fuente (crossline), donde la distancia entre estas no llega a ser mayor a 1 km, con la finalidad de poder obtener un mayor detalle en cada uno de los registros sísmicos.

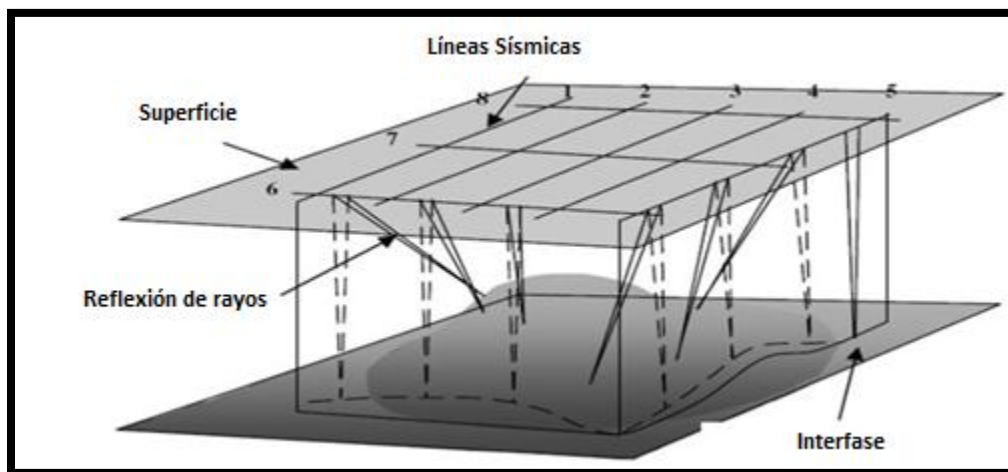


Figura 2.3 Representación de un levantamiento sísmico 3D.

De la misma forma que en la sísmica 2D, las líneas receptoras se encuentran perpendiculares al rumbo preferencial de las estructuras geológicas a estudiar, esto permite ver el cambio de las propiedades físicas de dicho cuerpo y del medio que lo rodea. El arreglo entre líneas receptoras y fuente, casi siempre es ortogonal entre sí, pues esto permite tener registrado de forma uniforme el volumen de espacio estudiado, obteniendo una cobertura más uniforme y una mayor resolución del objetivo prospectivo.

La metodología del modelado sísmico 3D consta de 5 etapas:

Etapla I) Todas las heterogeneidades del modelo de yacimiento deben ser mantenidas.

Etapla II) Imágenes con contenido de frecuencias realistas comparables con información sísmica real deben ser computadas.

Etapla III) La sísmica debe ser generada en escala de tiempo y de profundidad, con el objetivo de evaluar cambios de tiempo y diferencias de amplitud en un contexto 4D.

Etapla IV) Cubos sísmicos deben ser pre-apilados.

Etapla V) Finalmente el algoritmo debe ser rápido y eficiente con el objetivo de poder analizar varios escenarios en el comportamiento del yacimiento. El levantamiento sísmico en 3D permitirá disponer de:

- Información sedimentológica.
- Información estructural.
- Información estratigráfica.
- Establecer posiciones de los fluidos en el presente.
- Predecir el movimiento de los fluidos con mayor certeza.
- Secuencia estratigráfica del área.
- Delimitación de fronteras del yacimiento.
- Continuidades (límites de secuencias).
- Discontinuidades (fallas y discordancias).

2.1.8 Sísmica 4D.

La Sísmica 4D o sísmica lapso-tiempo consiste en una serie de repeticiones de tomas de sísmica 3D utilizadas en la descripción y comprensión del yacimiento en función del tiempo. La tecnología 4D se ha convertido en una rutina incorporada en la administración de yacimientos, ya sea para mejorar la caracterización del yacimiento, para una recuperación mejorada, para conocer los resultados del fracturamiento hidráulico o para la identificación de aceite no barrido. La sísmica 4D muestra gran potencial en el monitoreo de yacimientos, monitoreo de contactos de fluido y de frentes de inyección, identificación de compartimientos de presión y mapeo de canalizaciones, entre otras aplicaciones.

2.2 Incorporación de reservas.

La actividad principal que se desarrolla en esta etapa del ciclo de vida de un campo petrolero en aguas profundas, es evaluar las reservas de hidrocarburos de acuerdo con una estrategia exploratoria aprobada, maximizando el valor económico agregado. El tiempo estimado para la incorporación de las reservas es de 6 meses aproximadamente de acuerdo a los estudios que se realizan para determinar la probabilidad de éxito de las reservas.

Es esencial tener conocimiento del volumen de petróleo que se puede extraer con los métodos y la tecnología con la que actualmente se cuenta; además de pronosticar las reservas que pueden ser recuperadas más adelante gracias al desarrollo de nuevas técnicas y avances tecnológicos. Esta cuantificación, se hace en base a los conceptos de reservas, las cuales son de vital importancia para los gobiernos, la industria energética y la economía global.

Con la utilización de diversos métodos y técnicas, los ingenieros calculan con razonable certeza el volumen original contenido en los yacimientos explorados.

La evaluación de las reservas de hidrocarburos de un yacimiento se debe efectuar en diversas etapas de su vida, desde su descubrimiento con un pozo exploratorio exitoso. A medida que se obtiene más información de pozos delimitadores y de desarrollo, la evaluación de las reservas se actualiza, considerando principalmente la nueva información petrofísica y las redefiniciones del modelo estructural que se establezcan.

Los principales métodos de incorporación de reservas son los métodos volumétricos y los métodos de ecuaciones de balance de materia:

2.2.1 Métodos volumétricos.

Todos los métodos de evaluación volumétrica se basan en mapas sub-superficiales de isopropiedades, que se construyen mediante interpolación de datos discretos representativos del yacimiento. Los mapas a utilizar son:

- Mapas estructurales. Se construyen para configurar la Cima o Tope del Yacimiento y la Base del mismo.
- Mapas de isopacas. Representan la distribución de los Espesores Brutos y Netos de la formación productora e ilustran el tamaño y forma del yacimiento.
- Mapa de isorelación Espesor Neto/Espesor Bruto.
- Mapa de isohidrocarburos. Representa la distribución del Índice de Hidrocarburos.
- Mapa de isosaturación de Agua.
- Mapa de isoporosidades. Ilustra las tendencias de la porosidad de los espesores netos en el yacimiento.

Con base en la formulación matemática y utilizando los mapas sub-superficiales, es posible establecer los siguientes métodos para determinar el volumen original de hidrocarburos:

Método de Cimas y Bases.

Este método se basa en la construcción de los mapas sub-superficiales de la cima y de la base del yacimiento. La principal limitación del método recae en la consideración de que toda la formación que queda entre la cima y la base es productiva y con propiedades petrofísicas uniformes.

La confiabilidad del método es menor a medida que el espesor neto de la formación sea considerablemente menor que el espesor bruto y en la medida en que las propiedades petrofísicas de la formación varíen areal y verticalmente.

Método de Isopacas.

Este método se basa en la construcción de un mapa sub-superficial del espesor neto poroso del yacimiento y al igual que el método de cimas y bases está enfocado al cálculo del volumen de roca del yacimiento. El volumen original de hidrocarburos se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_{hc} = V_r * \Phi_m * (1 - S_{wm})$$

En donde:

V_{hc} -Volumen original de hidrocarburos a condiciones del yacimiento (m^3).

V_r - Volumen de la roca (m^3).

Φ_m - Porosidad promedio del yacimiento (%).

S_{wm} - Saturación de agua promedio del yacimiento (%).

Prácticamente tiene las mismas limitaciones que el Método de Cimas y Bases, excepto que es más realista en cuanto al espesor neto de hidrocarburos.

Método de Isohidrocarburos.

El Método de Isohidrocarburos o de Isoíndice de Hidrocarburos, es el método volumétrico más confiable para el cálculo del volumen original de hidrocarburos y se basa en la determinación del Índice de Hidrocarburos de los intervalos productores en cada pozo del yacimiento, de acuerdo con la siguiente definición:

El Índice de Hidrocarburos es una medida del volumen original de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento.

Al asociar estos índices con las áreas respectivas se puede obtener el volumen original de hidrocarburos del yacimiento.

El Método Volumétrico de Isohidrocarburos es el más confiable, porque permite considerar las variaciones de los parámetros básicos, porosidad, saturación y espesor neto de hidrocarburos, en la dirección vertical y arealmente. Su confiabilidad es mayor a medida que se cuente con mayor número de pozos.

Métodos de simulación numérica.

La simulación numérica de los yacimientos es una herramienta muy útil que estudia el comportamiento de los yacimientos y determina la volumetría de los yacimientos, mediante la integración de los volúmenes de fluidos asociados a cada celda del simulador.

En la simulación numérica un yacimiento se representa por un gran número de celdas de diversas geometrías, interconectadas, para cada una de las cuales se establecen las ecuaciones de flujo de los fluidos, generalmente aceite, gas y agua.

El gran número de celdas que se utilizan, las ecuaciones asociadas a cada una de ellas y las condiciones iniciales y de frontera que se establecen, generan un gran sistema de ecuaciones simultáneas cuya solución se determina mediante métodos numéricos.

Para un yacimiento dado el simulador se construye a partir de su concepción geológica, asignando a cada celda las propiedades petrofísicas que le correspondan de acuerdo con la caracterización que se haya hecho y los pozos se sitúan según sus coordenadas.

Con las condiciones iniciales de presión del yacimiento, el simulador procesa por etapas de tiempo y en cada etapa se van conociendo la distribución de los fluidos gas, aceite y agua dentro del yacimiento y lo más importante se va conociendo el comportamiento de la producción y la presión en los pozos.

La simulación comprende dos etapas: El ajuste de la historia de producción, con lo cual se logra calibrar el simulador; y la etapa en que se pronostica el comportamiento que tendrá el yacimiento en el futuro.

La simulación requiere de un conocimiento muy detallado de las propiedades petrofísicas del yacimiento y su distribución areal y vertical, así como de una definición muy confiable del modelo geológico estructural del mismo y como es de suponerse estas definiciones sólo se logran cuando hay un número considerable de pozos y se cuenta con información geológica y geofísica en cantidad y calidad suficiente.

2.2.2 Métodos de balance de materia.

Las ecuaciones de balance materia (EBM) en yacimientos de hidrocarburos se obtienen aplicando el principio de conservación de la materia. En yacimientos de aceite negro, gas húmedo y gas seco, en los que su composición y su densidad no varían notablemente al caer la presión, el balance se puede hacer en base a sus volúmenes.

Existen varios métodos para hallar predicción de producción, entre ellos se encuentran los siguientes:

- Método de Schilthuis.
- Método de Tarner.
- Método de Pirson.
- Método de Muskat.
- Método de Tracy.

Estos métodos solo son aplicables para yacimientos que producen por agotamiento natural, partiendo de una presión de burbuja, sin capa de gas y sin influjo de agua.

La ecuación de balance de materia para un sistema de hidrocarburos, es simplemente un balance volumétrico que considera la producción total como la diferencia entre el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento y el volumen remanente en el mismo. Sin embargo, la EBM, propuesta originalmente por Schilthuis, ha sido y seguirá siendo una herramienta básica en la Ingeniería de Yacimientos para la determinación de reservas y para pronosticar el comportamiento de los yacimientos.

2.2.3 Cálculo del volumen original en base a pruebas de presión-producción.

Una vez terminado el pozo exploratorio, se procede a realizar una prueba de presión-producción para poder determinar las propiedades del yacimiento en un estado dinámico y de esta manera poder establecer una primera predicción de la producción a partir de los gastos obtenidos durante los decrementos con sus respectivos estranguladores, así como la naturaleza de los fluidos producidos como porcentajes de agua, grados API, salinidades, etc. Se debe de conocer la presión inicial del yacimiento y presiones promedio del área de drene, además de determinar las características del yacimiento tales como: permeabilidad, volumen del yacimiento comunicado con el pozo, heterogeneidades, tipos de fronteras y sus distancias al pozo, comunicación de las fracturas, etc. Algunas de estas propiedades pueden ser identificadas a partir de la caracterización estática, sin embargo deben de ser confirmadas o bien para poder comprender su contribución a la producción como lo pueden ser los sistemas de fracturas que se pueden identificar en el modelo estático.

2.2.4 Clasificación de reservas.

Reservas.

Es el volumen recuperable del recurso contenido en el subsuelo que puede ser recuperado de un modo económicamente rentable mediante la aplicación de proyectos de desarrollo desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Para que se dé el calificativo de reserva se

debe de cumplir con cuatro criterios, (descubiertas, recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación en un(os) proyecto(s) de desarrollo).

Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de certidumbre, que depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales; probadas o no probadas. En la figura 2.4 se muestra la clasificación de las reservas que es usada actualmente por PEMEX.

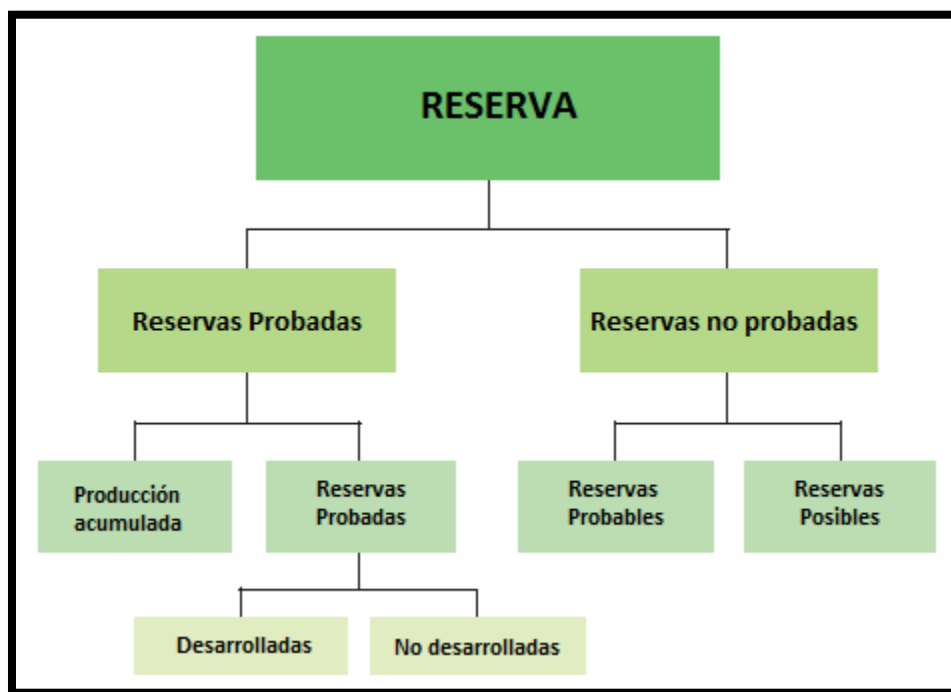


Figura 2.4 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Reservas probadas.

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología, geofísica e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza que serán recuperables comercialmente bajo las actuales condiciones económicas, con métodos tanto primarios como secundarios. Las reservas probadas se sub-dividen en reservas probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas

Reservas probadas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la

infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente. Las reservas desarrolladas pueden ser sub-categorizadas como en producción y en no-producción.

En producción: Se espera sean recuperadas de intervalos completados que están abiertos y produciendo en la fecha del estimado. Las reservas por recuperación mejorada son consideradas en producción solo después que el proyecto de recuperación mejorada esta en operación.

En no-producción: Incluyen las taponadas o cerradas, y las que se encuentran detrás de la tubería de revestimiento.

Reservas probadas no desarrolladas.

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

Reservas no probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados con estudios de geología, geofísica e ingeniería, sin embargos, incertidumbres técnicas, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

Reservas probables.

Son aquellas reservas recuperables que pudieran encontrarse en trampas definidas por métodos geológicos y de ingeniería, donde la perforación exploratoria permite inferir más del 50 % de probabilidad de convertirse en producción.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Reservas posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos inferidos en áreas poco conocidas pero donde la geología y la ingeniería, indican factores favorables para la generación y acumulación de hidrocarburos. La suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de ser recuperadas.

2.3 Caracterización y Delimitación de yacimientos.**2.3.1 Caracterización de yacimientos.**

La caracterización de un yacimiento petrolero es el conjunto de procesos y técnicas orientados a la definición y estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos, con el objetivo de determinar el potencial de la formación y localizar los intervalos que son potenciales al almacenamiento de hidrocarburos.

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

Modelo estático.

En esta etapa se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos. El modelo estático comprende los siguientes modelos:

- Geológico.
- Estructural.
- Sedimentológico.
- Petrofísico.
- Estadístico.

Modelo dinámico.

Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento. El propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos.

- PVT Fluidos.
- Curvas de Permeabilidad Relativa.
- Datos de Producción.

- Presiones Capilares.
- Pruebas de Presión.

Entre las fuentes de información utilizadas en la caracterización de los yacimientos, se tienen: datos de perforación de pozos, muestras de roca, registros geofísicos de pozos, datos sísmicos y pruebas de formación y de variación de presión, ver Tabla 2.1.

FUENTE	INFORMACIÓN
Datos sísmicos	1) Estructura, tamaño, forma, orientación y continuidad. 2) Espesor neto del yacimiento. 3) Presencia de fallas, fracturas o discontinuidades. 4) Tipos de fluidos: gas o líquidos. 5) Secciones de pozo.
Geológicas (Núcleos)	1) Litología. 2) Estructuras sedimentarias. 3) Tipos de porosidad. 4) Permeabilidad. 5) Edad de la formación, facies y correlaciones. 6) Ambiente deposicional. 7) Secuencia de formación.
Petrofísicas (Núcleos)	1) Porosidad. 2) Permeabilidad. 3) Saturación y distribución de fluidos. 4) Mojabilidad. 5) Presiones capilares. 6) Compresión de la formación. 7) Compatibilidad de la roca con los fluidos de inyección.
Análisis PVT	1) Factor de volumen de aceite, gas y agua. (Bo, Bg, Bw) 2) Relación de solubilidad. (Rs, Rsw) 3) Viscosidad. (μ_o , μ_g , μ_w) 4) Compresibilidad de los fluidos. 5) Presión de saturación.
Registros geofísicos	1) Espesor neto. 2) Porosidad vs profundidad. 3) Saturación inicial vs profundidad. 4) Profundidad del contacto gas-aceite / aceite-agua. 5) Correlación de pozos. 6) Definición de litología. 7) Cima de la estructura.
Pruebas de producción	1) Presión del yacimiento. 2) Permeabilidad efectiva. 3) Índice de productividad. 4) Tamaño del yacimiento. 5) Presencia de fracturas.
Datos de producción	1) Flujo de aceite vs tiempo. 2) Flujo de gas vs tiempo. 3) Flujo de agua vs tiempo. 4) Cualquier presión media vs tiempo.
Estado mecánico del pozo	1) Profundidad. 2) Tipo de pozo. (vertical, horizontal, direccional) 3) Características del aparejo de producción. 4) Terminación.

Tabla 2.1 Fuentes de información en la caracterización de yacimientos.

Simulación de yacimientos.

La simulación de yacimientos se utiliza para modelar matemáticamente (numéricamente), el flujo de fluidos en medios porosos a escala de yacimiento, para predecir las condiciones de producción bajo condiciones específicas de desarrollo y de explotación.

En general, la simulación se refiere a la representación procesos mediante modelos teóricos o físicos. El principal interés es el desarrollo y uso de modelos que describen el comportamiento del yacimiento bajo ciertas condiciones de operación.

Se puede definir a la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) como el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento.

Modelar el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos, bajo diferentes esquemas de producción, reduce el riesgo asociado a la elección del plan de explotación y por lo tanto minimiza los flujos de efectivo negativos.

En la figura 2.5 se presenta el procedimiento llevado a cabo para realizar un estudio de simulación de yacimientos.



Figura 2.5 Diagrama de flujo de un estudio de Simulación.

Con la ayuda de la simulación, se determinan los siguientes datos:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento.
- Tener una clara idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
 - Presiones en cada celda.
 - Saturaciones de fluidos en cada celda.
 - Composición del fluido.
- Inyección de gas o el uso de algún método de recuperación mejorada.
 - Volumen de fluido a inyectar.
 - Ritmo de inyección.
 - Presión necesaria para inyectar un volumen establecido.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- La eficiencia de la recuperación por área.

2.3.2 Delimitación de yacimientos.

Se distinguen dos tipos de restricciones que limitan la extensión de los yacimientos: Límites convencionales y límites físicos.

a) Límite convencional.

Son aquellos que se establecen con criterios inferidos, tales como los cortes de porosidad, saturación de fluidos y de espesores netos, también conocidos como acñamientos, sin embargo, no deberán tomarse como definitivos, ya que pueden cambiar con el criterio de cada análisis. La Figura 2.6 muestra un ejemplo de Límite convencional.

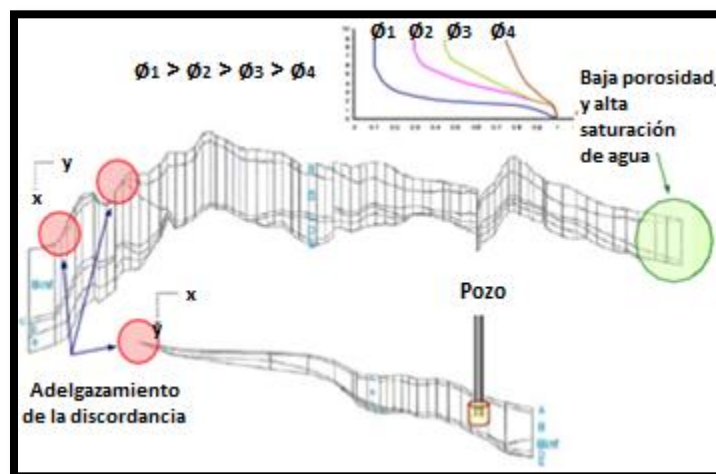


Figura 2.6 Límites Convencionales.

b) Límites Físicos.

Se entiende como límite físico de un yacimiento, aquél definido por algún evento geológico, estructural o estratigráfico-litológico, asociado en principio con los sistemas de fallas, principalmente fallas inversas con transmisibilidad nula; cambios de facies de las formaciones y por discordancias que generan la disminución en los espesores netos y brutos; permeabilidad, porosidad y saturación de aceite. Por otro lado se tiene la definición de límites verticales y areales mediante los contactos agua-aceite. La Figura 2.7 muestra un límite con estas características.

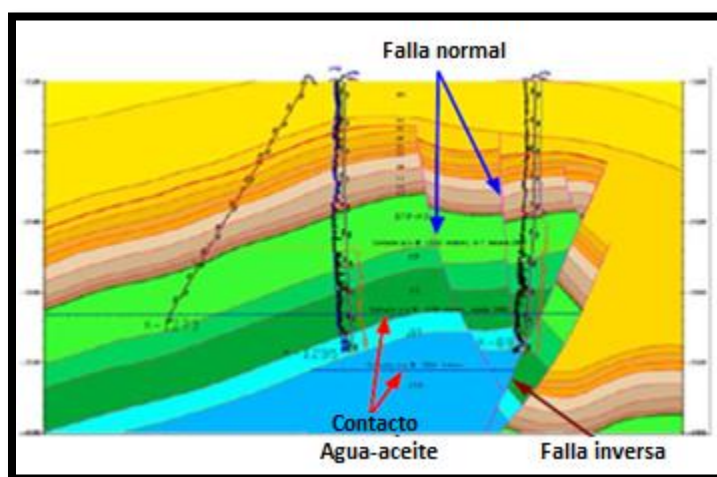


Figura 2.7 Límites Físicos.

2.4 Desarrollo inicial.

Una vez que se ha caracterizado y delimitado el yacimiento, se cuenta con modelos geológicos y geofísicos, se sabe el potencial petrolero y se cuenta con las localizaciones óptimas de perforación, el ciclo de vida del yacimiento pasa a la etapa de desarrollo inicial.

El desarrollo inicial se define como el proceso continuo y ordenado de fases, que involucran todas aquellas actividades concernientes a la perforación, terminación, y actividades complementarias que contribuyan a que los pozos comiencen con la producción en la etapa de comportamiento primario.

Durante esta etapa se inicia la planeación y el diseño de la perforación de pozos de forma eficiente, segura y económica, y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos. Además, dependiendo del potencial del yacimiento descubierto, será la cantidad de equipos instalados (plataformas de servicios, de perforación, de producción, de telecomunicaciones, barcos FPS, etc.)

El objetivo de esta etapa consiste en dejar completamente acondicionado el campo para dar inicio a la producción de hidrocarburos.

2.4.1 Planeación y diseño de la perforación.

La planeación y el diseño de un pozo es un proceso continuo que conlleva la realización de una serie de etapas. El programa de perforación es un documento que contiene la descripción cronológica de los eventos que se realizarán para la construcción del pozo. En el programa de perforación se calculan, desarrollan y analizan por etapas de construcción, los siguientes puntos: Columna geológica, columna estratigráfica, estado mecánico, diseño de la sarta de perforación, plan direccional, programa de fluidos, programa de barrenas, programa hidráulico y terminación del pozo, ver Tabla 2.2.

Todas las actividades dentro de este programa se deben de llevar a cabo en un orden y tiempo.

PROGRAMA DE PERFORACIÓN
DATOS GENERALES.
<ul style="list-style-type: none"> • Localización. • Estructura geológica. • Columna geológica esperada. • Plan estructural. • Aparejo de producción.
GEOPRESIONES.
<ul style="list-style-type: none"> • Perfil de presión de formación. • Perfil de presión de fractura. • Perfil de presión de sobrecarga. • Mapa de geopresiones.
TUBERIA DE REVESTIMIENTO.
<ul style="list-style-type: none"> • Profundidades de asentamiento de las TR's. • Densidades programadas de lodos. • Tipos y características de las TR's. • Cementaciones y accesorios.
PROGRAMA DIRECCIONAL.
<ul style="list-style-type: none"> • Trayectoria. • Programa de mediciones de trayectoria.
FLUIDOS DE PERFORACIÓN.
<ul style="list-style-type: none"> • Programa de fluidos. Características y propiedades de los fluidos.
BARRENAS E HIDRÁULICA.
<ul style="list-style-type: none"> • Programa de barrenas. • Propuesta de la hidráulica de perforación.
PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN.
<ul style="list-style-type: none"> • Programa de registros. • Programa de núcleos. • Pruebas de formación. • Pruebas de producción.
TIPO DE TERMINACIÓN.
PROGRAMA CALENDARIZADO DE ACTIVIDADES.
COSTOS DE PERFORACIÓN.

Tabla 2.2 Programa de perforación.

Un factor que se debe tomar en cuenta desde el inicio del diseño y hasta la conclusión de la operación es el factor seguridad en todos sus aspectos como lo son: el personal, las instalaciones y el medio ambiente. En la actualidad existen una gran cantidad de normas que rigen las actividades industriales y su efecto sobre el medio ambiente, por tal motivo todas las actividades realizadas en esta etapa deben de estar bajo las políticas y cumplir los estándares de la zona.

2.5 Comportamiento primario.

Una vez concluida la perforación del pozo, inicia la etapa de producción, los fluidos provenientes del yacimiento viajan a través de la sarta de producción, al alcanzar la altura del lecho marino, continuarán su viaje por el riser ascendente hasta superficie. Una vez en superficie, la producción es dirigida buque-tanques, para posteriormente por medio de ductos transportarla para refinación, almacenamiento o venta.

La etapa de comportamiento primario comienza con la apertura de los pozos a la producción. El objetivo general de esta etapa es el control, mantenimiento y aseguramiento de la producción de hidrocarburos de manera natural, es decir, a través de la energía propia del yacimiento, o utilizando un sistema artificial de producción. Se puede decir que la etapa de comportamiento primario termina con el inicio de los procesos de recuperación secundaria.

Una vez que se tienen los hidrocarburos en superficie deben ser almacenados, tratados y transportados de manera adecuada antes de dirigirlos hacia el punto de venta. Durante esta etapa se presentan los aspectos más relevantes de las instalaciones superficiales incluyendo separadores, tanques de almacenamiento, deshidratadores, redes de ductos, por mencionar algunos.

Además de lo anterior, los ingenieros involucrados en el comportamiento primario realizan todo tipo de intervención a pozos para reducir el daño a la formación, hacer reparaciones mayores o menores y estimulaciones al pozo. Todo esto con el fin de optimizar la producción y adecuarse al plan de desarrollo que se haya decidido en etapas previas.

Al final de las actividades que se realizan en esta etapa se obtienen resultados como: históricos de producción, registros de presiones, registros de problemas operacionales, resultados de la implementación de sistemas artificiales, entre otras.

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo (combustión in-situ) puede facilitarse su recuperación.

Los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados con la formación productora, los fluidos contenidos y el aparejo de producción. Si la formación productora presenta valores bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, se presentan depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc. el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado, el método utilizado por la industria petrolera se denomina análisis nodal.

2.5.1 Análisis nodal.

El análisis nodal, es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual generalmente se divide en 3 subsistemas que son: flujo en el yacimiento, flujo en las tuberías verticales y flujo en la tubería horizontal. Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien, en los extremos del mismo. Los principales nodos solución de esta técnica se muestran en la Figura 2.8.

Las aplicaciones del análisis nodal son:

- Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos.

Las condiciones que se deben de tomar en cuenta para aplicar este método son:

- Siempre debe conocerse o suponerse la presión en el inicio y al final del sistema.
- En el nodo de solución, las condiciones de presión y/o gasto deben ser idénticos para cada subsistema analizado.
- Los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

En condiciones de diseño y sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

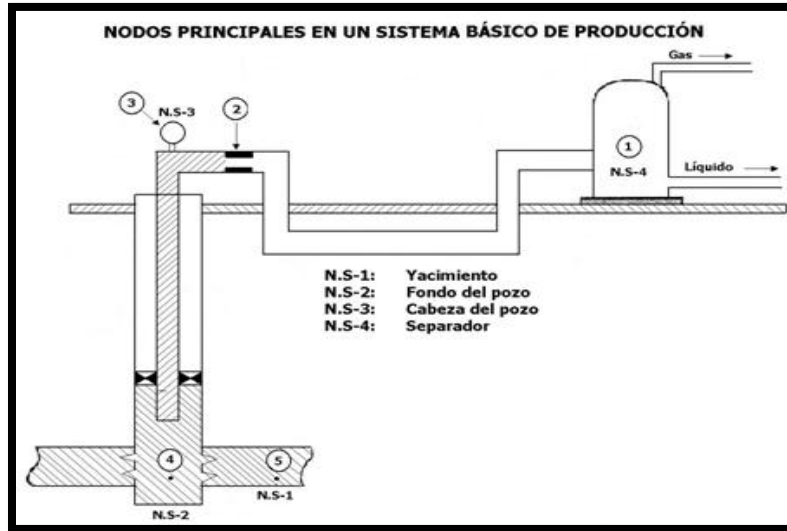


Figura 2.8 Principales nodos solución para el análisis nodal.

2.6 Recuperación secundaria.

La recuperación secundaria es un conjunto de tecnologías de producción que implican la inyección de fluidos o suministro de energía para mejorar la recuperación de petróleo en cualquier etapa de producción, con el fin de aumentar la recuperación total.

La recuperación secundaria básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión, o bien, desplazar los hidrocarburos de la zona de aceite, mediante arreglos específicos de pozos inyectoros y productores.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua o gas se puede llevar a cabo de dos formas diferentes: Inyección central, externa e Inyección en arreglos.

Inyección central. En este proceso los pozos inyectoros están agrupados en la parte central del yacimiento, y los productores en la periferia. Este tipo de inyección se utiliza para yacimientos con capa de gas en la cual se inyecta gas, ver Figura 2.9.

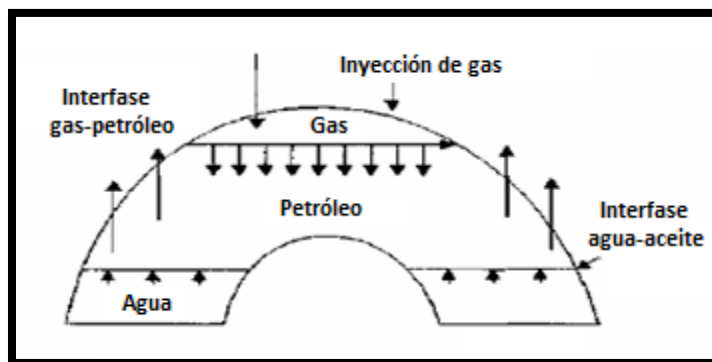


Figura 2.9 Inyección de gas en la cresta.

Inyección externa o periférica. En este proceso se inyecta agua en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional o de mantenimiento de presión. Generalmente, el agua se inyecta en el acuífero, fuera de la zona de petróleo y se utiliza cuando no se posee buena descripción de yacimiento, ver Figura 2.10.

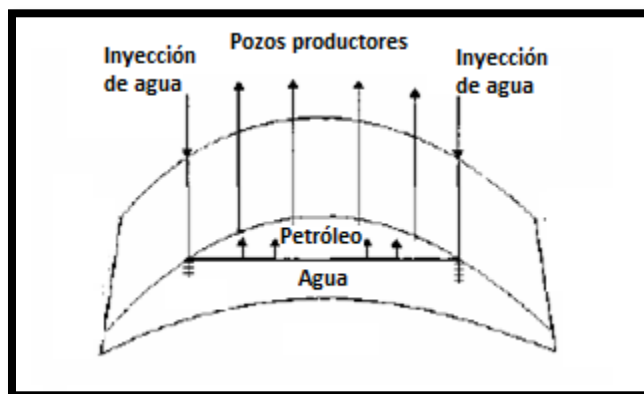


Figura 2.10 Inyección periférica de agua.

Inyección en arreglos. Se emplea particularmente en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión de área. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores.

2.7 Recuperación Mejorada.

El objetivo de la etapa de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus iniciales en inglés), es movilizar el aceite remanente que quedó después de la recuperación primaria y secundaria. Esto se lleva a cabo mejorando el desplazamiento microscópico del aceite y la eficiencia de barrido volumétrico.

La eficiencia de desplazamiento del aceite se incrementa reduciendo la viscosidad del fluido (proceso térmico), o mediante la reducción de fuerzas capilares o tensión interfacial (proceso químico). La eficiencia del barrido volumétrico es mejorado mediante el incremento de la viscosidad del agente desplazante (polímero desplazante).

La recuperación mejorada incluye métodos de recuperación térmica, de inyección de gas, inyección de químicos e inyección de agua de baja salinidad. Aunque estas técnicas son costosas y no siempre eficaces, los científicos están particularmente interesados en el potencial de recuperación asistida o mejorada del petróleo (EOR) para aumentar la producción.

Estudios recientes de la Agencia Internacional de Energía (AIE), señalan que 20% de la producción de petróleo en el mundo en el año 2030, provendrá de métodos EOR, como se muestra en la Figura 2.11. Conforme los proyectos de EOR sean más exitosos y se vayan extendiendo en el mundo, jugarán un papel clave en el balance futuro de la oferta-demanda del petróleo.

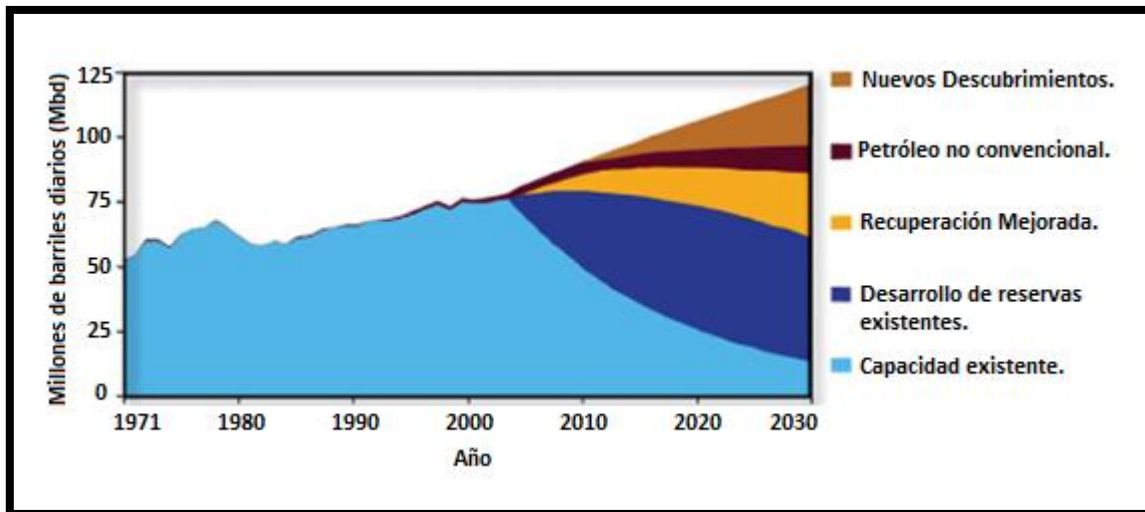


Figura 2.11 Producción mundial de petróleo por fuente.

2.7.1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Los métodos de recuperación mejorada se dividen en tres amplias categorías:

1.- Métodos térmicos. Consisten en el suministro de energía en forma de calor (vapor de agua o agua caliente) al aceite, de tal forma que disminuya su viscosidad y fluya más fácilmente.

- Inyección de vapor continua.
- Inyección de vapor cíclica.
- Combustión in-situ.

2.- Métodos químicos. De las técnicas de recuperación mejorada, la que mejor resultado ha proporcionado es la inyección de agua. Sin embargo, tiene la desventaja de que en yacimientos de crudos viscosos, su eficiencia disminuye considerablemente. La adición de químicos aumenta la viscosidad del fluido desplazante (agua).

- Inyección de surfactantes-polímeros.
- Inyección de polímeros.
- Inyección de sustancias cáusticas.

3.- Desplazamiento miscible. Estos métodos se asocian a la inyección de gases como el dióxido de carbono y el nitrógeno.

- Inyección de dióxido de carbono (CO₂).
- Desplazamiento de hidrocarburos miscibles.
- Inyección de gas inerte (N₂).

2.8 Abandono de campos.

Todo yacimiento petrolero en explotación llega a una etapa en que la producción de hidrocarburos es muy reducida o nula, dejando de ser rentable seguir explotándolo, haciendo necesario el desalojo de éste. Esta etapa es comúnmente llamada Abandono.

El Abandono es la actividad final de un pozo cuando se cierra permanente o temporalmente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. El desarrollo del abandono dependerá de la ubicación del pozo o conjunto de pozos y de su estado mecánico.

Existen varias causas por las que se abandona un pozo o activo, la más común es que alcance su máxima vida productiva-comercial. Sin embargo, un pozo o activo también se puede abandonar o taponar, debido a que represente un riesgo para una comunidad o para el medio ambiente, debido a fallas técnicas u operativas que compliquen o eviten continuar explotándolo.

El abandono de campos y el desmantelamiento de plataformas marinas comprenden el abandono de todos los pozos de los campos. Las formaciones permeables del subsuelo se aíslan de forma permanente entre sí y de la superficie. Todos los pozos se taponan y el revestimiento se corta a alguna profundidad por debajo del lecho marino, cumpliendo con lo especificado en las regulaciones locales. También hay que desmantelar y remover las tuberías de la superficie. Tales tuberías se pueden reutilizar, vender como chatarra o tratar como desecho.

A continuación se deben desmantelar las instalaciones de superficie y otras estructuras, lo cual puede implicar la remoción parcial o completa. Esto se puede comenzar quitando la cubierta o parte de la plataforma, seguido por la remoción de la estructura de soporte (estructura metálica de una plataforma colocada sobre pilotes incrustados en el fondo del mar) o se puede desmontar la estructura en trozos. Por último, hay que remediar los daños sufridos en el lecho marino.

2.8.1 Abandono de pozos.

Ya sea en tierra o en mar, un programa de abandono de pozos deberá considerar y atender las siguientes preocupaciones:

- Aislamiento de todos los intervalos de hidrocarburos.
- Contención de todas las zonas sobre-presionadas.
- Protección de los acuíferos adyacentes.
- Remoción de los cabezales de pozos.

Un proceso de abandono tradicional comienza con la operación llamada “Matar el pozo”, en donde los fluidos se circulan afuera del pozo y son remplazados por fluidos de perforación lo suficientemente pesados y densos para contener cualquier presión de la formación.

Una vez que el pozo ha sido matado, los árboles de Navidad se remueven y son remplazados por preventores de ariete, la tubería de producción también es removida.

El cemento se vierte a través de los disparos y se extiende parcialmente hacia la formación para sellar todas las zonas de producción. Dependiendo de la configuración del pozo, es práctica común fijar baches de cemento y tapones en el liner y la TR de producción como se muestra en la Figura 2.12, a una profundidad a la cual el tope del cemento se encuentre por detrás de la TR de producción.

La TR de producción se corta y se remueve por encima de la cima de cemento, un tapón de cemento se posiciona sobre la cima de la TR para aislar el espacio anular y en cualquier formación que todavía esté abierta por debajo la zapata de la TR intermedia (Figura 2.12).

Si la TR intermedia no ha sido aún cementada hacia la superficie, la operación puede ser repetida en esta sarta. Alternativamente las TR restantes serán cortadas y removidas hacia la superficie y se pondrá un tapón de cemento a través de todas las tuberías en la cima.

En tierra el sitio debe ser cubierto y regresado a su condición original. Las técnicas de abandono tradicional de pozos han sido revisadas en muchas áreas. En algunos casos los pozos han sido abandonados sin soporte de una torre, perforando y moliendo sin cortar ni jalar la TP y la TR.

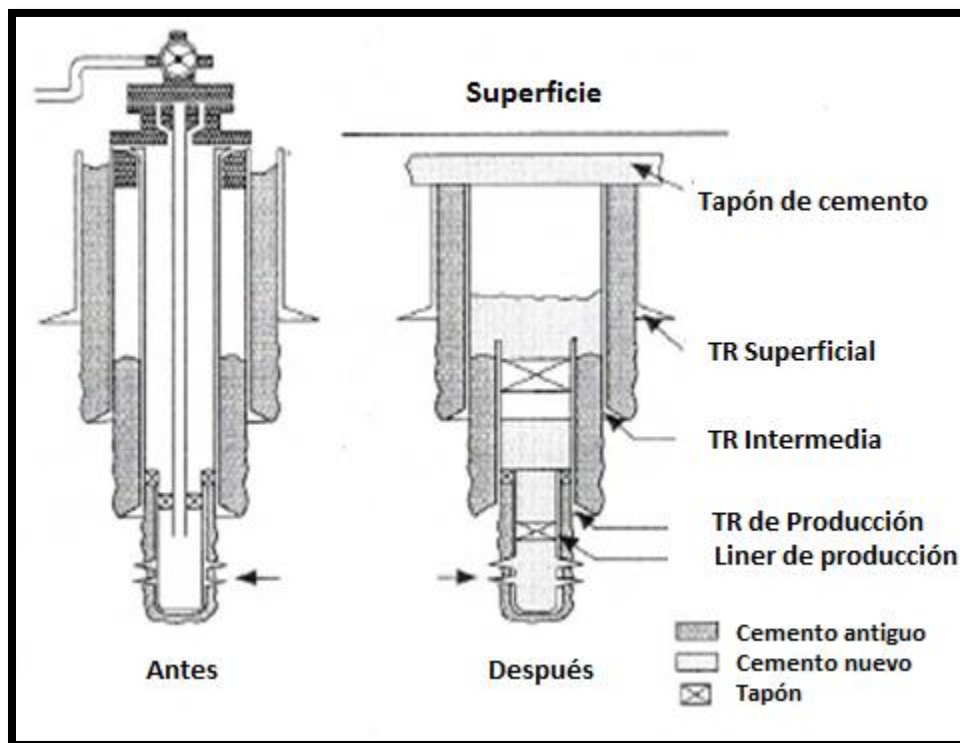


Figura 2.12 Un pozo antes y después del abandono.

2.2.2 Tipos de abandono de pozos.

El abandono de pozos se clasifica en dos tipos:

Abandono temporal: Debido a cuestiones técnicas, económicas o de seguridad se decide interrumpir la producción de un pozo, colocando tapones mecánicos y otros dispositivos que se planean remover en un futuro, ya sea con fines de reanudar la producción u otros distintos.

Abandono permanente o definitivo: Tiene por objetivo aislar el pozo permanentemente bajo condiciones de seguridad y protección ambiental, prevé el aislamiento con tapones de cemento y/o mecánicos de las zonas productivas (iniciando en el agujero descubierto), de la zapata del casing y de los colgadores de liner.

En la Tabla 2.3, se incluyen los tipos de abandono de pozo en función de la actividad del proyecto y el estado mecánico.

Etapa del proyecto	Actividad del proyecto	Estado mecánico	Tipo de Abandono
Perforación de pozos	Al final de la perforación de un pozo seco.	Con hueco abierto con zonas sin hidrocarburos.	Permanente sin tapones de cemento en el hueco abierto.
		Con hueco abierto con zonas de hidrocarburos no productiva.	Permanente sin tapones de cemento en el hueco abierto.
	Al final de la perforación de un pozo de descubrimiento que cumpla con los requisitos para la decisión de desarrollo.	Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos y terminación por pruebas.	Temporal con tapones de cemento en el revestimiento.
	Al final de la perforación de un pozo de descubrimiento que no cumpla con los requisitos para la decisión de desarrollo.	Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos y terminación por pruebas.	Temporal con tapones mecánicos y cemento en el revestimiento.
		Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos y terminación por pruebas.	Permanente con tapones mecánicos y cemento en el revestimiento.

Tabla 2.3 Tipos de abandono de pozos.

2.8.3 Abandono de ductos.

Técnicamente los ductos tienen un procedimiento de abandono similar al de plataformas marinas u otras instalaciones. Sin embargo, se deben tener algunas precauciones adicionales como la limpieza adecuada de éstos, antes de ser relegados, vendidos como chatarra o simplemente enterrados. Pues a diferencia de plataformas, embarcaciones u otra clase de infraestructura, los ductos estuvieron en contacto directo con los hidrocarburos, y a menudo retienen un alto contenido de estos en sus paredes internas, lo cual resultaría como una amenaza para el medio ambiente.

Las siguientes son las prácticas usadas más comunes para el Abandono del Oleoducto:

Opción 1. Dejarlo en el lugar, sin tratamiento.

Opción 2. Tratarlo internamente (por ejemplo, retirando el petróleo), dejarlo en el lugar.

Opción 3. Arar y rellenar en el lugar.

Opción 4. Vaciar con roca en el lugar.

Opción 5. Retirar los tramos y disponer de ellos en tierra, dejar al resto en el lugar.

Opción 6. Retirar los tramos y depositarlos en el arrecife, dejar al resto en el lugar.

Opción 7. Retirar los tramos y vaciarlos en la profundidad del mar, dejar al resto en el sitio.

Opción 8. Retirar totalmente y disponer en tierra.

Opción 9. Retirar totalmente y depositar en arrecife.

Opción 10. Retirar totalmente y vaciar en la profundidad del mar.

Para un oleoducto, las Opciones 3, 8, 1 ó 2 (Arar y rellenar en el lugar, Retirar totalmente y disponer en tierra, Dejarlo en el lugar, sin tratamiento o Tratarlo internamente, dejarlo en el lugar), todos tienen bajo impacto sobre el ambiente.

2.8.4 Abandono de plataformas e infraestructura superficial.

Es en algunos casos la actividad más compleja y costosa del abandono de un pozo o campo petrolero, particularmente en plataformas de aguas profundas. El costo de abandono puede ser considerable, y se presenta justo en el momento cuando el proyecto no está generando ingresos.

Algunos fondos serán requeridos, y deberán estar disponibles a partir de los beneficios de otros proyectos, de un fondo de abandono fijado durante la vida del campo o a través de exenciones fiscales en la vida tardía del campo en producción. El costo de dismantelar las 6500 plataformas marinas existentes en el mundo, se estima entre 29 y 40 mil millones de dólares estadounidenses para las próximas tres décadas. En tierra miles de pozos habrán de abandonarse algún día.

Las cinco consideraciones claves en el abandono son:

- 1) El impacto potencial en el ambiente.
- 2) Impacto potencial en la salud y seguridad humana.
- 3) La viabilidad técnica.
- 4) El costo de planificación.
- 5) La aceptación pública.

La Organización Marítima Internacional (OMI), organización que se encarga de fijar los estándares para la remoción de instalaciones marinas; especifica que las instalaciones que se encuentren a menos de 75 m de profundidad con subestructuras con un peso menor a las 4,000 toneladas, pueden ser completamente removidas del sitio. Aquellas instalaciones que se encuentran en aguas profundas, deben ser removidas a una profundidad de 30 m a 55 m por debajo de la superficie para permitir a la navegación. En algunos países la profundidad a la cual las estructuras se tienen que remover se ha extendido casi a los 100 m.

En México existen la NOM-149- SEMARNAT-2006 para abandono en costa-afuera y el Reglamento de Trabajos Petroleros que legislan y regulan las políticas de abandono.

CAPITULO III SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA AGUAS PROFUNDAS

La demanda de hidrocarburos a nivel mundial está incrementándose de manera considerable conforme pasan los años, no así la producción de hidrocarburos, aproximadamente se consumen 85 millones de barriles diarios de petróleo. Los yacimientos localizados en aguas someras se encuentran en proceso de declinación, las reservas de hidrocarburos están disminuyendo y el factor de restitución es mínimo.

El petróleo y el gas contribuyen juntos con más del 60 por ciento de la energía utilizada a nivel mundial, el carbón provee el 25 por ciento, la energía nuclear el 6 por ciento, la biomasa el 4 por ciento, la energía eléctrica solo el 3 por ciento, mientras que la energía solar tiene una contribución del 0,5 por ciento. La energía geotérmica y los biocombustibles proporcionan menos de 0,5 por ciento de la energía. ^[SENER 2011]

Para encontrar una solución a la gran demanda de energía, las compañías petroleras se ven en la necesidad de dirigir su experiencia, tecnología, metodología y conocimientos hacia las reservas de petróleo ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 m. Las técnicas de exploración y prospección, han permitido descubrir campos petroleros en tirantes de agua de 500 hasta 3000 m en varias regiones del planeta, sin embargo, es necesario diseñar y construir estructuras de perforación y producción que cumplan adecuadamente con las nuevas necesidades técnicas y económicas, y que resistan las condiciones meteorológicas que les impone el entorno marino.

Para perforar en aguas profundas se utilizan sistemas de flotación avanzados que cuentan con sistemas de anclaje y/o posicionamiento dinámico, tienen un alto grado de automatización, disponen de suficiente capacidad para realizar pruebas de producción de pozo para obtener parámetros del yacimiento, además pueden operar en condiciones climáticas severas y cuentan con mayor autonomía de operación.

Los sistemas utilizados por las compañías petroleras a nivel mundial para operar campos en tirantes de agua mayores a 500 m son: plataformas semisumergibles, mini-TLP, TLP, Boya Spar, barcos perforadores especializados y sistemas FPSO con posicionamiento dinámico, de los que existen pocos en el mundo, lo que origina que su renta se aproxime al medio millón de dólares diarios. Esto es debido a que no es técnicamente factible utilizar plataformas auto elevables ó plataformas fijas.

3.1 Sistemas Flotantes de Perforación y Producción.

Las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera (offshore) son más complejas y costosas que aquellas efectuadas en tierra. Las estructuras y equipos de perforación deben soportar condiciones climáticas más severas, además estas instalaciones requieren de:

- Equipamiento de control y comunicaciones.
- Sistemas de anclaje o posicionamiento dinámico.

- Sistema de generación de energía.
- Área de almacenamiento de químicos y materiales.
- Zona de tratamiento de desechos.
- Equipo de seguridad y contra-incendio.
- Helipuerto y embarcaciones de abastecimiento.

Al tiempo que los equipos de perforación han ido evolucionando para alcanzar profundidades cada vez mayores, los equipos de producción también han evolucionado para favorecer la extracción de aceite y gas de forma segura y eficiente.

Existen dos tipos de sistemas flotantes, los sistemas empleados para llevar a cabo la etapa de perforación, y los sistemas que realizan la etapa de producción. Ambos son posicionados (anclados) en el lugar de operación mediante sistemas de cables y cadenas, en el caso de los FPSO se utiliza posicionamiento dinámico. La producción de los pozos submarinos se transporta a la cubierta superficial a través de ductos verticales (risers) diseñados para soportar el movimiento provocado por las mareas y corrientes marinas. La Figura 3.1 muestra la evolución de los sistemas flotantes.

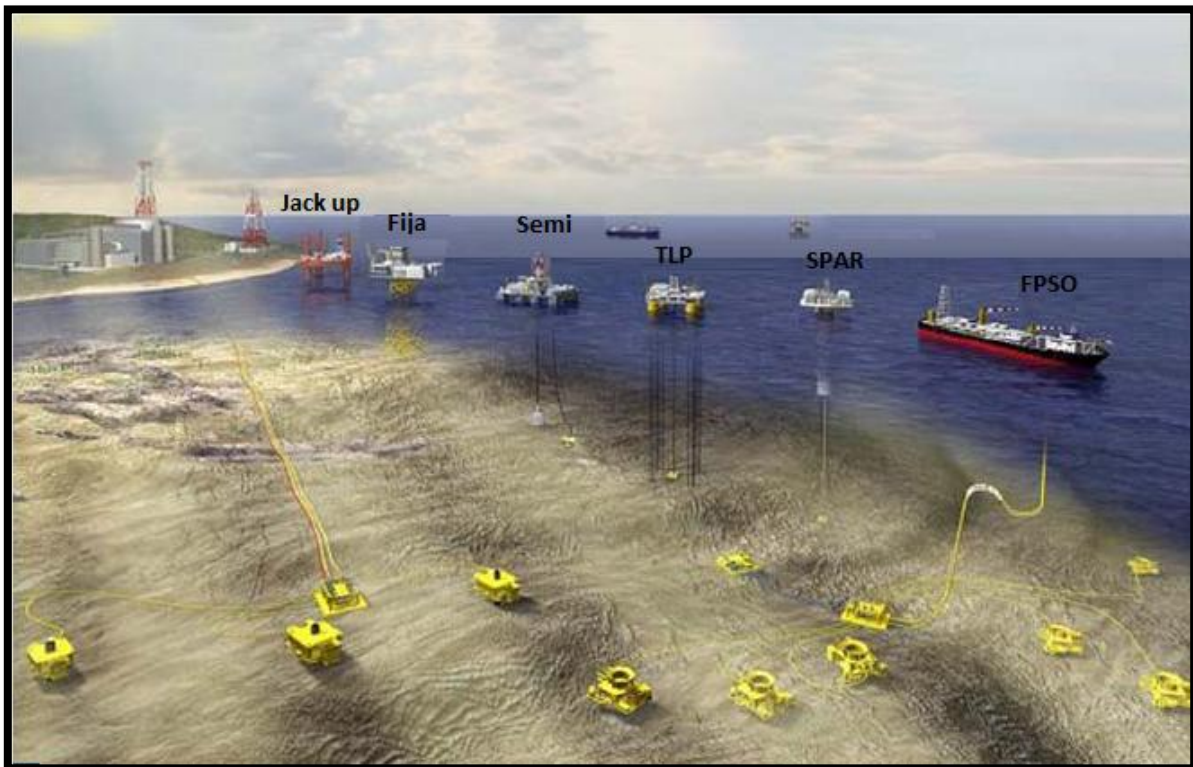


Figura 3.1 Evolución de los equipos de perforación y producción marinos. ^[16]

3.1.1 Plataforma semisumergible.

Las plataformas semisumergibles permiten perforar a cualquier profundidad, actualmente se han perforado pozos con tirantes de agua de 2,800 m en aguas estadounidenses y brasileñas con este

tipo de sistema. La plataforma semisumergible tiene pontones y columnas, las cuales se llenan con agua, los pontones hacen que la unidad se sumerja parcialmente hasta una profundidad determinada, el equipo de trabajo se ensambla en la cubierta. Estas plataformas son más eficientes cuando se les estabiliza en el momento de la perforación mediante anclas y procedimientos automáticos basados en localizaciones y marcaciones con el radar y el sonar, o usar un sistema de posicionamiento satelital y propulsores para mantener el equipo sobre el pozo. La Figura 3.2 muestra un sistema flotante de este tipo.



Figura 3.2 Plataforma semisumergible.

Las líneas de amarre pueden estar conformadas por cables, cadenas o una combinación de ambas, este último caso es el comúnmente utilizado, el tirante de agua determinará la conveniencia del tipo de sistema a utilizar, ya que a mayores profundidades, el utilizar cadena en todo el desarrollo de la catenaria implica un mayor peso, este incremento modifica las dimensiones del casco con su respectivo aumento en el costo de la estructura. Adicionales a las líneas se pueden encontrar lastres y boyas.

El sistema de anclaje se compone de 8 a 12 anclas y cables y/o cadenas, que actúan como resortes y producen esfuerzos capaces de restaurar la posición de la plataforma flotante cuando esta es modificada por la acción de las olas, vientos y corriente marinas, y así evitar posibles daños al sistema de raisers. Uno de los sistemas de anclaje utilizados, es el anclaje en catenaria, el cual varía en número y posición dependiendo de las condiciones de diseño, sin embargo, cuando no se puede utilizar un sistema en catenaria debido al límite que representa la profundidad, en tales casos se puede utilizar un sistema de posicionamiento dinámico.

En el sistema de posicionamiento dinámico no existe una conexión física de la plataforma con el lecho marino, excepto la de los equipos de perforación. Consta de sensores acústicos (cuerdas

verticales tensadas al fondo del mar o guías acústicas alrededor de la cabeza del pozo submarino) que determinan la deriva, y propulsores accionados por computadora, localizados en el casco que equilibran las fuerzas del medio ambiente como son el viento, corrientes marinas y trenes de olas restaurando la posición de la plataforma.

La profundidad de operación de las plataformas que presentan sistema de anclaje está limitada a 1,500 m regularmente, porque la inmovilidad lateral no es suficiente para fondos más profundos, mientras que las que utilizan el posicionamiento dinámico pueden perforar sin restricción de tirante de agua.

La plataforma semisumergible se compone de una serie de sistemas que le permiten operar costa afuera soportando condiciones meteorológicas severas. Cuenta con un sistema de motores principales, alternadores y generadores que proporcionan la potencia necesaria para ejecutar las actividades diarias y operaciones de emergencia. Los principales componentes de la plataforma semisumergible se muestran en la Figura 3.3

Una plataforma semisumergible cuenta con un sistema de operación que monitorea las condiciones de carga y la capacidad del proceso de perforación. Un sistema de lastre del casco de flotación que monitorea el nivel del agua en los pontones y el combustible en los tanques designados; grúas principales y grúas en popa que se utilizan para levantar y transportar el equipo de perforación de la cubierta al área de perforación, entre otros equipos disponibles.

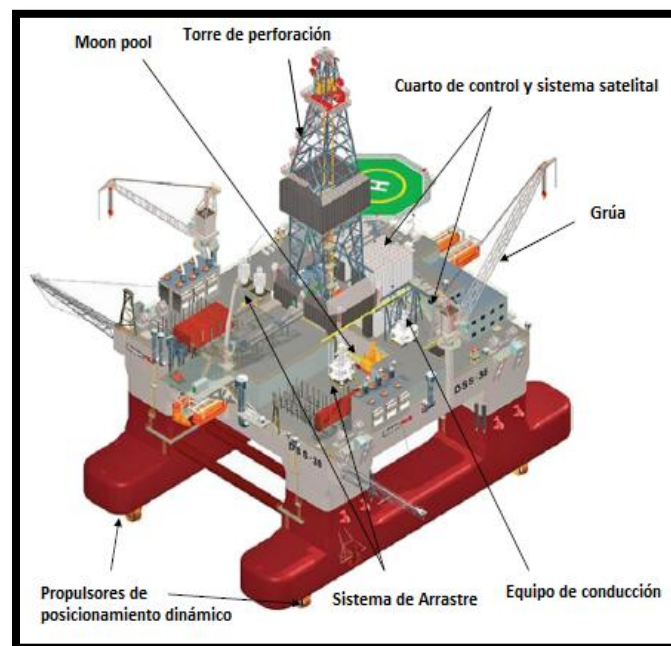


Figura 3.3 Componentes de una plataforma semisumergible. ^[104]

La producción de gas y petróleo puede exportarse a aguas someras mediante una red de tuberías individuales. Alternativamente el gas y el petróleo producido pueden procesarse sobre la

embarcación y enviarse mediante una tubería multi-fase a la costa donde el petróleo y el gas se separan y comercializan.

A continuación se enlistan las principales ventajas y desventajas de las plataformas semisumergibles.

Ventajas.

- Se pueden reubicar fácilmente.
- En aguas profundas, el uso de una plataforma semi-sumergible de perforación podría convertirse en una plataforma de producción con un costo tan bajo que correspondería al de una plataforma fija.
- La plataforma semisumergible es equipada con equipo de perforación.
- Es posible tener un amplio espacio para el arreglo de una cubierta simple, sin mucha alteración a la semisumergible.

Desventajas.

- El radio de influencia de las líneas de amarre aumenta considerablemente conforme aumenta el tirante de agua, lo cual puede interferir con otros sistemas de perforación o producción cercanos.
- Son remolcadas lentamente, por lo tanto, el transporte de una plataforma entre lugares distantes suele resultar muy costoso en dinero y tiempo, aunque algunas plataformas recientes tienen la capacidad de auto impulsarse.

3.1.2 Plataforma TLP.

Las plataformas de piernas tensionadas TLP (tension leg platform) se clasifican de la siguiente manera: TLP de 4 piernas las cuales se utilizan para operaciones de perforación y producción simultánea, y la Mini-TLP de 3 piernas utilizadas únicamente para operaciones de producción.

Plataforma TLP de cuatro piernas.

Su estructura es similar a la plataforma semisumergible, sin embargo, su anclaje al fondo del mar es diferente. La plataforma está sujeta al lecho marino en cuatro ángulos mediante 16 tensores (estructuras tubulares) fijados al lecho marino por pilotes, los cuales reducen los movimientos originados por las corrientes marinas eliminando prácticamente cualquier movimiento vertical.

De esta manera la plataforma mantiene su estabilidad, sosteniendo al mismo tiempo miles de toneladas de equipo. Los tensores proporcionan a la plataforma un amplio rango de profundidades hasta 1500 m. Las partes principales de la plataforma de piernas tensionadas son el casco que funciona como el cuerpo de flotación, y la cubierta que está dividida en cuatro módulos: 1) módulo de perforación, 2) modulo de potencia, 3) módulo de proceso y 4) módulo habitacional.

El tren de perforación puede penetrar a más de 4 kilómetros en el lecho marino atravesando capas gruesas de sal, roca y arena muy densa, para llegar al objetivo.

La Figura 3.4 muestra un ejemplo de una plataforma TLP de cuatro piernas.

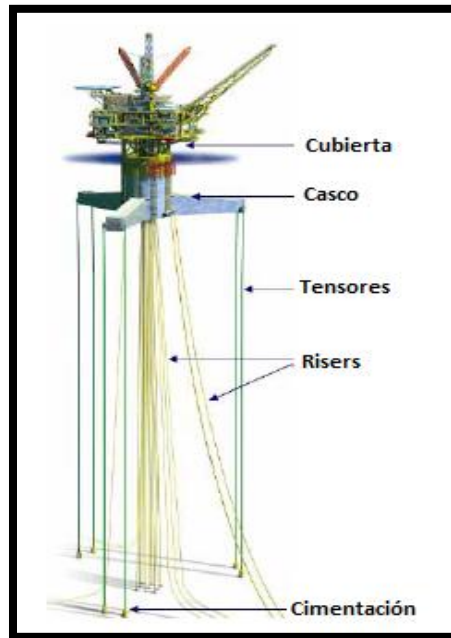


Figura 3.4 Principales componentes de una TLP. ^[34]

Mini-plataforma TLP.

La Mini Plataforma de Piernas Tensionadas Mini-TLP (Mini-Tensión Leg Platform) consiste en una plataforma similar a la TPL pero relativamente de bajo costo, desarrollada para reservas pequeñas donde no es económico colocar una plataforma mayor. Se emplea para operaciones de exploración y producción. Puede operar en tirantes de agua que van de los 180 a los 1060 metros.

3.1.3 Boya Spar.

Hasta la fecha existen tres configuraciones de plataforma tipo Spar, Figura 3.5. Las plataformas convencionales, que consisten en grandes cilindros verticales de acero que soportan la cubierta en donde se ubica el equipo de perforación o producción. Usa un sistema de amarre en forma de catenaria anclado al lecho marino. La capacidad de operación puede alcanzar los 3,000 m de tirante de agua.

La plataforma Truss Spar es una evolución de la anterior y presenta en su zona intermedia un tramo formado por una estructura de celosía (estructura reticular de barras rectas interconectadas en nudos formando triángulos planos o pirámides tridimensionales), similar a las que tienen las plataformas fijas tipo jacket con el objetivo de reducir el peso y el costo, su intervalo de operación es en tirantes de agua de hasta 2,500 m. El tercer tipo son las Cell Spar de

las que tan solo existe una unidad en la actualidad y consiste de un conjunto de grandes tubulares de acero anidados verticalmente, pueden perforar hasta 3,000 m. ^[7]

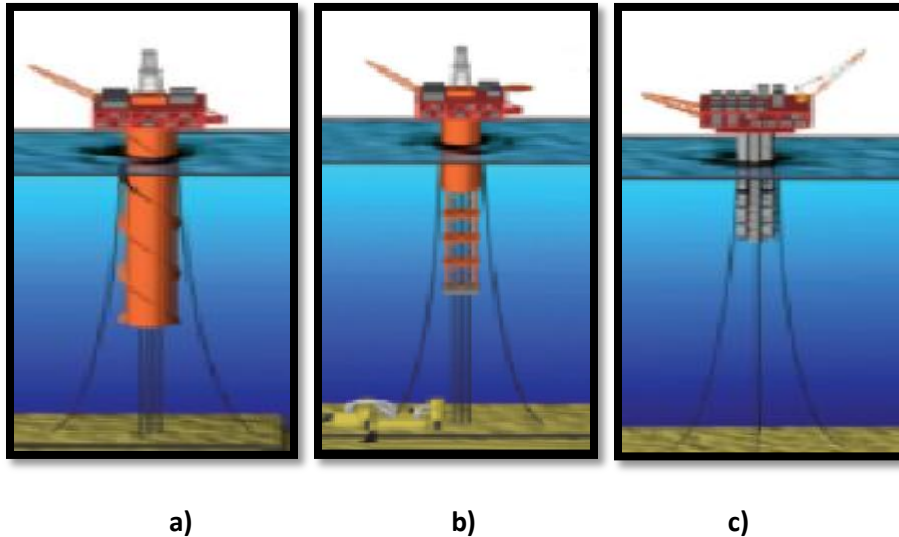


Figura 3.5 a) Spar convencional, b) Spar Truss c) Spar Cell. ^[16]

Una plataforma Spar se compone principalmente de un casco y la cubierta, equipos de producción y sistema de anclaje o amarre. El casco se mantiene a flote gracias a un cilindro central único que se extiende unos 200 metros bajo la superficie, en el fondo del cilindro hay lastre sólido, generalmente hierro, que impide que la estructura se incline, proporcionando estabilidad.

La cubierta cuenta con instalaciones de perforación, producción, reparación de pozos y es capaz de almacenar la producción en el interior del cilindro. La gran longitud de esos cilindros es excesiva para las aguas relativamente poco profundas de la mayoría de los astilleros navales. Por este motivo, las cubiertas y los equipos de la plataforma SPAR deben ser ensamblados en alta mar por enormes grúas instaladas en buques, (Figura 3.6).



Figura 3.6 Una plataforma SPAR debe ser arrastrada hasta su ubicación antes de que se le instale los equipos.
 [www.offshore-technology]

Uno de los proyectos más ambiciosos de Shell costa afuera es el proyecto Perdido. Para el desarrollo de este proyecto, se utilizará una plataforma Spar de 168 m de altura y 34 m de ancho, en las aguas ultraprofundas del Cañón Alaminos, en el Golfo de México, a 320 km al sur de Freeport, Texas. Esta plataforma, opera en aguas de casi 2,5 km de profundidad, capaz de producir hasta 130 mil barriles de petróleo y 200 mil pies cúbicos de gas diariamente. Este proyecto abrirá una zona de aguas ultraprofundas en la parte occidental del golfo donde se estiman reservas de 3,000 a 15,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los componentes de una plataforma Boyar Spar se muestran en la Figura 3.7.



Figura 3.7 Principales componentes de una plataforma SPAR. [www.offshore-technology]

3.1.4 Buque perforador.

Un buque perforador es un equipo de perforación flotante capaz de realizar perforaciones en localizaciones remotas, además de soportar las corrientes y el oleaje, así como la fuerza del viento;

por lo anterior, este sistema se convierte en la principal opción para perforar pozos en aguas profundas.

Son auto-propulsados y poseen cascos aerodinámicos, por lo que se mueven a velocidades razonablemente altas con bajo consumo de energía. La forma y capacidad de la cubierta, le permite cargar una gran cantidad de equipo y accesorios para perforar, por lo que no es muy frecuente su reabastecimiento.

Estas unidades de perforación flotantes son capaces de perforar en tirantes de agua de más de 3000 m de profundidad y perforar más de 10,000 m sobre el lecho marino. Su torre de perforación está ubicada en el centro de la embarcación, donde una abertura en el casco (moon-pool) permite el paso del aparejo de perforación. En la Figura 3.8 se muestra un buque perforador perteneciente a la compañía petrolera British Petroleum.



Figura 3.8 Buque perforador británico Stena Drillmax. [British Petroleum]

Utilizan anclas que les permiten situarse en la estación de perforación, pero cuando perforan en aguas profundas requieren de posicionamiento dinámico controlado por una computadora conectada a sofisticados sensores electrónicos. Una vez iniciada la actividad de perforación, el perforador le indica a la computadora la posición que debe de guardar el buque mientras se perfora.

3.1.5 Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).

Un sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por sus siglas en inglés), es un buque de la más alta tecnología utilizado por la industria petrolera en alta mar para llevar a cabo las actividades de explotación de los hidrocarburos ubicados en el subsuelo cuyos tirantes de agua llegan hasta los 3,000 metros. La Figura 3.9 muestra un ejemplo de un buque FPSO.

Se considera al sistema FPSO el más completo de los sistemas de producción marinos debido a que permite realizar un gran número de actividades. Un FPSO realiza las operaciones de producción, procesamiento de hidrocarburos y almacenamiento del petróleo.

Está formado por un casco que integra las funciones de flotador y almacenaje, y por una cubierta o topside que funciona como una planta de proceso. También está diseñado para recibir los hidrocarburos producidos a partir de plataformas cercanas o instalaciones sub superficiales, procesarlos, almacenarlos y finalmente descargarlos en buques cisternas.



Figura 3.9 Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO). [www.iticompany.com]

La cubierta lleva incorporada una planta de procesamiento cuya finalidad es separar y tratar los fluidos producidos por los pozos. El dimensionamiento de la planta responde a las características del yacimiento, así como de las propiedades de los fluidos, tipo de empuje, presión y temperatura del fluido, profundidad; También se considera la producción esperada, necesidades de inyección y el tiempo de vida del yacimiento. La planta de producción debe ser capaz de realizar las siguientes funciones:

- Separación del aceite, gas y agua.
- Procesamiento del gas.
- Tratamiento de líquidos de inyección.
- Exportación del crudo.

Por su parte, la capacidad de almacenaje está determinada por la capacidad de producción y el tiempo asociado al ciclo de descarga. Un FPSO transfiere el crudo a un buque cisterna con determinada periodicidad o puede navegar hasta la terminal de descarga. Es precisamente esta característica la que le confiere ventajas sobre cualquier otra alternativa cuando se trata de explotar yacimientos en aguas profundas.

Los buques FPSO permanecen anclados en su posición a lo largo de todo el ciclo de vida del yacimiento que explotan por lo que están continuamente expuestas a la fatiga y fenómenos ambientales (oleaje, corrientes marinas, viento). Debido a lo anterior un buque FPSO debe ser sometido rigurosamente a estudios de fatiga, de tensión y de corrosión en cada uno de sus componentes.

El sistema de posicionamiento dinámico del buque está compuesto por sensores acústicos, propulsores y computadoras, que nulifican los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas que tienden a modificar la posición del sistema flotante. Las secciones que constituyen un FPSO se presentan en la Figura 3.10.

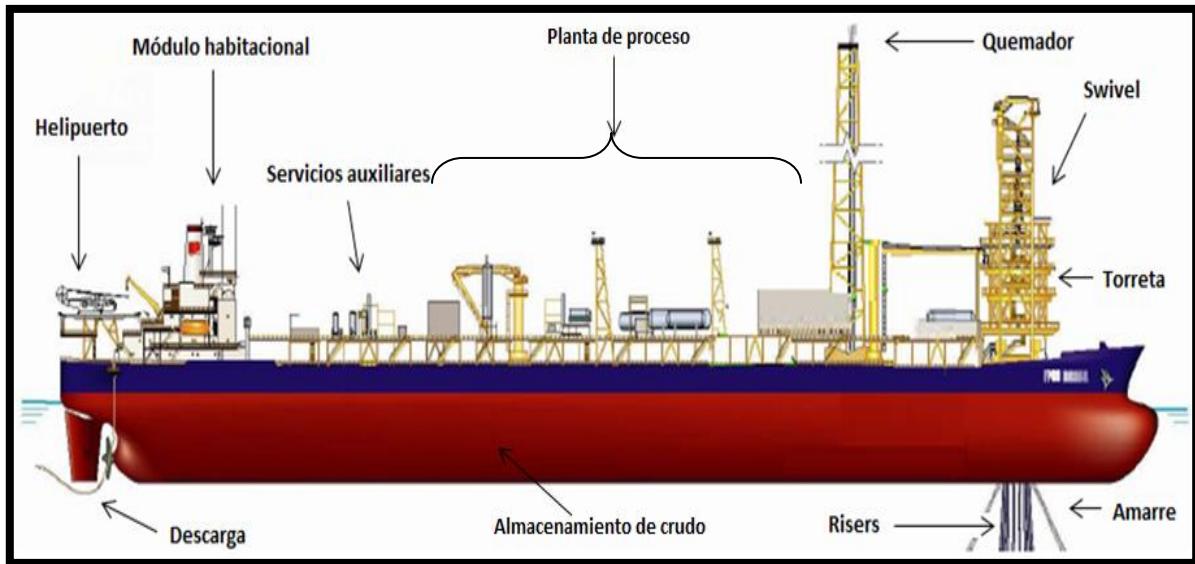


Figura 3.10 Principales componentes de un sistema FPSO. ^[85]

La utilización de los buques FPSO proporciona algunas ventajas en relación a los otros tipos de equipos para operaciones costa afuera como: gran capacidad de almacenamiento, perforación de pozos a cualquier profundidad sin restricción en el tirante de agua y operación sin la necesidad de barcos de apoyo o servicios.

México cuenta con el FSO Ta’Kuntah (palabra de origen maya que significa “almacenador”) en cual se encuentra instalado como parte del desarrollo del campo Cantarell operando a una profundidad de 75 m de tirante de agua, Figura 3.11.

El FSO Ta’Kuntah es el segundo más grande a nivel mundial en cuanto a su capacidad de operación con 2,3 millones de barriles de espacio de almacenamiento; opera desde el año 1998 en el Golfo de México.

Además se cuenta con el FPSO Yúum K’ak’Náab (señor del mar) en servicio en los campos de Ku-Malooob-Zaap operando a 100 m de tirante de agua, Figura 3.11.



Figura 3.11 Imágenes del FSO Ta'kuntah y FPSO Yuum K'ak'Náab. [PEMEX]

Debido a que los sistemas FPSO son unidades muy complejas y costosas, solo se construyen unidades nuevas para yacimientos en ambientes extremos y cuyo ciclo de vida de explotación se encuentre en 25 años o más. Por lo general se adecuan los buques-tanques para que cumplan con las funciones de un FPSO. En la actualidad dos tercios de los FPSO en operación a nivel mundial proceden de esta conversión. Existen varias razones para transformar y adecuar un buque tanque a un FPSO.

En primer lugar, el costo. Se estima que una conversión reduce los costos en 10 veces, comparado con la construcción de un FPSO. Lo anterior es debido a los costos extras, es decir, para la construcción de un nuevo buque, la compra de los materiales (acero, tuberías, etc.) y equipos (quemadores, grúas, planta de proceso, etc.) aumentan en gran escala los costos, además se debe de considerar los costos diseño, planeación y evaluación; mientras que para el reacondicionamiento de un buque-tanque a FPSO, básicamente ya se cuenta con el casco, la cubierta, el sistema de propulsión, de control, de navegación, etc. Todo lo anterior disminuye considerablemente el costo.

Segundo, se reduce el tiempo para iniciar la explotación del yacimiento. La construcción de un nuevo FPSO tarda mucho más tiempo que el reacondicionamiento de un buque-tanque.

Además, si se desea encargar la construcción de un FPSO, la lista de espera es bastante larga, así que pasaran años para el simple hecho de iniciar su construcción. Sin embargo, no siempre es posible alcanzar una misma eficiencia operativa cuando comparamos una nueva construcción a una conversión.

En la Tabla 3.1 se presentan de forma comparativa las ventajas y desventajas de los sistemas de perforación y producción mencionados anteriormente.

Sistema flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos movimientos en el plano vertical: arfada, balanceo y cabeceo. • Permite el uso del equipo de perforación y acceso a pozos. • Utiliza árboles superficiales. • Uso de risers verticales de acero. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones de uso en aguas ultraprofundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones. • Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. • No permite el almacenamiento de aceite.
SEMI	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. • Permite manejar grandes cargas sobre la cubierta. • La última generación permite usar risers de acero en catenaria (SCR). • Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos. • Uso de árboles submarinos. • Generalmente utiliza risers flexibles. • Los sistemas submarinos son un factor crítico.
SPAR	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. • Permite el uso de árboles superficiales. • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. • Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico. • Alta estabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Movimientos medios. • Sistema de risers complejo. • Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
FPSO	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas. • Mínimos cambios con el aumento de tirante de agua. • Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. • Permite el almacenamiento del aceite en el casco. • Ilimitado número de pozos. • Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos. • Uso de árboles submarinos. • Uso de risers flexibles con limitación en diámetro para aguas ultraprofundas. • Los sistemas submarinos son un factor crítico. • No permite el almacenamiento de gas. • En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje tipo torreta,

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes de producción. ^[17]

3.2 Fuerzas ambientales y movimientos de los sistemas flotantes.

El mar se comporta como un modelo dinámico debido a que se encuentra en constante movimiento provocado por la formación de olas, mareas y corrientes, que llegan a cobrar fuerza considerable que impacta a los sistemas flotantes, generando desplazamientos e inestabilidad.

Por lo anterior, se debe de realizar un minucioso análisis de las fuerzas que impactan sobre las plataformas marinas y buques FPSO, para poder realizar un mejor diseño de los sistemas de anclaje y los sistemas de posicionamiento dinámico (software de control); lo anterior dará como resultado operaciones más seguras, confiables y de mayor calidad.

Condiciones climatológicas y fenómenos meteorológicos.

Uno de los retos en la construcción de pozos a grandes profundidades, lo representan las condiciones de las zonas petroleras situadas en aguas profundas, donde la perforación se realiza desde un sistema flotante, anclado al fondo del mar o posicionado satelitalmente.

El diseño de los sistemas flotantes de perforación o producción debe de contemplar las fuerzas que provocan las condiciones meteorológicas y oceanográficas (oleaje, mareas, corrientes marinas y viento). Además se deben de considerar las combinaciones de estas fuerzas como viento/oleaje, altura/período de la ola y oleaje/corriente y su frecuencia histórica local.

El viento, el oleaje y las corrientes, producen cada uno de ellos una fuerza. Estas fuerzas se calculan individualmente y se suman para obtener una fuerza total ambiental. La fuerza total produce un desplazamiento del sistema flotante el cual es función de la rigidez del sistema de amarre. El desplazamiento total es igual a la suma de los desplazamientos oscilatorios del oleaje y del desplazamiento horizontal causado por el viento y las corrientes marinas.

El mar y el viento imponen seis tipos de movimientos al sistema flotante; tres de los cuales corresponden a movimientos traslacionales y los tres restantes a movimientos de rotación.

Los movimientos en el plano horizontal son:

- **Avance ó Retroceso (Surge):** Traslación sobre el eje longitudinal (x) de la embarcación, de proa a popa.
- **Deriva (Sway):** Traslación sobre el eje transversal (y) de la embarcación, de babor a estribor.
- **Guiñada (Yaw):** Rotación alrededor del eje Z (Moon pool).

Los movimientos en el plano vertical son:

- **Arfada (Heave):** Traslación hacia arriba y hacia abajo sobre el eje Z.
- **Balanceo (Roll):** Rotación sobre el eje longitudinal (x) de babor a estribor.
- **Inclinación (Pitch):** Rotación sobre el eje transversal (y) de proa a popa.

Los movimientos en el plano horizontal (surge, sway, yaw) se controlan mediante el equipo de posicionamiento dinámico (GPS). Los movimientos en el plano vertical (heave, roll, pitch) son consecuencia directa del diseño del sistema flotante.

El conocimiento de las magnitudes de estos movimientos es indispensable para poder llevar a cabo de la mejor manera la perforación y producción del yacimiento. Se sabe que los movimientos de pitch y roll dificultan la etapa de perforación, en cuanto el movimiento de heave genera problemática con el sistema de riser. Un sistema flotante bien diseñado debe de ser capaz de soportar todos y cada uno de estos movimientos, además de las condiciones climáticas, permitiendo la realización de operaciones de forma óptima.

La respuesta del sistema flotante a las condiciones meteorológicas es un factor muy importante en la selección del mismo. En la Figura 3.12 se puede visualizar a mayor detalle las fuerzas a las que está sometido un sistema flotante.

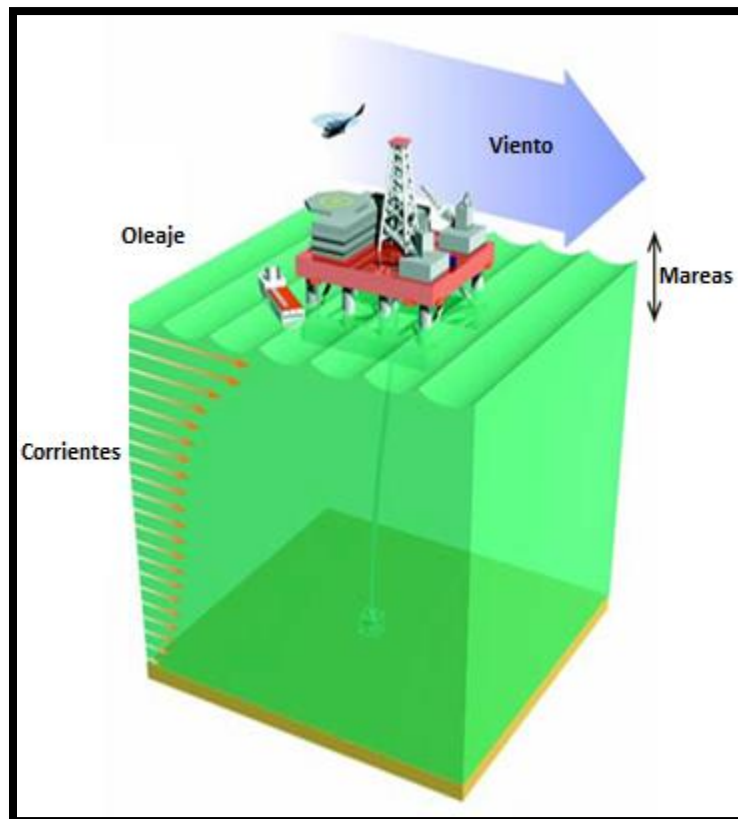


Figura 3.12 Condiciones meteorológicas y oceanográficas sobre un sistema de producción. ^[98]

3.2.1 Viento.

Cuando el viento actúa sobre los sistemas flotantes, genera presiones sobre su superficie, que varían según la intensidad de la velocidad, la variación de la velocidad conforme a la altura, la dirección del viento, el área de exposición y la geometría de la estructura expuesta.

El viento es una fuerza dinámica continua que genera turbulencia y vórtices sobre las plataformas marinas, provocando empujes y vibraciones sobre las instalaciones.

Las fuerzas debidas al viento se pueden determinar usando un túnel de viento o los datos de un tanque de modelo de prueba. El área proyectada expuesta al viento debe incluir todas las columnas, pontones, casco, módulos de la cubierta, grúas, torre de perforación y en general todas las instalaciones y equipos ubicados en la cubierta.

3.2.2 Corrientes.

Son movimientos del mar con desplazamientos horizontales o verticales de las masas de agua que, aunque a nivel superficial no son tan visibles como las olas y las mareas, son de mucha mayor amplitud. Son producidas por el calor solar, la rotación terrestre y el viento. Existen dos tipos de corrientes.

- Corrientes superficiales: Su circulación se ajusta a la circulación atmosférica, y están condicionadas fundamentalmente por los vientos.
- Corrientes profundas: Se mueven fundamentalmente por diferencias de densidad del agua de mar (condicionada por temperatura y salinidad), se ven también condicionadas por la topografía de los fondos, posición de dorsales y taludes.

La Figura 3.13 muestra las corrientes a las cuales están sometidas las embarcaciones y plataformas que operan en el Golfo de México.

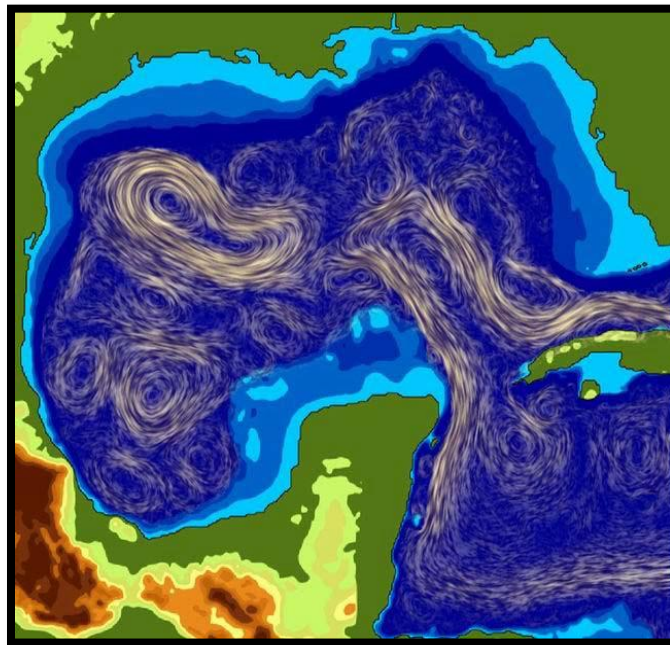


Figura 3.13 Comportamiento oceanográfico complejo. ^[98]

En las corrientes profundas, el agua fría, más densa, desciende a mayor profundidad desde las latitudes dirigiéndose hacia el ecuador. En aguas profundas las corrientes pueden producir grandes sistemas de carga.

El incremento de las velocidades de las corrientes genera vibraciones inducidas de vórtice las cuales pueden incrementar la carga de arrastre y causar altos niveles de daño por fatiga.

3.2.3 Mareas.

Son movimientos periódicos del mar con desplazamiento vertical, de ascenso y descenso, de la masa de agua, influenciados por la acción de la Luna sobre el océano, otros factores que influyen en la evolución de las mareas son la latitud y la profundidad del mar.

Para mejorar la logística de las operaciones y evitar contratiempos, el personal ubicado en las plataformas marinas y puertos petroleros, se ayudan de pronósticos del tiempo como el mostrado en la Tabla 3.2, en donde se muestran las condiciones climáticas esperadas, la velocidad esperada del viento y su dirección, la altura de las mareas y las condiciones de presión y temperatura.

Ciudad	Viento Km/h	Dirección	Olas mts.	Temperatura °C	Presión hPa	Cielo	
PTO. TAMPICO, TAMPS.	25 a 30	ESTE	0.6 a 0.9	28	1015	MEDIO NUBLADO	
PTO. TUXPAN, VER.	10 a 20	ESTE-NORESTE	0.6 a 0.9	29	1016	NUBLADO	
PTO. VERACRUZ, VER.	15 a 20	ESTE	0.6 a 0.9	28	1015	MEDIO NUBLADO	
T. MARINA PAJARITOS, VER.	15 a 20	NORTE	0.6 a 0.9	28	1015	NUBLADO	
PTO. DOS BOCAS, TABASCO	10 a 20	ESTE	0.6 a 0.9	31	1015	MEDIO NUBLADO	
PLATAFORMA REBOMBEO	20 a 30	ESTE-SURESTE	0.9 a 1.2	27	1015	MEDIO NUBLADO	
PTO. CD. DEL CARMEN, CAMP	10 a 20	ESTE-SURESTE	0.6 a 0.9	29	1015	DESPEJADO	
CONTROL MARINO IXTOC-A	30 a 35	ESTE-SURESTE	0.9 a 1.5	27	1016	DESPEJADO	
CONTROL MARINO CAYO ARCAS	30 a 35	ESTE-SURESTE	0.9 a 1.2	26	1015	DESPEJADO	
CONTROL MARINO ECO 1	25 a 30	SURESTE	0.9 a 1.2	27	1015	DESPEJADO	
RESIDENCIA LERMA, CAMP.	10 a 15	ESTE	0.6 a 0.9	32	1015	MEDIO NUBLADO	
PTO. PROGRESO, YUC	10 a 15	NORTE	0.6 a 0.9	32	1016	NUBLADO	
PLAT. KU-H	30 a 35	SURESTE	0.9 a 1.5	27	1015	DESPEJADO	
F50. TA'KUNTAH (PUERTO)	30 a 35	SURESTE	0.9 a 1.2	28.5	1014	DESPEJADO	
F50. YUUM K'AK NÁAB (PTO)	30 a 35	SURESTE	1.2 a 1.8	27	1015	MEDIO NUBLADO	
PLAT. POL-A	30 a 35	SURESTE	0.9 a 1.5	27	1015	DESPEJADO	

Tabla 3.2 Condiciones meteorológicas y situación de operaciones en el Golfo de México.

3.2.4 Oleaje.

El cálculo de la fuerza de oleaje sobre una estructura costa afuera es una de las tareas primarias durante el diseño de una plataforma y su sistema de amarre. Dada la naturaleza aleatoria del oleaje oceánico y lo inadecuado de algunas teorías altamente no linealizadas para describirlo, este efecto sobre las estructuras costa afuera es difícil de estimar.

Sin embargo, algunas de las teorías disponibles hoy en día favorecen el entendimiento de la interacción del fenómeno mediante estudios analíticos, experimentos de laboratorio y registros del mar, que permiten predecir las cargas de oleaje sobre una variedad de estructuras marinas.

El oleaje se caracteriza por ser irregular y aleatorio, además de desarrollarse prácticamente en tres dimensiones, por ello su descripción matemática presenta ciertas dificultades. Sin embargo, se han desarrollado varias teorías para analizar matemáticamente el fenómeno, mismas que han ido evolucionando desde que hicieron su aparición. El aumento de la carga sobre la plataforma incrementa la dificultad de realizar operaciones en aguas profundas.

3.3 Sistemas de anclaje.

Los sistemas flotantes para aguas profundas emplean sistemas de anclaje de diversos tipos y diseños, para tolerar las condiciones que el medio (viento, oleaje, mareas) les impone; con el propósito de mantener la plataforma marina o buque FPSO lo más estático posible y así permitir una adecuada manipulación de las áreas de perforación y producción. Es de vital importancia que los ingenieros tomen en cuenta todas las variables que afectan directa e indirectamente la estabilidad de los sistemas, las incluyan en software de diseño y obtengan el sistema de amarre que mejor se adecue a las condiciones climáticas, el tirante de agua y el tipo de plataforma necesaria para la explotación del yacimiento.

Sistema de anclaje en catenaria.

Un sistema de anclaje tipo catenaria utiliza una componente de fuerza horizontal de las líneas de anclaje para proveer las fuerzas de apoyo o restitución, las cuales mantienen anclada la unidad flotante. Cualquier movimiento inducido por las condiciones del ambiente u otras cargas sobre las unidades de anclaje causan un incremento en la tensión del sistema de anclaje. Esta tendencia a enderezar la catenaria provee un incremento horizontal o fuerzas de apoyo o restitución y la acción del sistema de catenaria bajo cargas variables. Adicionalmente proveen un efecto de amortiguamiento (disminución de la amplitud de onda) el cual atenúa las cargas del sistema. Existen dos tipos principales de sistemas de anclaje en catenaria, el de cadenas y el de cables de acero. También se emplean combinaciones entre ambos sistemas.

- Sistema de anclaje con cadenas: La desventaja de este sistema es la gran carga vertical (peso) que le proporcionan a la plataforma lo que limita la capacidad de carga en superficie, ver Figura 3.14.



Figura 3.14 Cadena utilizada para anclar los sistemas flotantes. ^[16]

- Sistema de anclaje con cables: Es más rígido lo cual implica tener las cargas más altas debido a la disminución del efecto de amortiguamiento. Tiene una mayor relación esfuerzo/peso. Las longitudes de cable requeridas para asegurar la integridad del sistema hacen que esta opción no sea atractiva para el anclaje en aguas profundas.
- Sistema de anclaje combinado: Un sistema combinado toma los beneficios tanto del sistema de cadenas como del sistema con cables. La sección de cables forma la parte elevada y baja del sistema de anclaje, el cable superior proporciona resistencia a las fuerzas horizontales y una óptima capacidad de carga, mientras que el cable inferior proporciona una adecuada y segura longitud de conexión. El cuerpo del sistema lo conforma un cable de acero o poliéster. Como la cadena tiene un alto peso unitario comparado con el cable, se necesita menos cadena que cable para tener un mismo peso equivalente. La configuración anterior se muestra en la Figura 3.15.

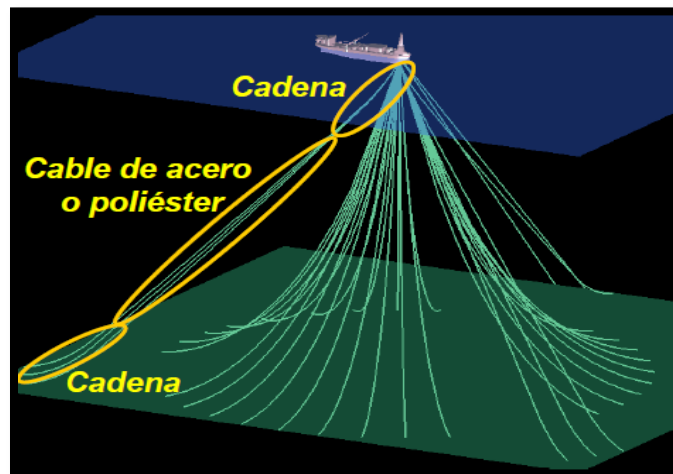


Figura 3.15 Sistema de anclaje combinado. ^[16]

Sistema de anclaje de patas tensionadas.

Este tipo de sistema de anclaje es utilizado para anclajes permanentes o semipermanentes como los utilizados por las unidades FPSO. Este tipo de sistema se caracteriza porque resiste grandes fuerzas verticales, reduce los costos debido a que elimina la necesidad de utilizar pilotes perforables o de concreto.

El sistema de anclaje sea cual sea, se encuentra limitado a un tirante de agua aproximado de 1,500 m, a profundidades mayores se utilizan los sistemas de posicionamiento dinámico (GPS)

3.3.1 Criterios de selección del sistema de anclaje.

Cuando se evalúa un sistema de amarre para un sistema flotante de producción se deben de considerar dos aspectos de diseño: Condición máxima de diseño y condición máxima de operación.

La condición máxima de diseño, está definida como la combinación máxima de las fuerzas resultantes del viento, el oleaje y las corrientes marinas que permita la estabilidad de la plataforma o buque FPSO. Los sistemas de amarre, se debe diseñar para soportar las fuerzas asociadas con estos fenómenos y así brindar la mayor estabilidad posible que permita realizar las diferentes actividades de forma segura.

La condición máxima de operación está definida como aquella combinación máxima de viento, oleaje y corriente en la cual se pueden continuar las operaciones de producción y/o perforación.

Para diseñar óptimamente los sistemas de amarre los ingenieros deben de incluir las siguientes consideraciones.

Condiciones ambientales. Un sistema de amarre a base de cables soporta mejor los desplazamientos en el plano horizontal (generados principalmente por las corrientes marinas y el viento), ya que son excelentes para resistir las fuerzas de tensión. Por su parte, el peso que le proporcionan las cadenas a los sistemas de producción, elimina en la medida de lo posible los movimientos de heave y roll, generados principalmente por las mareas y el oleaje.

Tirante de agua. A medida que aumenta el tirante de agua, el sistema de amarre se ve restringido principalmente por el peso de las cadenas, ya que a mayor profundidad, se necesita un mayor número de cadenas y por ende el peso del sistema se dispara y esto puede provocar que la plataforma o buque FPSO se desestabilicen.

Cuando el peso del sistema de amarre es un factor para su aplicación, los ingenieros optan por elegir un sistema de amarre de cables, sin embargo, a tales profundidades, un sistema de anclaje compuesto únicamente de cables sería poco adecuado, así que la solución más viable es utilizar un sistema de amarre combinado.

Sistema de producción. Dependiendo del sistema de producción (semisumergible, TLP, mini-TLP, Boya Spar, FPSO) con el que se va a explotar el yacimiento petrolero, se elegirá el sistema de amarre a utilizar. Cada sistema como se vio, cuenta con diversas características que lo limitan.

La plataforma semisumergible puede tolerar tirantes de agua hasta de 2,000 m, a tales profundidades, un sistema de amarre únicamente compuesto por cadenas sería muy pesado, por tal razón se utiliza combinado (cadenas y cables) para que le de peso y tensión, y/o combinaciones con sistemas GPS.

Un buque de perforación puede operar básicamente sin ninguna restricción de tirante de agua; para tirantes de agua mayores a 3,000 m sería inapropiado utilizar algún sistema de anclaje tanto por su peso como por su costo, recordemos que el anclaje de un sistema representa un alto porcentaje del valor del proyecto. En estos casos, la mejor opción es utilizar un sistema de posicionamiento dinámico.

3.3.2 Sistema de posicionamiento dinámico GPS.

El sistema de posicionamiento dinámico es un sistema controlado por computadora para mantener automáticamente la posición de una embarcación o plataforma usando un sistema de hélices y propulsores.

Los sensores de posición de referencia, junto con los sensores de viento, sensores de movimiento y giroscopios proporcionan a la computadora información relacionada con la posición del buque y la magnitud y la dirección de las fuerzas ambientales que la afectan.

El software contiene un modelo matemático de la embarcación, que incluye información relacionada con el viento, el arrastre actual del buque y la ubicación de los propulsores. Estos cálculos, junto con la información de los sensores, permiten a la computadora calcular el ángulo de dirección requerido y el impulso de salida para cada propulsor.

Esto permite las operaciones en el mar donde el anclaje de fondo no es factible debido a la profundidad, la congestión en lecho marino (tuberías, plantillas), u otros problemas, como la solidez o compactación del fondo marino.

La Figura 3.16 presenta el funcionamiento del sistema dinámico. Los sensores localizados en el fondo del mar y en la embarcación registran las fuerzas ambientales sobre el sistema flotante, y envían la información al software que calculara la fuerza requerida por los propulsores para corregir el desplazamiento.

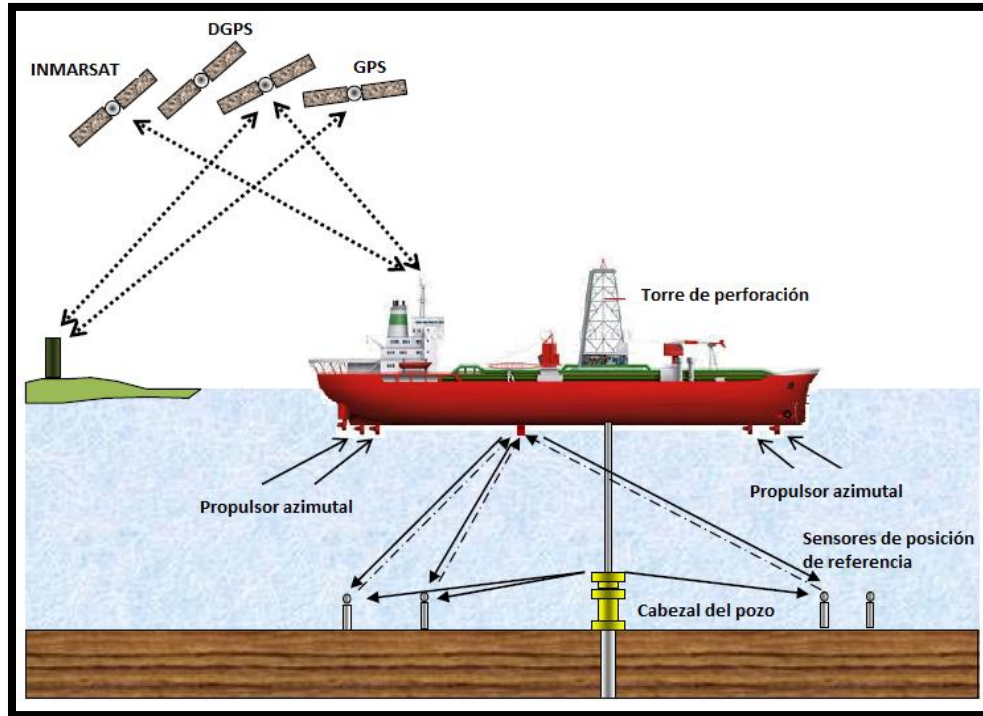


Figura 3.16 Elementos básicos de posicionamiento dinámico.

Sistemas de control de posicionamiento dinámico.

Al principio se utilizaban controladores proporcionales-integrales-derivados, sin embargo, los controladores hoy en día utilizan un modelo matemático de la nave que se basa en una descripción hidrodinámica y aerodinámica en relación con algunas de las características del buque tales como la masa y el arrastre.

La posición del buque y la localización de partida se introducen en el sistema y se comparan con la predicción hecha por el modelo. Esta diferencia se utiliza para actualizar el modelo mediante la técnica de filtrado de Kalman. Por esta razón el modelo también tiene como entrada los sensores de viento y la retroalimentación de los propulsores.

Este método permite incluso que no se tenga información de entrada de un sistema de posición relativa (SPR) durante algún tiempo, dependiendo de la calidad del modelo y el tiempo. La Figura 3.17 describe de forma simplificada en funcionamiento del posicionamiento dinámico.

La exactitud y la precisión de los diferentes SPR no son iguales. Mientras que un Sistema Diferencial de Posicionamiento Global tiene una alta exactitud y precisión, un sistema de línea base ultra o súper corto puede tener una precisión mucho más baja. Por esta razón, la exactitud de los SPR se califica basándose en un intervalo de entre 0 y 1.

Para mantener la posición se utilizan los propulsores de azimut, azipods, hélices de proa, los propulsores de popa, chorros de agua a presión, timones y hélices. El tipo de sistema utilizado dependerá de la clase del buque o sistema flotante. La clase 1 puede ser relativamente simple, mientras que el sistema de un barco clase 3 es bastante complejo según la OMI (International Maritime Organization).

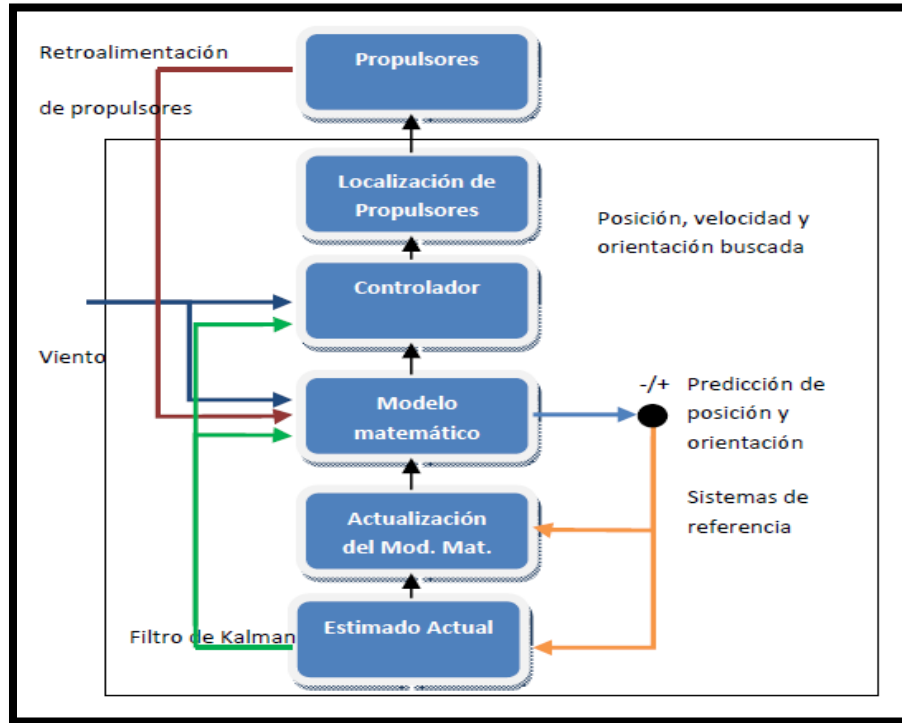


Figura 3.17 Diagrama de flujo simplificado del sistema de control para posicionamiento dinámico.

Requisitos de las clases.

De acuerdo a la OMI se han emitido normas para el posicionamiento dinámico descritas como Clase 1, Clase2 y Clase3.

Equipos de Clase 1. No tienen redundancia, la pérdida de la posición puede ocurrir en el caso de un fallo único.

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

Equipos Clase 3. Además de los requisitos para la clase 2, los equipos clase 3, tienen que soportar el fuego o una inundación en un compartimiento cualquiera, sin que el sistema falle. La pérdida de posición no deberá ocurrir en fallos únicos incluidos una sección completamente quemada por fuego o inundación en compartimientos secundarios.

CAPÍTULO IV RISERS Y DUCTOS

Un sistema de riser es esencialmente una tubería de conducción conectada entre un sistema flotante en la superficie y la instalación submarina sobre el lecho marino. Por medio de los risers es posible realizar las operaciones de perforación, terminación, producción e inyección de fluidos. Por su parte, la principal función de los ductos es transportar la producción.

A profundidades mayores de 500 metros, el desplazamiento de hidrocarburos a través del sistema de tuberías, válvulas y tubos de conducción, implica riesgos y esfuerzos considerables. Las bajas temperaturas y las elevadas presiones pueden provocar la precipitación de sólidos, que reducen o bloquean completamente el flujo. La precipitación de asfaltenos y parafinas constituye un problema en ciertos yacimientos, donde por lo general, se debe recurrir a una intervención en algún punto de la vida del pozo. Las incrustaciones de minerales también pueden restringir el flujo, por lo cual es necesario impedir su formación o eliminarlas.

La formación de hidratos de gas puede causar bloqueos en las tuberías y en las líneas de flujo, en especial cuando una mezcla de agua y gas se enfría mientras fluye a lo largo del lecho marino a través de una tubería de gran longitud. Las técnicas de prevención utilizadas comprenden el calentamiento de las tuberías, la separación del gas y el agua previo al desplazamiento del crudo y la inyección de inhibidores para impedir la formación de hidratos.

La corrosión constituye otro enemigo de la continuidad del flujo, y puede ocurrir cuando el agua de mar entra en contacto con tuberías cargadas eléctricamente.

4.1. Risers.

Un sistema riser es esencialmente una tubería de conducción dinámica conectada entre un sistema flotante en la superficie, y la instalación submarina sobre el lecho marino. Las funciones que se ejecutan a través del riser son: perforar, producir e inyectar.

Es la tubería ascendente que proporciona un conducto para operar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo y evitar la comunicación de los fluidos del pozo con el medio marino. El control del pozo se lleva a cabo mediante un par de tuberías paralelas al riser marino, llamadas tubería de estrangular y de matar.

Un riser marino debe diseñarse de tal forma que resista con seguridad las operaciones de perforación y producción, y considere los efectos del medio ambiente como son mareas, olas y corrientes marinas. La mayoría de estas tuberías son de acero o bien de un compuesto de nylon y poliéster con el fin de soportar mayores resistencias a la flexión y a la corrosión. Este sistema es uno de los elementos más costosos del equipo de explotación submarino, por lo que debe de estar en continuo monitoreo y operarse cuidadosamente. En general, se distinguen dos tipos de conductos marinos o risers, los usados para operaciones de perforación y los utilizados para operaciones de producción.

Un riser se compone de diversas capas que le proporcionan resistencia contra esfuerzos de presión y de tensión como se muestra en la Figura 4.1, además le brindan protección contra las corrientes marinas y los fenómenos de corrosión y fatiga. A continuación se describen las capas que conforman el riser:



Figura 4.1 Composición de sistema riser. ^[72]

La carcasa interior es una estructura de cintas metálicas entrelazadas en espiral, que previenen el colapso y brindan protección mecánica contra el uso de diablos y partículas abrasivas. Enseguida un revestimiento interior de fluoruro de polivinilideno (PVDF) altamente inerte le brinda resistencia contra la acción de los agentes químicos (ácidos y bases) y al calor, esta capa tiene excelente resistencia a la flama, protege de radiaciones UV y le brinda rigidez mecánica. A continuación una carcasa de presión de acero refuerza el entrelazado, su función es proporcionar resistencia contra las cargas radiales. La penúltima capa, consiste de un armado con alambre entrelazado, de acero plano, para refuerzo longitudinal denominada carcasa de tensión que permite resistencia a las cargas axiales. Para finalizar, una capa exterior de polietileno lo protege contra rayos UV y contra partículas dañinas que corroen al riser. Todas las capas anteriores le proporcionan propiedades estáticas y dinámicas al sistema de risers, (ver Figura 4.2).

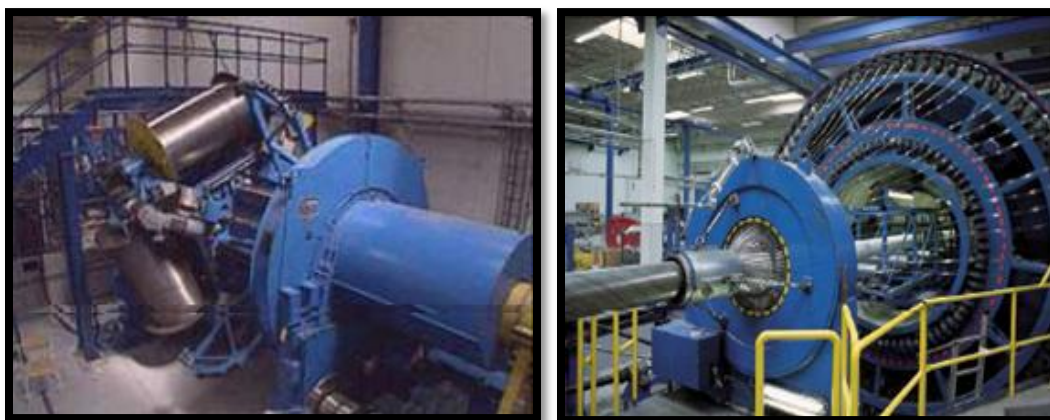


Figura 4.2 Carcasa de presión: Este armazón ayuda a la resistencia al colapso por cargas radiales. Carcasa de tensión: Permite resistencia a las cargas axiales. ^[72]

4.2 Tipos de Risers.

4.2.1 Riser de perforación.

El riser de perforación, es el conducto que se extiende desde el sistema flotante hasta el lecho marino (el lodo de perforación y los recortes se devuelven a la superficie a través del riser ascendente). La parte superior del conducto marino esta unido al buque de perforación, mientras que su parte inferior se encuentra asegurado al preventor. El preventor (BOP) se conecta encima de la cabeza del pozo y ofrece protección contra brotes y reventones provenientes de formaciones sobre presionadas. La Figura 4.3 ilustra el funcionamiento del riser de perforación.

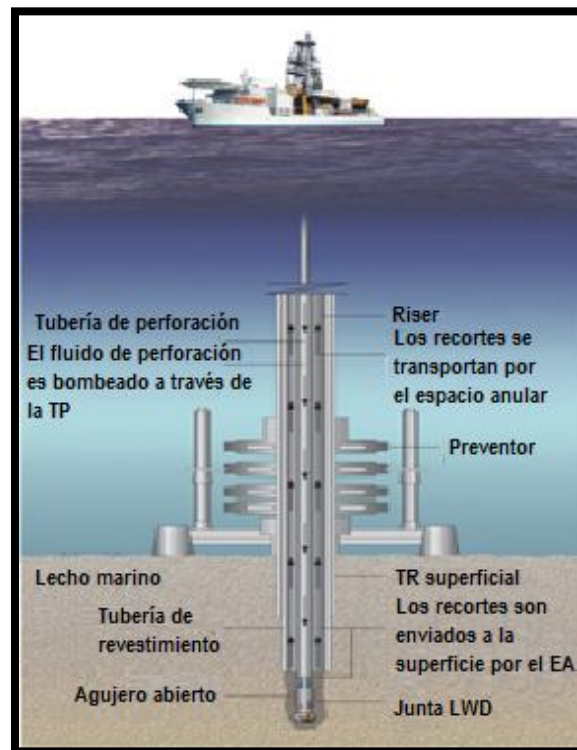


Figura 4.3 Riser de perforación. ^[24]

El diámetro externo del riser varía de 12 pg a 21 pg, y es lo suficientemente grande para permitir el paso de la tubería de perforación, registros y diversas herramientas.

4.2.2. Riser de terminación.

Un riser de terminación es generalmente usado para correr e instalar el colgador y la tubería a través del riser de perforación y los preventores al interior del pozo. El riser de terminación también se utiliza para correr e instalar el árbol submarino. Está expuesto a cargas externas y cargas ambientales, tales como las cargas hidrodinámicas de las olas y las corrientes, además de las debidas a los movimientos del sistema flotante. Lo anterior puede generar la curvatura del riser, especialmente en las juntas superiores e inferiores.

La Figura 4.4 muestra un riser de terminación reparación de acuerdo con la norma ISO-13628-7.

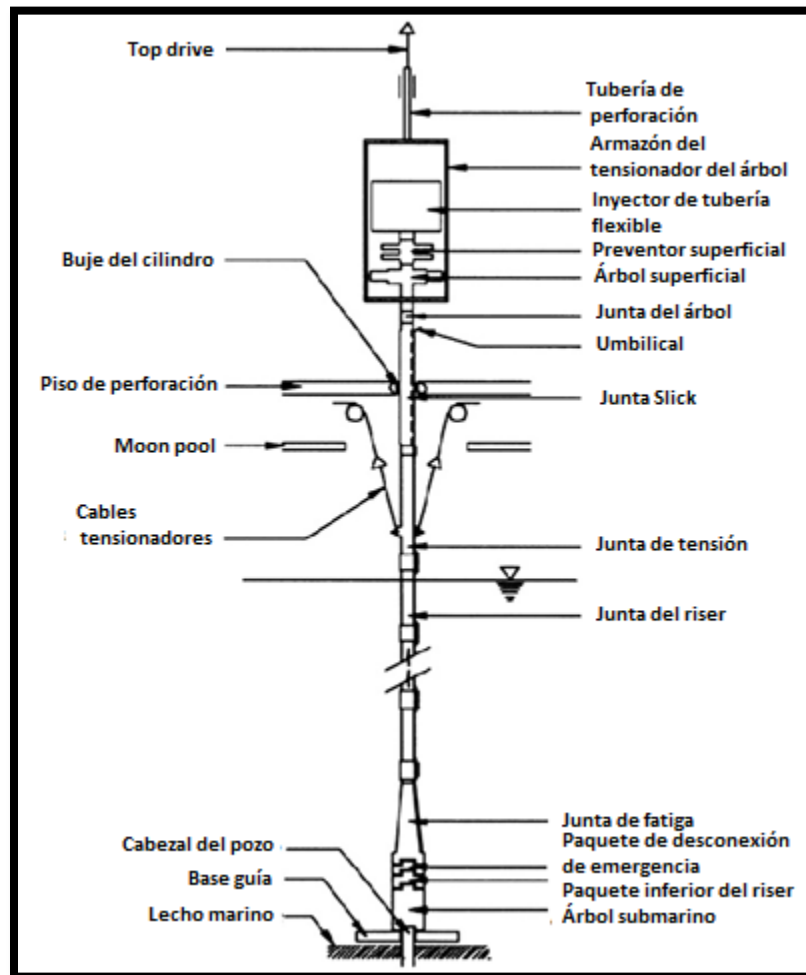


Figura 4.4 Típico sistema riser para terminación de acuerdo con el ISO-13628-7 para sistemas de risers. ^[104]

Este riser puede ser un sistema único, con elementos adicionales o removidos con objeto de adaptarlo a la tarea en ejecución. Cualquiera que sea su tipo, este proporciona comunicación entre el pozo y el equipo en superficie.

4.2.3. Riser de producción.

El riser de producción se conecta en superficie con el cabezal superficial y este a su vez con el árbol de válvulas e inmediatamente a la tubería rígida del múltiple mediante una línea flexible o jumper. El sistema tensionador hidráulico es el encargado de soportar el peso y los esfuerzos que genera el conducto marino.

Los principales componentes son: el conector inferior del riser de producción (PRC), unión estrecha de tensión (TSJ), uniones del riser de producción, unión del cuello más tensionado del riser de producción (PRTSJ), riser de producción más tensionado (PRT), cabezal y árbol superficial.

Las principales funciones del riser de producción son:

- Conectar el cabezal submarino con el cabezal superficial.
- Proteger la sarta de la tubería de producción, centradores de la TP y umbilicales.
- Aislar los fluidos provenientes del pozo para evitar la formación de hidratos y deposición de parafinas en la TP

En general, los tres tipos de risers, proporcionan comunicación entre el pozo y el equipo de superficie. Resisten cargas externas e internas y dan cabida a herramientas para operaciones necesarias.

4.3 Configuraciones de los risers de producción.

El medio ambiente marino, mantiene continuamente al sistema de risers bajo esfuerzos de tensión y compresión. Las bajas temperaturas y altas presiones pueden generar la formación de asfaltenos y parafinas. Los ingenieros deben de considerar los factores anteriores para seleccionar el mejor diseño que permita una adecuada operación.

Los risers marinos pueden ser flexibles, rígidos o híbridos. En la Figura 4.5 se presenta la clasificación de los risers de producción.

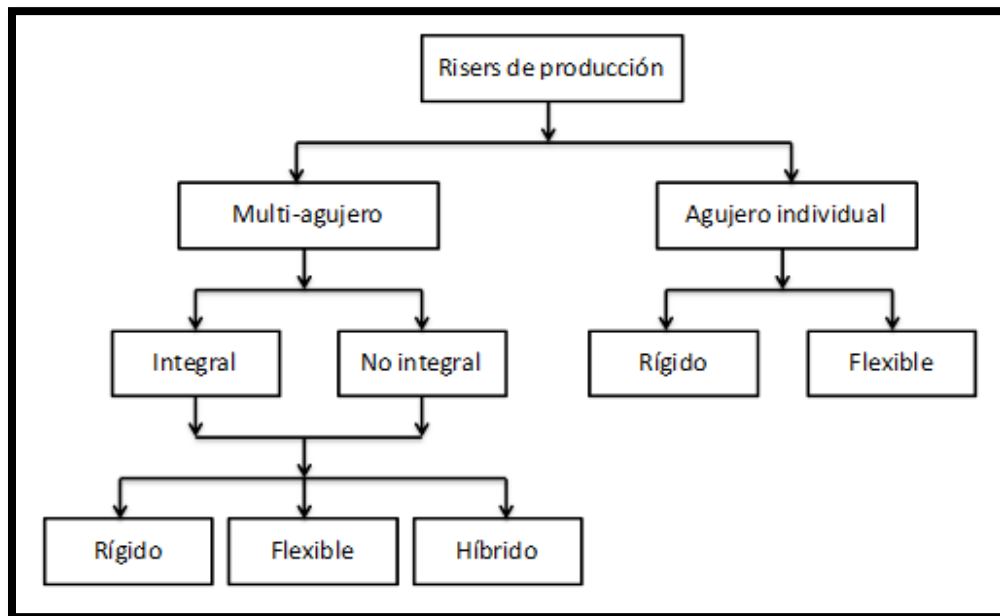


Figura 4.5 Clasificación de los risers marinos de producción. [PEMEX 2012]

4.3.1 Riser flexible.

El riser flexible (Figura 4.6), combina la flexibilidad de una tubería de polímero con la fuerza y el peso de una tubería de acero. La mayoría de estas tuberías son de acero o bien, de un compuesto de nylon y poliéster con el fin de brindar mayor resistencia a la flexión y corrosión. Se amolda a los contornos naturales de la cama marina y no es sensible a sus sedimentos. Permite la expansión y/o contracción térmica y gracias a su geometría de capas de polímero continuamente extruidas, elimina la problemática de la corrosión externa e interna.

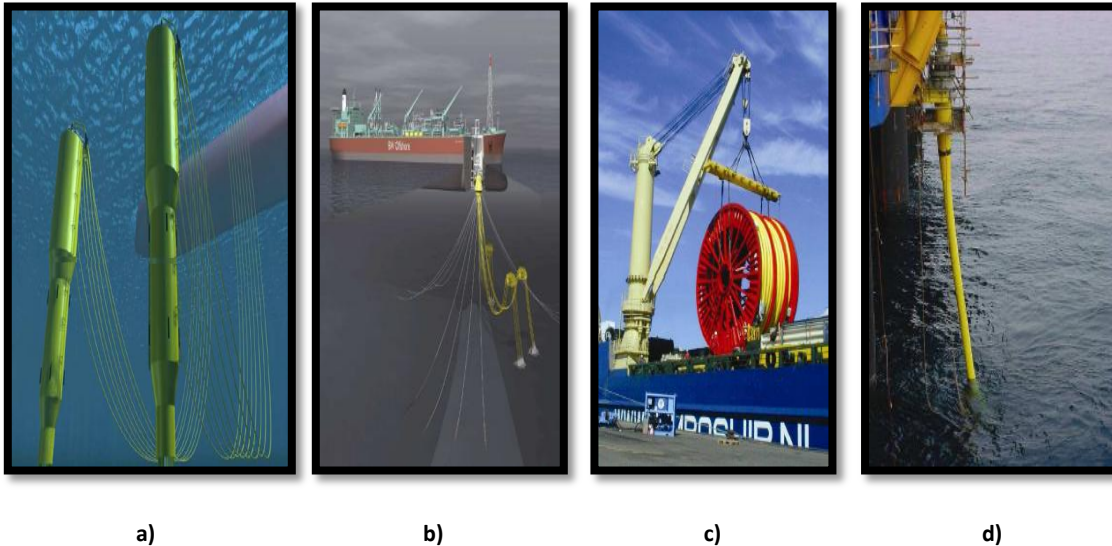


Figura 4.6 a) Flotadores de un sistema riser. b) Tendido en catenaria de un riser flexible. c) Transporte y almacenamiento de un riser flexible. d) Riser flexible anclado a la plataforma.^[72]

La instalación es sencilla y no es necesario sepultarla en el lecho marino, es capaz de cruzar tuberías y otros obstáculos submarinos permitiendo grados de libertad. Sin embargo, los risers flexibles generalmente usados en los sistemas de producción flotantes son muy costosos y tienen limitaciones técnicas, las cuales pueden restringir los esquemas submarinos, las opciones de exportación y consecuentemente la selección de la unidad flotante. Las principales ventajas del riser flexible se listan en la tabla 4.1.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Alta flexibilidad en la configuración. • Permite la expansión y contracción térmica. • Fácil de transportar y almacenar. • Rápida instalación. • Costos reducidos de operación y mantenimiento. • Menor VIV. (Vibración Inducida por Vorticidad) • Mayor tolerancia a la fatiga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de fabricación. • Limitaciones de profundidad. • La construcción en capas impide realizar una inspección antes de encontrar una falla.

Tabla 4.1 Ventajas y desventajas de los sistemas risers flexibles.

4.3.2 Riser rígido.

Los risers rígidos tienen varias ventajas en comparación con otros risers utilizados para la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Son utilizados para operaciones en ambientes hostiles, soporta mayor número de cargas, es relativamente simple y esto se ve reflejado en su costo el cual es menor en comparación con los risers flexibles e híbridos.

Sin embargo, la principal desventaja del riser rígido es que todo su peso se encuentra suspendido sobre el sistema flotante de producción. La Figura 4.7 muestra una configuración de riser rígido.



Figura 4.7 Riser rígido. ^[72]

La tabla 4.2 presenta las principales ventajas y desventajas de los risers rígidos.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Configuración muy simple. • Pocos componentes. • Fácil instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Transferencia de movimientos del sistema flotante. • Transferencia de cargas al SFP. • Potencial VIV y fátiga.

Tabla 4.2 Ventajas y desventajas de los sistemas risers rígidos.

4.3.3 Riser híbrido.

El sistema híbrido ofrece un amplio margen de beneficios tales como aplicaciones en pozos de alta presión y alta temperatura. Consiste de un riser vertical suspendido por un elemento flotante y conectado a la unidad de producción mediante una línea flexible, Figura 4.8. La principal sección del riser híbrido consiste de una estructura tubular central, alrededor de la cual están unidos módulos de flotación. Las líneas de producción y exportación periféricas corren a través de los módulos de flotación y tienen libertad para moverse axialmente con el fin de ajustar la presión y la temperatura inducidas. La estructura central está conectada a la base del riser mediante un conector hidráulico y una junta de esfuerzo.

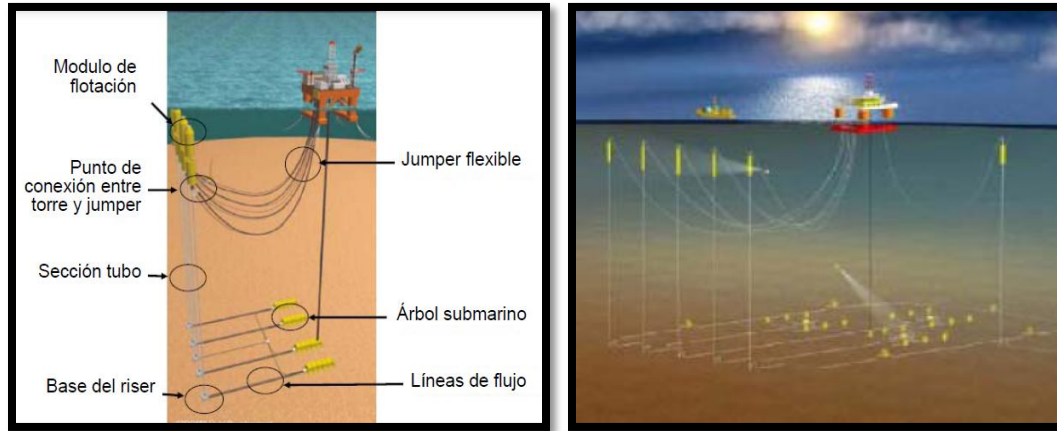


Figura 4.8 Configuración del sistema de riser híbrido. ^[66]

Las líneas periféricas están unidas a las tuberías en la base, la cual provee una conexión con las líneas submarinas, y terminan en un cuello de ganso de 30 a 50 m debajo de la superficie.

Los risers híbridos ofrecen un gran número de beneficios comparados con los sistemas de risers flexibles, los principales beneficios de los risers híbridos se muestran en la Tabla 4.3. Se pueden realizar arreglos submarinos compactos para reducir los costos de las líneas de flujo y facilitan la producción simultánea o la perforación desde una unidad flotante. El riser híbrido ofrece además el beneficio de la capacidad de desconexión del sistema de producción en un evento de condiciones climáticas adversas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Alta flexibilidad en la configuración. • Disposición compacta en el lecho marino. • Fácil de transportar y almacenar. • Bajo impacto sobre el casco del sistema flotante. • Evita la interferencia. • Control de calidad en tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requieren de patios de construcción en tierra. • La instalación es todo un desafío.

Tabla 4.3 Ventajas y desventajas de los sistemas híbridos.

4.4 Elementos del riser de perforación.

Los risers de perforación están integrados por componentes y accesorios que les brindan diferentes cualidades para tolerar las condiciones extremas de presión y temperatura; y además soportar las fuerzas y cargas tanto longitudinales como transversales. En la Figura 4.9 se presentan los componentes que integran un riser de perforación.

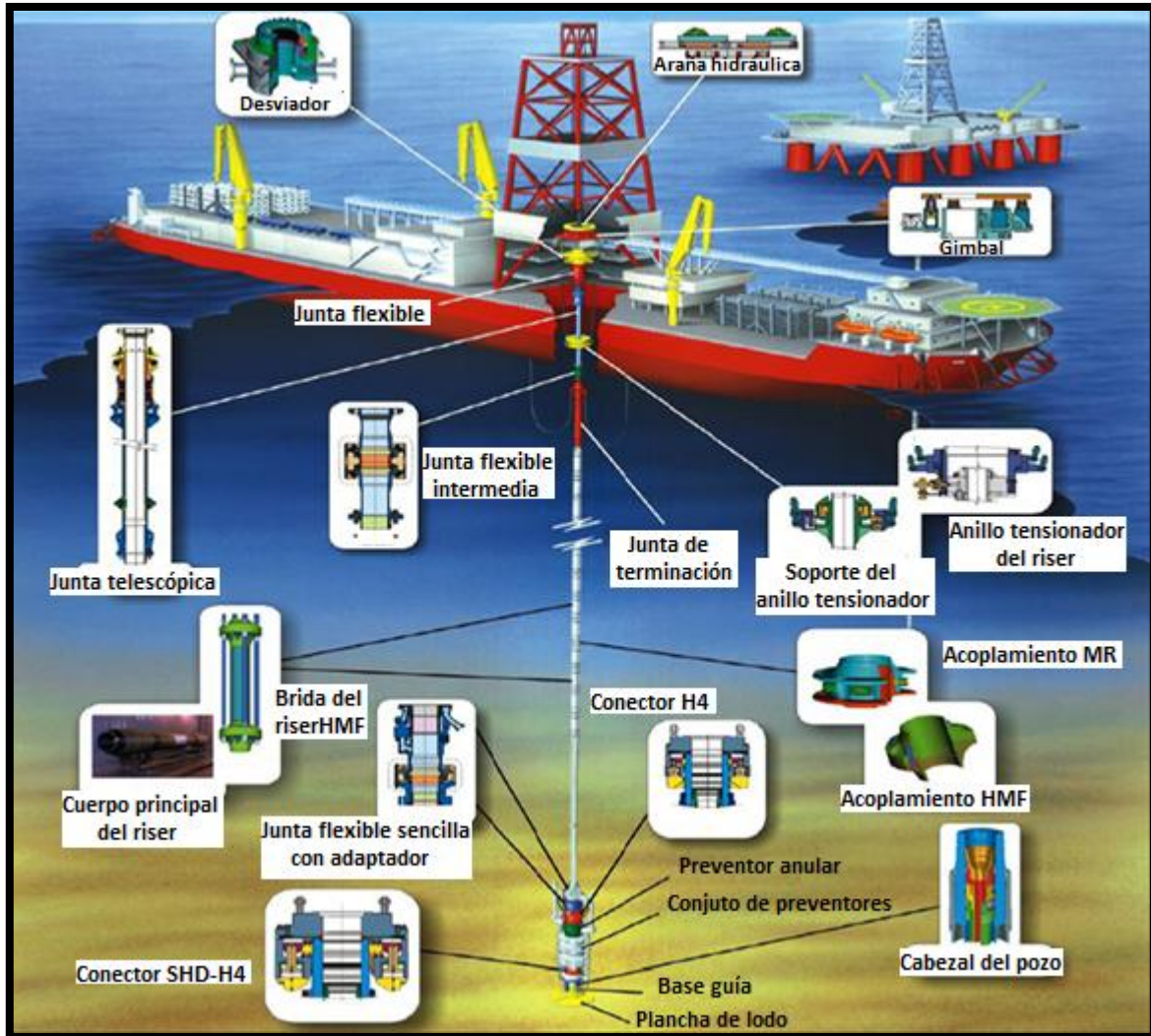


Figura 4.9 Componentes del sistema riser de Perforación.

Los principales componentes que integran a un riser de perforación son:

- Cuerpo del riser.
- Uniones del riser.
- Junta telescópica.
- Junta flexible.
- Conectores.
- Sistema tensionador.
- Válvula de llenado.
- Conjunto inferior.
- Línea de estrangular.
- Línea de matar.
- Líneas auxiliares.

Cuerpo del Riser: Es el tubo estructural conductor principal que conforma el riser, se integra por tramos que convergen en uniones. El material usado puede ser acero de diferentes grados y aleaciones o materiales de baja densidad y alta resistencia. El cuerpo del riser se muestra en la Figura 4.10.

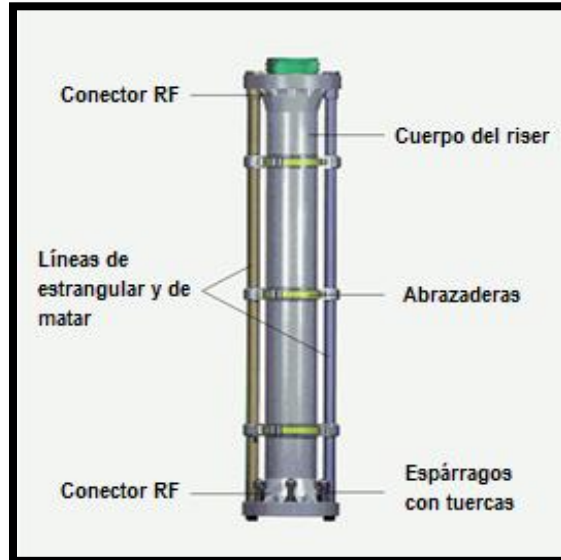


Figura 4.10 Tramo de riser con conectores y líneas de matar y estrangular. ^[104]

Uniones del Riser: Las uniones del riser están en los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones. Dependiendo del fabricante, las uniones pueden ser bridas o acoplamientos mecánicos. Los conectores pueden resistir temperaturas desde -28°C hasta 120°C , ver Figura 4.11.

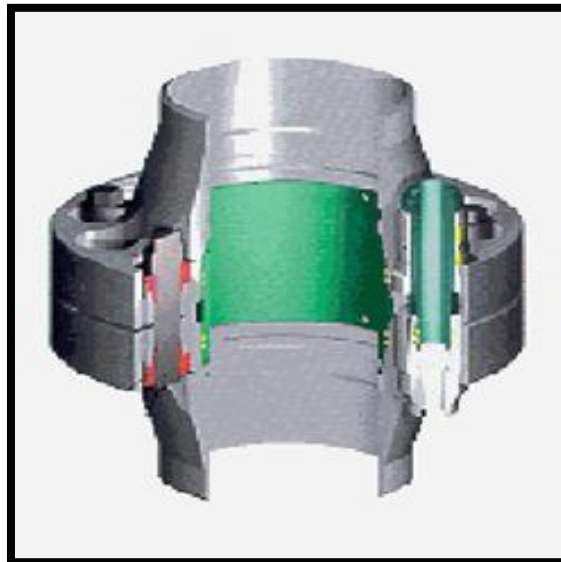


Figura 4.11 Conector bridado. ^[104]

Junta Telescópica: La junta telescópica se instala en la parte superior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales de arfada (heave) del equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje.

La junta telescópica está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre el otro:

- El Barril externo está unido al riser marino y se encuentra bajo tensión mediante cables al tensor.
- El barril interno es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y se le permite el movimiento axial.

Los sellos de hule en el espacio anular entre el barril interno y el externo soportan la presión del lodo en la unión. Durante la operación, el fluido de Perforación se retiene y el barril interno se centra mediante un empacador actuado a presión. Este empacador requiere una mínima presión de aire para sellar entre los barriles.

En la Figura 4.12 se presentan los componentes que constituyen la junta telescópica.

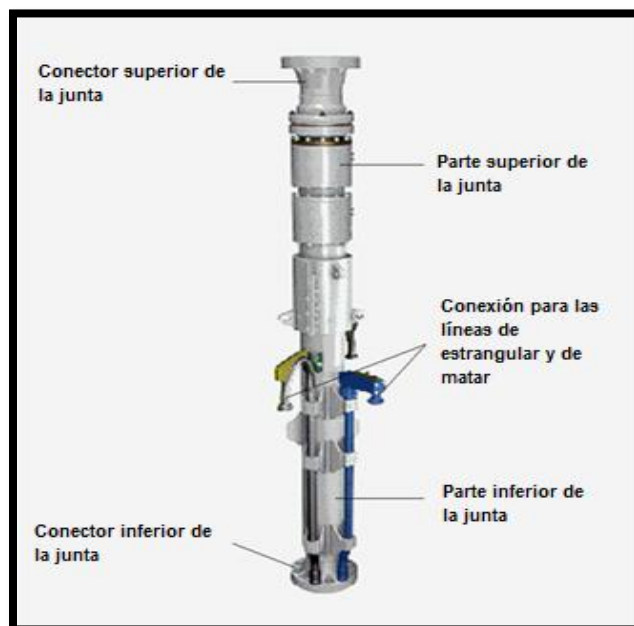


Figura 4.12 Junta telescópica ubicada en la parte superior del riser. ^[104]

El empacador lleva un buje de desgaste que inhibe cualquier desgaste del sello y ayuda a centrar el barril interno. Un recipiente de lubricación proporciona el elemento de sello con fluido lubricante. Se tienen disponibles empacadores sencillos o dobles en diferentes longitudes de carrera para todos los tamaños de riser. Se pueden implementar con sistemas tensionadores del riser de los tipos, fijo o giratorio.

Junta Flexible: La junta flexible, también llamada unión flexible o uniflex, se instala en la parte superior del conjunto de preventores y en la parte inferior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje. La máxima deflexión soportada por la junta flexible es de 10°. La junta flexible se presenta en la Figura 4.13.

Entre las características principales de la junta flexible se tiene que está autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación. El elemento flexible consiste de componentes esféricos de acero y elastómeros, los cuales están laminados en capas alternantes y están moldeadas al nido interno y a la brida externa de sello.

Este elemento puede soportar altas cargas de compresión y de movimiento de cizallamiento o corte. La combinación de los dispositivos tensionadores y la presión del fluido de perforación pone al elemento flexible en compresión mientras que el riser se mantiene en tensión. La junta flexible tiene una capacidad de carga a la tensión de dos millones de libras.

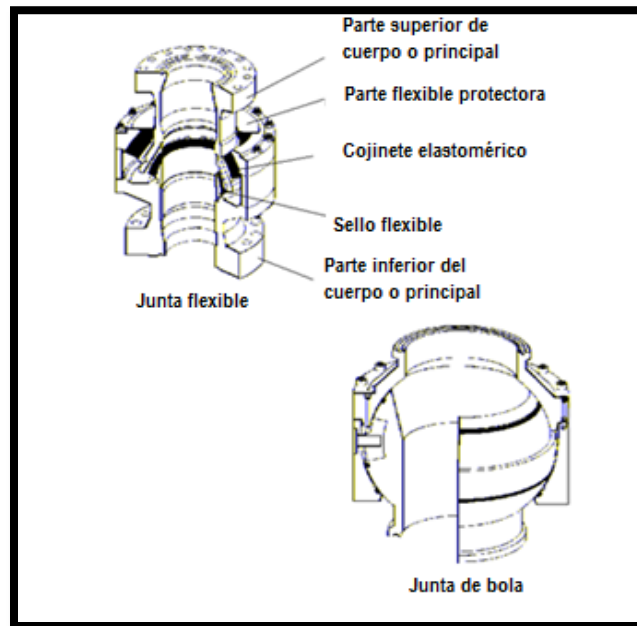


Figura 4.13 Tipos de juntas del sistema riser. ^[104]

Conectores del Riser: Los conectores del riser (Figura 4.14) son la interface de unión entre el riser y el conjunto de preventores, en la parte inferior, o entre el riser y la superficie. En el caso del extremo inferior, se tienen diferentes tipos y marcas de conectores.

Los conectores tipo collar se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante.

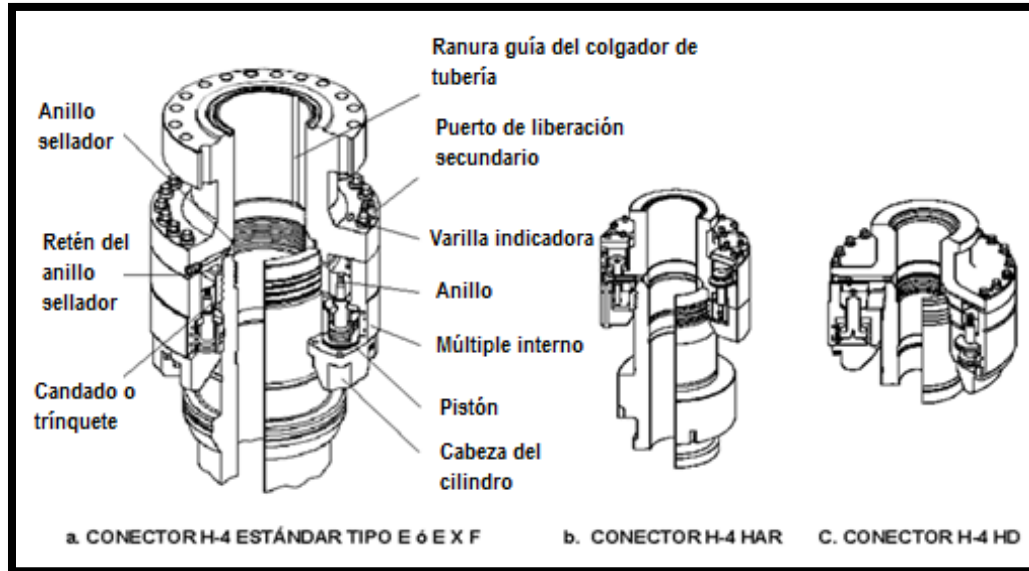


Figura 4.14 Conectores de riser marino. ^[104]

Sistema Tensionador del Riser: Consiste de un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso crearía cargas adicionales de flexión y de pandeo que podrían fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino.

Algunos sistemas cuentan con un anillo tensionador como el mostrado en la Figura 4.15, el cual consiste de un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril interior de la junta telescópica.

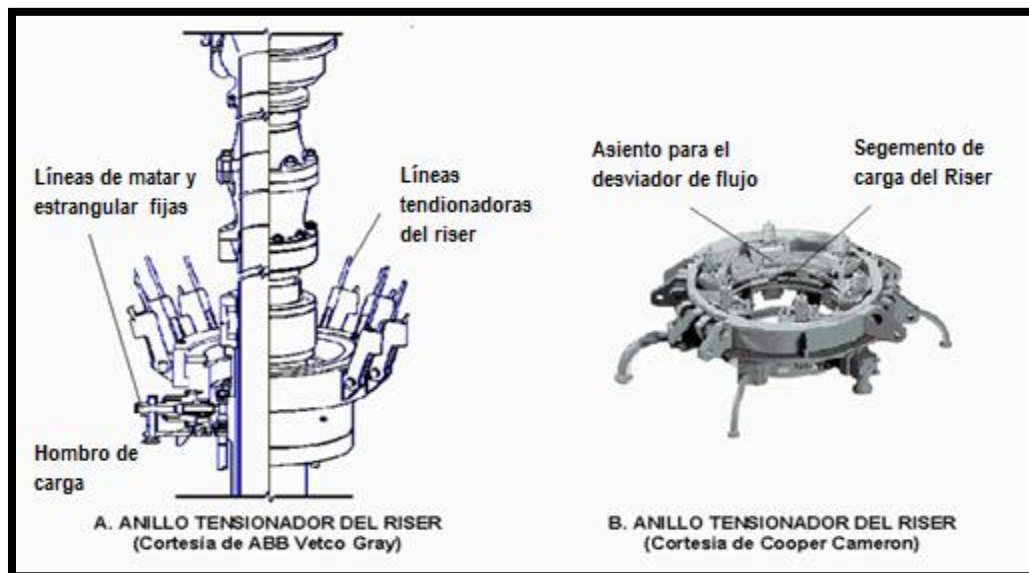


Figura 4.15 Anillos tensionadores del riser. ^[104]

El anillo tensionador está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se esté utilizando. El movimiento de rotación de la unidad flotante puede deberse al oleaje marino, a los vientos de diferentes direcciones, o bien, al posicionamiento dirigido de la unidad.

El anillo tensionador del riser permite una conexión rápida de los cuellos de ganso y permite rotar el equipo con respecto a la junta telescópica.

Válvula de llenado del riser: La válvula de llenado del riser se coloca en cualquier lugar de la sarta del riser para prevenir el colapso, en caso de que se abata el nivel del fluido de perforación en el interior.

Durante las operaciones normales de perforación, la manga interna de la válvula se mantiene cerrada mediante un resorte. Cuando la presión del riser disminuye, la presión del océano presiona la manga y vence la fuerza del resorte. Esto provoca que la válvula se abra y permita la entrada del agua del mar hacia el interior del riser para igualar la presión y prevenir el colapso.

La válvula de llenado del riser, como la que se muestra en la Figura 4.16, se activa mediante la manga sensorial de presión cuando la presión interna del riser se encuentra a 250-350 psi por debajo de la presión del ambiente marino. Cuando se activa, la válvula se abre totalmente para llenar rápidamente el riser. Luego, la válvula debe cerrarse desde la superficie mediante una señal hidráulica. La válvula de llenado del riser también puede abrirse manualmente a través de líneas de control a la superficie.

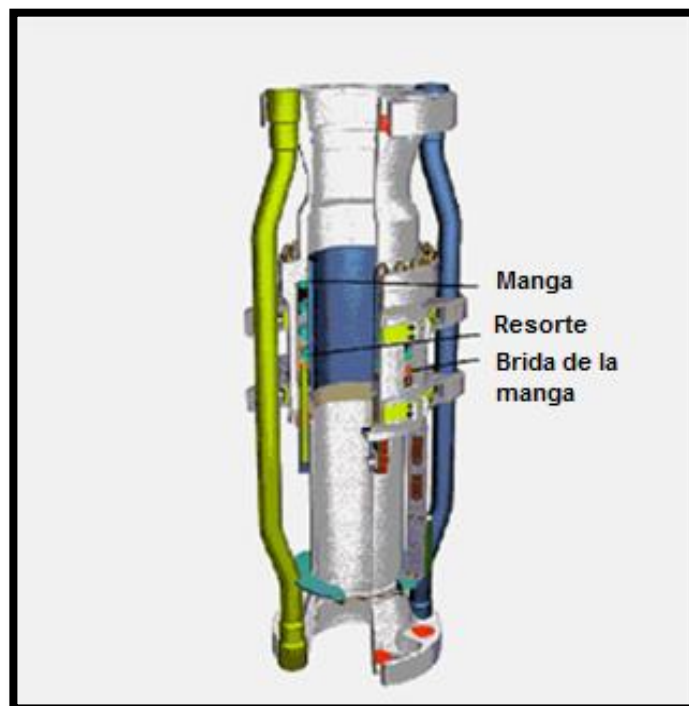


Figura 4.16 Válvula de autollenado del riser. [PEMEX]

Conjunto inferior del riser: El conjunto inferior del riser está formado típicamente por un conector (riser/junta flexible), la junta flexible, el preventor anular, los pods de control submarino y un conector hidráulico que une el sistema inferior del riser con el resto del conjunto de preventores

.La Figura 4.17 muestra un arreglo convencional para un conjunto inferior del riser, nótese el orden del arreglo, de arriba hacia abajo, primero está la junta flexible o unión bola, luego una brida que conecta con el preventor anular, después de éste, una abrazadera que se une a un conector hidráulico tipo collar.

En realidad, el conjunto inferior del riser de perforación, está integrado por algunos de los componentes descritos anteriormente, pero que se denomina como una subsección de todo el sistema de riser.

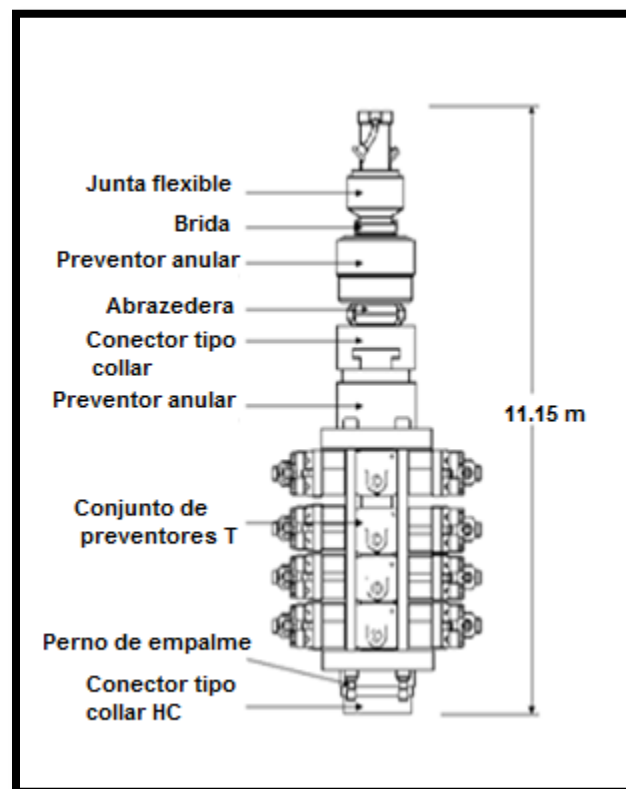


Figura 4.17 Conjunto inferior del riser marino. ^[104]

Líneas de Estrangular, de Matar y Auxiliares: Las líneas de matar y de estrangular son utilizadas para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas, o de fluido de perforación desde el pozo hasta la superficie cuando el conjunto de preventores está cerrado.

Estas líneas van desde el sistema flotante, a lo largo del riser, hasta el cabezal y se utilizan en el control de brotes a fin de prevenir que lleguen a ser reventones. Cuando se detecta un brote, se bombea fluido de perforación por la línea de matar hasta el conjunto de preventores para restaurar el balance de presión en el pozo. Cuando ocurre un brote de gas, se cierran los

preventores de arietes alrededor de la sarta de perforación, el gas de invasión se libera en el múltiple de estrangulación mediante el manejo adecuado de la línea de estrangular sobre el riser.

Adicionalmente, las líneas auxiliares transportan diversos fluidos desde la superficie, hasta los sistemas de control de los preventores o sistemas submarinos, o bien, tienen algún otro propósito específico, por ejemplo, la línea auxiliar se utiliza para bombear fluido de perforación hacia el interior del riser para incrementar la velocidad anular de circulación.

La línea de inyección de aire a presión se utiliza para suministrar aire que permite incrementar la flotación del riser. Los umbilicales para sistemas de control, son líneas de suministro hidráulico para transportar el fluido hidráulico hacia el sistema de control submarino del preventor. La mayoría de los sistemas preventores incorpora una línea flexible de suministro de fluido hidráulico en el interior de la línea de control.

Estas líneas corren a lo largo del conductor hasta el conjunto de preventores a la altura de la junta esférica. Existen varios diseños, pero el más utilizado permite giros de 360° que brinda flexibilidad al extremo inferior del conductor marino. En la Figura 4.18 se muestran los componentes del sistema riser.

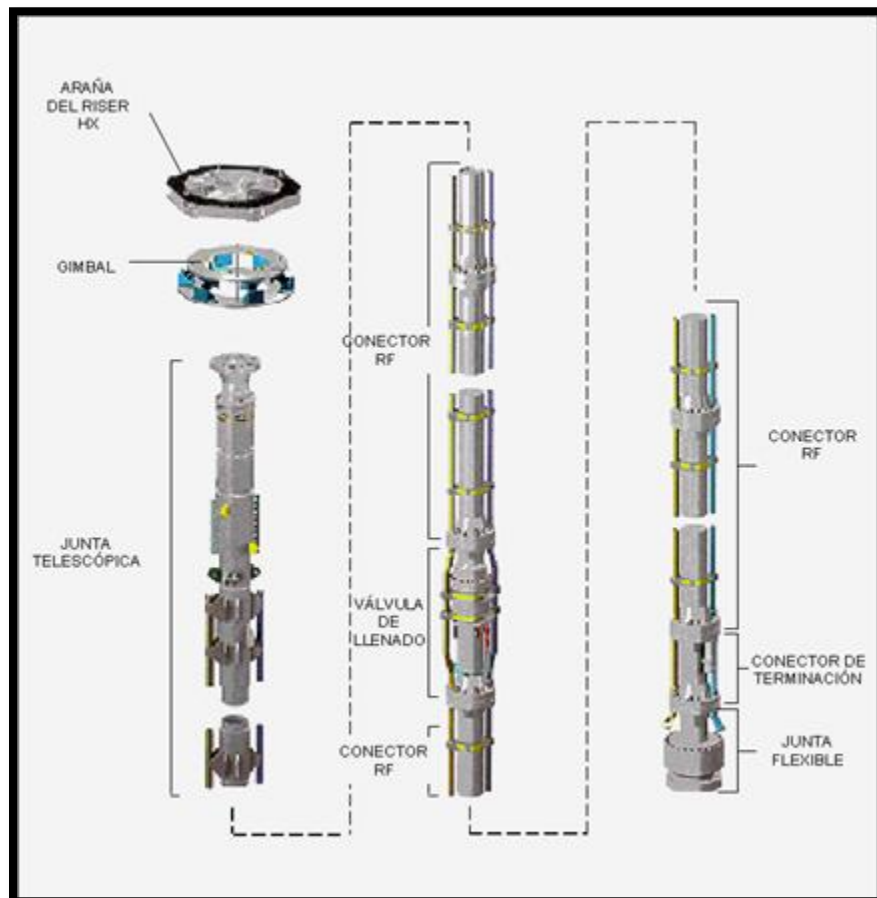


Figura 4.18 Componentes del sistema riser. ^[104]

Las líneas de matar y estrangular ayudan a controlar los cabeceos evitando que éstos se conviertan en reventones. Cuando se detecta un brote potencial, se bombea lodo por la línea de matar hasta el conjunto de preventores para establecer el equilibrio de presiones en el agujero. Cuando se presenta gas en exceso, se cierra el preventor esférico y el de arietes alrededor de la tubería de perforación. El gas en el múltiple de estrangulación se elimina usando la línea de estrangulación.

4.4.1 Accesorios del riser.

Algunos accesorios que forman parte del sistema de riser marino de perforación son los que se listan a continuación.

Desviador de Flujo: El desviador de flujo (Figura 4.19), es un sistema muy similar al de preventores, el cual está diseñado para cerrar la superficie del pozo y una o más líneas de descarga de gran diámetro para conducir el flujo lejos del piso de perforación. El sistema de desviación también incluye un medio de cierre del desviador y de apertura de la línea de descarga. Generalmente los desviadores de flujo no están diseñados para soportar altas presiones.

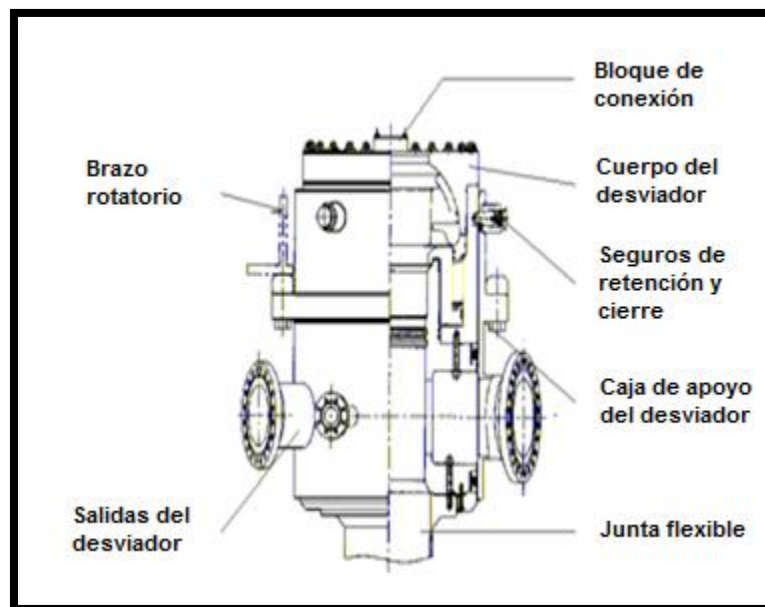


Figura 4.19 Sistema desviador de flujo. ^[PEMEX]

Araña del Riser: La araña HX del Riser (Figura 4.20), se localiza sobre el piso del equipo de perforación y se utiliza para instalar las secciones del riser a través de la mesa rotatoria. Los cilindros hidráulicos mueven seis dispositivos de trinquetes que soportan el peso del riser durante la conexión de las secciones. Es un dispositivo con mandíbulas retráctiles que apoya y sostiene al elevador.

Gimbal: Se instala entre la araña y la mesa rotaria para amortiguar los impulsos y choques, y distribuir uniformemente las cargas sobre la araña y las secciones del riser cuando se instala. Este elemento se muestra en la Figura 4.20.

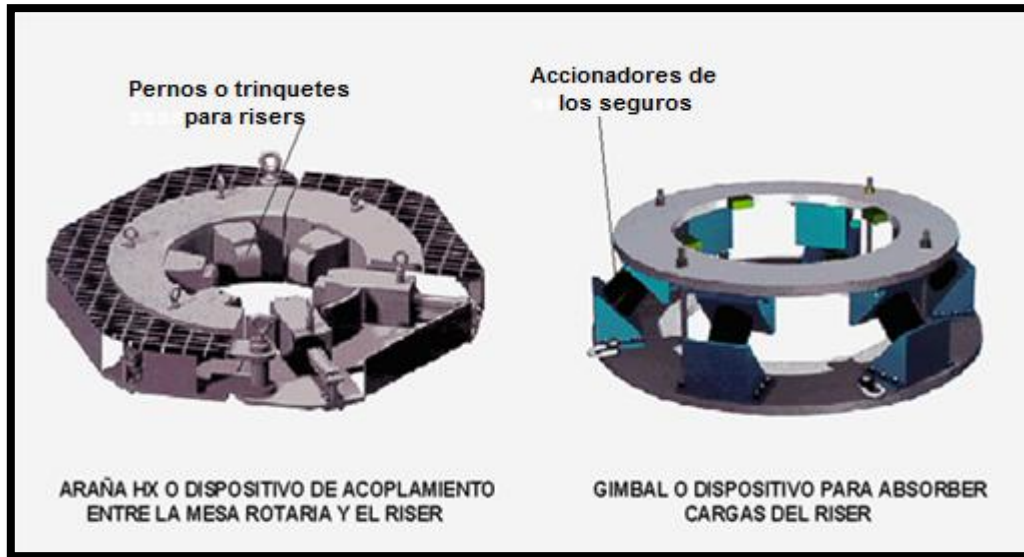


Figura 4.20 Sistema para suspender el riser marino en el piso de la plataforma. [PEMEX]

Conector de las Líneas de Matar y de Estrangular: Los conectores tipo collar para las líneas de estrangular y de matar como los mostrados en la Figura 4.21, permiten la conexión entre la parte superior del conjunto de preventores submarinos y la parte inferior del sistema de riser marino. Utiliza sellos tipo AX y puede soportar grandes esfuerzos causados por presiones internas en las líneas de estrangular y de matar. El sistema de operación hidráulico del conector está diseñado para asegurar una desconexión rápida.

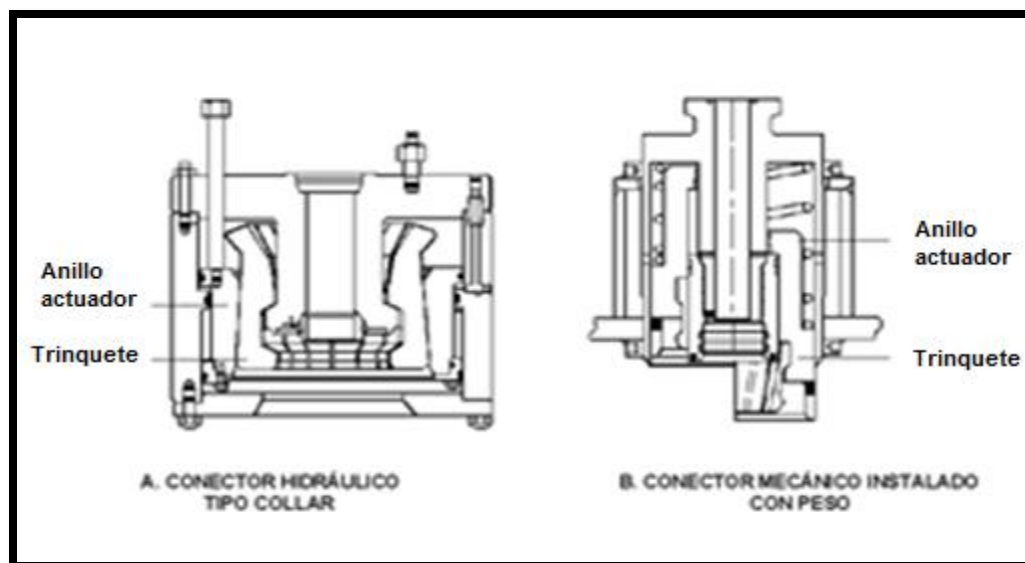


Figura 4.21 Conectores para las líneas de estrangular y de matar. [PEMEX]

Sistema Tensionador de las Líneas Guía: Las líneas guía del cabezal submarino deben tener cierta tensión para ser efectivas. A fin de mantener las líneas guía a un nivel de tensión previo, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía.

Los tensionadores de las líneas guía operan exactamente igual a los tensionadores del riser y tienen el mismo diseño, excepto que estos son más pequeños.

Sistema Compensador de Movimiento: Se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante en operaciones de perforación, actividades con línea de acero, registros de pozo, etc. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho.

Líneas Flexibles de Estrangular y de Matar: Las líneas flexibles de estrangular y de matar permiten movimiento relativo en la junta telescópica y en las juntas flexible/bola del sistema de riser. Normalmente se utilizan tres tipos de diseño básicos. Estos son: tubería flexible, mangueras revestidas de acero con extremos roscados, bridados o con abrazaderas.

Equipo de Flotación: Sujeta tramos del riser para reducir los requerimientos de tensión en la parte superior mediante la disminución del peso.

Módulos de espuma. La espuma sintética es un material compuesto de esferas huecas en una matriz. Las formas más comunes de los módulos de espuma son microesferas delgadas de vidrio en una matriz de resina plástica colocada térmicamente. Normalmente se utiliza material más denso para aguas más profundas para soportar presiones de colapso mayores.

Generalmente, los flotadores se instalan en pares alrededor de los tramos del riser, varios pares por tramo y tienen cortes para las líneas de estrangular, de matar y auxiliares. El empuje vertical del módulo de espuma se transmite al riser mediante un collar afianzado al tubo del riser justo debajo de la unión superior de cada tramo.

Cámaras de aire abiertas del fondo. Se instalan en la unión del riser y proporcionan un espacio anular alrededor de él. Las líneas piloto y de inyección proporcionan los medios para inyectar aire a la presión hidrostática ambiental. El aire desplaza el agua de mar del espacio anular para dar flotación.

Con una válvula en la línea de inyección, se mantiene el agua al nivel preestablecido. El aire se puede purgar a través de una válvula de descarga mediante la línea piloto. Las válvulas se pueden ajustar para proporcionar el nivel de flotación deseada. Los compresores que se encuentran en la unidad flotante se utilizan para proporcionar aire a través de la línea de inyección hacia las cámaras.

Sistema colgador del Riser: Cuando las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura con el riser conectado, éste y el paquete inferior del riser marino se desconectan desde el conjunto de preventores y se pueden colgar hasta que mejoren las condiciones.

El riser se puede colgar desde el gancho. Las cargas dinámicas del riser en movimiento ascendente y descendente se deben considerar para asegurar que los componentes del sistema de colgamiento proporcionen la resistencia adecuada para soportar las cargas transversales y axiales impartidas por el riser suspendido sin ocasionar daño.

Top Tensioned Riser (TTR).

El tensionador hidroneumático evita el pandeo debido a esfuerzos flexionantes debido a movimientos de la plataforma y al efecto de Vibración Inducido por Vorticidad (VIV), reduce los costos de perforación, terminación y mantenimiento del pozo.

Consiste de una estructura de soporte latente localizado en la parte inferior de la cubierta del FPSO, consta regularmente de ocho cilindros hidráulicos y acumuladores con aire. Es un soporte dinámico para los risers que es capaz de soportar su peso y estabilizar los movimientos relativos del riser. La figura 4.22 muestra un ejemplo de un tensionador hidroneumático.

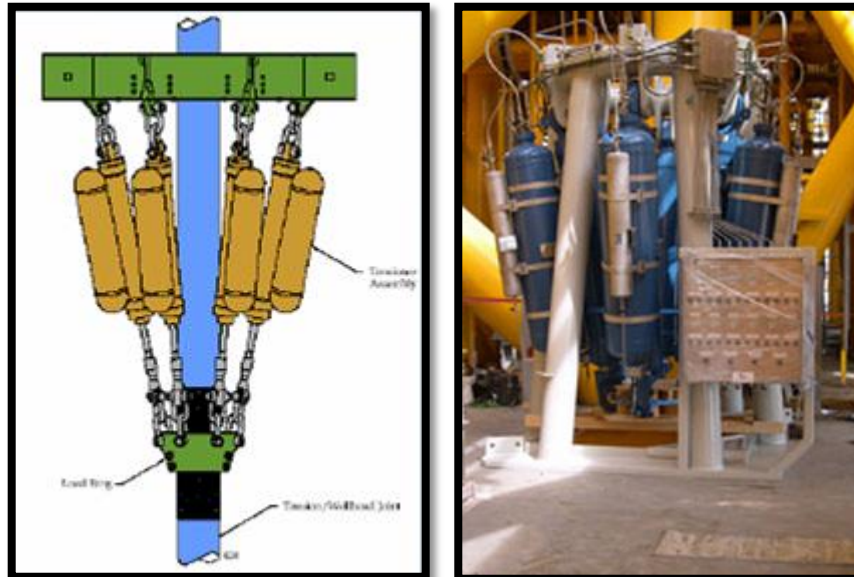


Figura 4.22 Configuración del top tensioned riser (TTR). ^[66]

Un equipo tensionador hidroneumático se compone de los siguientes elementos:

- Árbol seco.
- Sistema de tensión.
- Jumpers y umbilicales.
- Keel joint.
- Secciones del riser.
- Junta de esfuerzos (taper joint).

4.5 Condiciones ambientales sobre el sistema riser de perforación-producción.

4.5.1 Cargas ambientales.

El ambiente costa afuera impone al riser condiciones de presión y temperatura, además de esfuerzos producto de la acción del oleaje a nivel superficie y a profundidades mayores, el efecto de las corrientes submarinas, sin omitir el movimiento del sistema flotante por efecto de estos dos últimos factores.

Corrientes marinas.

Las corrientes marinas transportan grandes cantidades de agua y energía, es un movimiento de traslación continuo, dinámico y permanente de una masa de agua determinada de los océanos. Las corrientes marinas son de dos tipos: superficiales y subsuperficiales.

Las corrientes superficiales son causadas por los vientos dominantes, mientras que las corrientes subsuperficiales se encuentran vinculadas por la diferencia de densidad y el grado de salinidad de las aguas.

Entre los mecanismos hidrológicos y oceanográficos que explican las corrientes oceánicas destacan tres: el movimiento de rotación terrestre, los vientos planetarios y el surgimiento de aguas frías de las profundidades en las costas occidentales de los continentes entre los Trópicos de Cáncer y Capricornio, y en las latitudes subtropicales.

Oleaje.

Las olas son movimientos ondulatorios, oscilaciones periódicas de la superficie del mar, formadas por crestas y depresiones que se desplazan horizontalmente. El viento es responsable de la generación del oleaje que se desplaza sobre la superficie del agua. Las olas se caracterizan por su: longitud de onda, período, pendiente, altura, amplitud y velocidad de propagación, variables físicas y geométricas que se definen a continuación:

- Longitud de onda (L): Es la distancia horizontal entre dos crestas o dos depresiones sucesivas.
- Período (T): Es el tiempo, contado en segundos, entre el paso de dos crestas sucesivas por un mismo punto.
- Altura (H): Distancia entre la cresta de la ola y el nivel medio del mar.
- Pendiente: Relación entre la altura y la longitud de onda (H/L).
- Amplitud (A): Distancia entre la cresta y el valle de la ola.
- Velocidad de propagación: $V = \frac{\text{Longitud de onda}}{\text{Período}}$.

Como las olas son muy variables para analizarlas y describirlas se usan métodos estadísticos. En la Figura 4.23 se muestra de forma gráfica, los esfuerzos a los que es sometido el riser durante operaciones de perforación y producción.

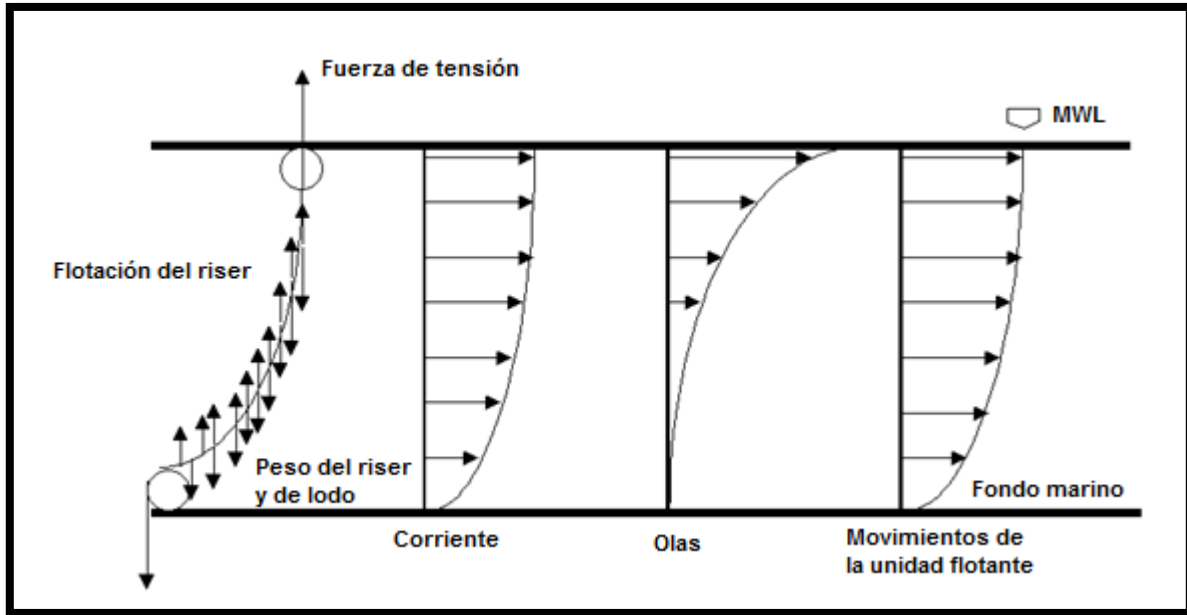


Figura 4.23 Representación de los esfuerzos que provocan las corrientes marinas y el oleaje sobre el sistema de risers. ^[PEMEX]

4.5.2 Análisis dinámico.

Los risers son sistemas que se encuentran expuestos continuamente a constantes movimientos y a condiciones severas de presión y temperatura, por lo que son susceptibles a la degradación externa e interna del recubrimiento por efecto de contaminantes de CO₂ Y H₂S, y a sufrir fallas mecánicas debidas a los fenómenos de tensión y compresión. La vida útil de los risers está diseñada para 20 -25 años.

Las cargas sobre el riser incluyen la presión interna y externa así como también las cargas ambientales causadas por las olas y las corrientes. Las cargas por la presión interna y externa son causadas generalmente por la presión hidrostática del fluido de perforación y del agua marina respectivamente.

Un sistema riser debe analizarse minuciosamente para evitar fallas que pongan en riesgo a las instalaciones, a personal y al medio ambiente. Se deben de considerar todas las cargas y esfuerzos a los que estará sometido. El análisis para el diseño incluye un gran número de variables: esfuerzos radiales y axiales, vibración por efecto de vórtice (VIV), flexiones corrientes, mareas, oleaje, esfuerzos de colapso y de tensión; además de tomar en cuenta las condiciones de presión y temperatura a los que estará expuesto.

Los principales esfuerzos a los que están sometidos tanto los risers como los ductos son los siguientes:

- Axial: Se debe a la carga de los tensionadores, flotación del conductor, peso del conductor, densidad del lodo, fuerzas por corrientes marinas y fuerzas originadas por olas.

- Radial: Es causado por la presión interna de la columna de lodo, por la diferencial de presión de los cabeceos.
- Fuerzas externas: Son el resultado de la presión hidrostática, la cual se calcula tomando en cuenta el tirante de agua.

Los ductos marinos y risers están sujetos a condiciones de carga que producen los siguientes esfuerzos:

- Esfuerzo circunferencial por presión interna (SC).
- Esfuerzo longitudinal por presión interna, flexión y expansión (SL).
- Esfuerzo fluctuante por mareas, vibraciones por efecto de vórtice, movimiento del sistema flotante, presiones cíclicas y fluctuaciones de presión.
- Esfuerzo de colapso por presión externa.

El esfuerzo longitudinal (SL) tiene un efecto muy importante en la condición de falla del tubo. En general, si el esfuerzo longitudinal es de tensión el riesgo de deformación plástica y de colapso disminuyen, mientras que un esfuerzo longitudinal compresivo, facilita la cedencia y el colapso de la tubería.

Los conductores marinos deberán soportar las fuerzas laterales de las olas, corrientes marinas y el movimiento de la unidad flotante justo encima del pozo; así como resistir esfuerzos y la extensión axial que se aplica en la superficie por medio del sistema de tensionadores. En la Figura 4.24 se presentan las principales fuerzas que actúan sobre un conducto marino.

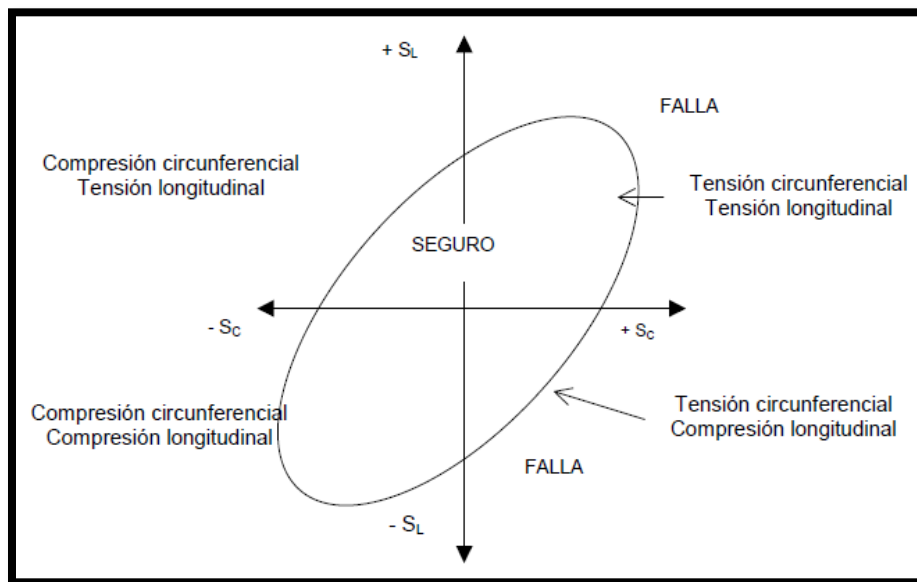


Figura 4.24 Principales fuerzas que actúan sobre los riser y ductos. Donde S_c se refiere al esfuerzo circunferencial y S_L se refiere al esfuerzo longitudinal.

En los conductos marinos y risers se pueden presentar u ocurrir una variedad de defectos como son: reducción de espesor, grietas, ampollas y laminaciones, abolladuras y adelgazamientos, desalineamientos en soldaduras circunferenciales, inclusiones no metálicas y otros defectos del material, defectos en soldaduras como: socavación, quemadura, falta de penetración y porosidades. Deformación plástica, flexiones y pandeos.

4.5.3 Problemática.

Fatiga. La fatiga es un fenómeno que se caracteriza por una falla (fractura) debida a carga repetitiva (esfuerzos cíclicos). Estas cargas cíclicas provienen de:

- Oleaje.
- Corrientes.
- Vibración inducida por vorticidad (VIV).
- Movimiento de la plataforma flotante.

Corrosión. En especial, el riser de terminación y reparación puede estar expuesto internamente a breves periodos de corrosión debido a los fluidos producidos junto con los fluidos de terminación y los tratamientos químicos del pozo. Externamente el riser estará expuesto al ambiente de una zona de lavado de agua salada. Algunos sistemas risers son agresivamente atacados por la corrosión como se muestra en la Figura 4.25, poniendo en riesgo las operaciones y la seguridad.



Figura 4.25 Presencia de corrosión en las líneas marinas. [Schlumberger]

Corrosión Interna.

Se deben considerar el tipo de fluidos que están siendo manejados por el riser y dar tolerancias especiales para los fluidos que son particularmente corrosivos. Los grados de corrosión debidos a los fluidos producidos y a cualquier tratamiento de fluidos deben considerarse cuando se determina el espesor de pared de la tubería. El cuidado en la selección de las conexiones roscadas de las juntas de la tubería de producción puede minimizar la corrosión en los espacios muertos.

Donde sea necesario, se puede mitigar la corrosión interna por uno o más de los siguientes factores: limpieza/escariado a intervalos regulares con bactericidas, inhibidores, deshidratadores, etc.; aplicar una capa temporal, tal como grasa, para minimizar la exposición de la superficie; colocación de protectores como una capa interna de plástico más duradera y/o resina epóxica.

Corrosión Externa.

En la selección del material y el recubrimiento externo del riser debe considerarse el contacto externo con los fluidos. Los sistemas de recubrimiento externo deben incluir las consideraciones siguientes: La zona de lavado requerirá protección adicional debido a la luz del sol; la espuma del agua marina y daños mecánicos.

Vibración Inducida por Vorticidad (VIV).

El efecto de Vibración Inducida por Vorticidad (VIV), es uno de los principales problemas que enfrenta la industria del petróleo y gas, debido al daño por fatiga causado por las fuerzas derivadas del flujo oscilatorio y vórtices sobre los risers.

De acuerdo con la mecánica de fluidos, el efecto de un vórtice sobre una configuración cilíndrica está relacionado con la ecuación de Navier –Stokes, que estudia el flujo de fluidos viscosos. Además según la teoría de la capa límite formulada por Prandtl, cuando un fluido viscoso que rodea a un cuerpo cilíndrico alcanza cierta velocidad, se produce una estela de flujo en la capa límite del cilindro causada por el cambio de presión existente en la porción interior del cuerpo, dando lugar a capas de cizallamiento del fluido las cuales al interactuar generan la formación de un vórtice.

La formación de vórtices provoca variaciones de presión sobre el cilindro, generando fuerzas cíclicas sobre el flujo llamadas fuerzas en-línea y son transversales al flujo. Estas fuerzas conducen al efecto de Vibración Inducida por Vorticidad (VIV).

La Vibración Inducida por Vorticidad (VIV) se caracteriza por oscilaciones sobre la sección transversal de un cuerpo delgado que esta sumergido en un fluido con una velocidad por encima de un cierto valor crítico. Estas oscilaciones tienen su origen en la emisión de alterna de vórtices que como se dijo anteriormente, generan fuerzas periódicas debido a las fluctuaciones causadas por cambios de presión.

Actualmente existen varios programas numéricos que permiten mejorar el diseño y funcionamiento de los risers, sin embargo, muchos de los modelos utilizados por estos programas solo se aplican para casos específicos; otra manera de mitigar el efecto VIV, es con el empleo de deflectores en las partes críticas del riser permitiendo cortar el flujo de la corriente de agua y con ello evitando la formación de remolinos en el riser.

A pesar de su aparente simplicidad, este fenómeno no está comprendido completamente debido al grado de dificultad entre la relación fluido-estructura. En la Figura 4.26 se muestra el efecto de Vibración Inducida por Vorticidad VIV sobre un riser.

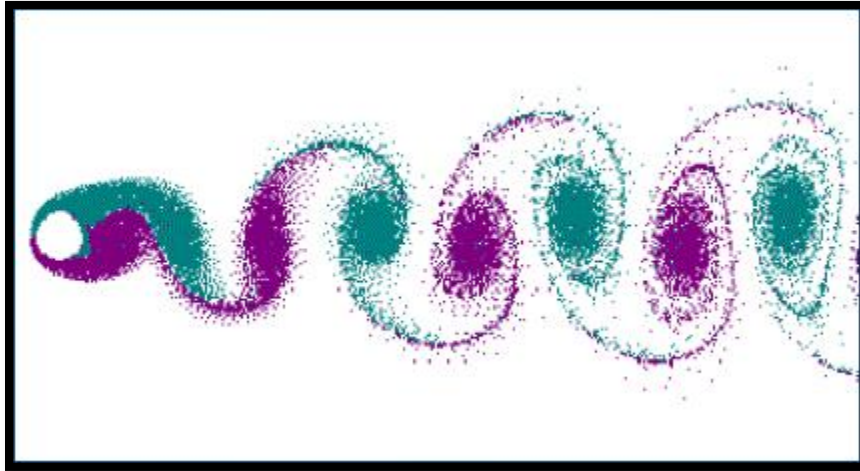


Figura 4.26 Efecto de vibración inducida de vorticidad sobre los risers. ^[66]

4.6 Ductos.

Los sistemas de líneas de conducción o ductos, están constituidos por tuberías, válvulas, bombas, medidores e instalaciones a través de las cuales se transporta la producción proveniente del yacimiento. Estos sistemas se dividen en líneas de conducción y líneas de exportación.

Las líneas de conducción son tuberías de diámetro relativamente pequeño (menos de 16 pulgadas) compuestas por líneas de flujo, líneas colectoras y tubos ascendentes, que se extienden desde el cabezal del pozo hasta la plataforma de producción o la unidad FPSO. Estas líneas transportan una corriente cruda, sin refinar, consistente por lo general en una mezcla multifásica de gas, petróleo y agua desde los pozos de petróleo; o gas, líquidos del gas natural y agua, desde los pozos de gas.

Las líneas de exportación, también denominadas líneas troncales o líneas de transmisión o de ventas, por lo general están compuestas por tuberías de diámetro más grande (oscilante entre 16 pulgadas y 44 pulgadas) para el transporte de los fluidos procesados hasta la costa desde uno o más campos.

La corriente procesada que ya ha experimentado los procesos de separación y tratamiento inicial a bordo de una plataforma de producción o de una unidad FPSO, es enviada por medio de ductos a tierra o es almacenada en buque-tanques.

Las líneas de flujo submarino se utilizan para conectar la cabeza del pozo con el múltiple de recolección o manifold, o con la instalación en superficie. Las líneas de flujo pueden ser de material flexible o rígido y transportar la producción del pozo, productos químicos, inyección de agua o de gas.

Las líneas de flujo o conductos marinos, están constituidas ya sea por un solo conducto o varias líneas individuales empaquetadas dentro de un ducto. Tanto las líneas individuales como el

empaquetado necesitan aislarse para evitar problemas asociados con el enfriamiento del líquido producido a medida que viaja por el lecho marino. La Figura 4.27 muestra un arreglo de ductos y líneas marinas sobre el lecho marino.

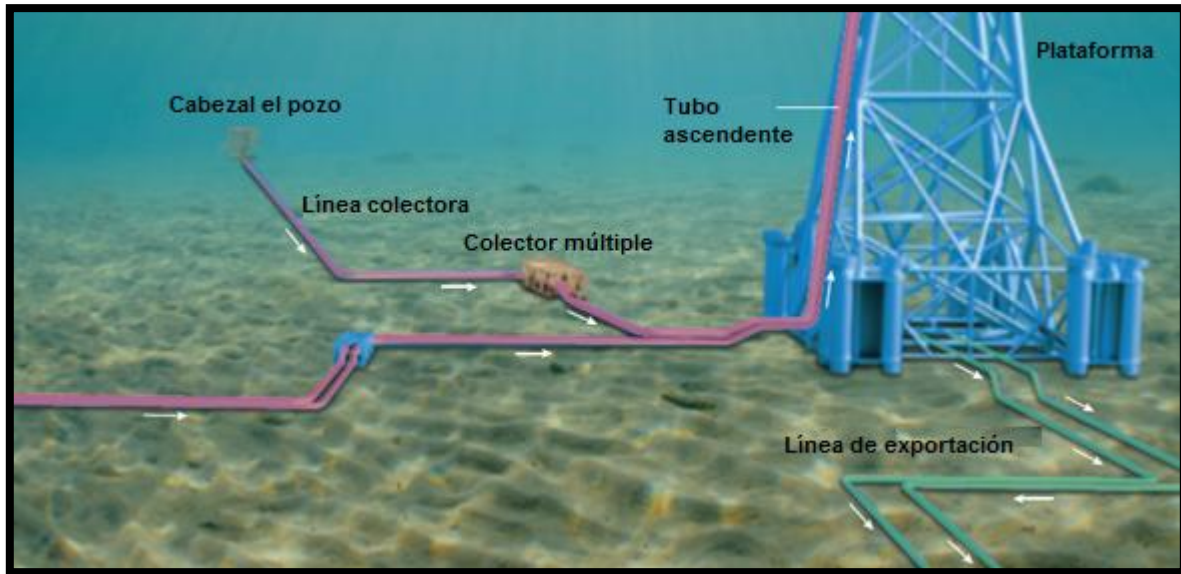


Figura 4.27 Segmentos de líneas de conducción. Los ductos (rosa), se extienden desde el cabezal del pozo hasta la plataforma u otra instalación preliminar de recepción y procesamiento. Las líneas de exportación o ventas (verde), se extienden aguas abajo de la plataforma. ^[75]

4.6.1 Consideraciones de diseño.

Las líneas de conducción se construyen de acuerdo con estrictos códigos y estándares especialmente establecidos. Los requisitos de diseño, en el caso de las líneas submarinas, deben considerar una diversidad de factores, que incluyen la longitud proyectada, la profundidad y la temperatura del agua, la composición y la tasa de flujo de los fluidos transportados, además de la topografía sobre la que se tenderá la línea. También se consideran la presión, el colapso, la corrosión, la composición y la temperatura de los fluidos transportados a través de ellas. Finalmente, estos factores incidirán en los costos, los procesos de manufactura, las técnicas de tendido y las estrategias operativas de las líneas de conducción.

Las líneas de conducción están diseñadas para tolerar las presiones internas, generadas por una tasa de flujo determinada. No obstante en aguas profundas, las inquietudes relacionadas con la presión interna son secundarias respecto de la necesidad de que las líneas de conducción toleren las presiones externas de colapso que impone la profundidad del agua, especialmente durante la fase de instalación en la que no se bombea fluido alguno a través de la línea.

La resistencia al colapso bajo fuerzas hidrostáticas se determina por la ovalidad y la resistencia a la compresión que ofrecen la composición metalúrgica y el espesor de la pared de la tubería. Por consiguiente, mientras la presión interna dictamina el espesor de la tubería en los ambientes

convencionales, la presión externa (hidrostática) es el factor de influencia predominante a la hora de determinar el espesor de las líneas de conducción de aguas profundas.

4.6.2 Fabricación.

El tubo de conducción puede ser sin costura o con soldadura continua. Los tubos sin costura pueden fabricarse con un diámetro externo (OD) de hasta 16 pulgadas. Una variedad de tubos con soldadura continua se fabrica normalmente con diámetros externos que oscilan entre 16 y 64 pulgadas.

La mayoría de los tubos sin costura se fabrican a partir de lingotes o rodillos fundidos, que se calientan en un horno de solera rotativa y luego son perforados con un punzón centrado. El lingote perforado pasa a una laminadora donde se alarga como consecuencia de la reducción de su diámetro y del espesor de su pared.

En el anillo del lingote hueco se inserta un mandril para sujetar y modelar el lingote a medida que atraviesa una serie de rodillos para ser transferido luego a una laminadora especial que permite que se logre la forma, el espesor y el diámetro exactos del tubo.

Los tubos con soldadura continua se fabrican a partir de espirales de acero, que se separan en cortes adecuados al diámetro requerido del tubo. Luego, esos cortes se laminan y se prensan para formar planchas de tamaño y espesor específicos. Las planchas se laminan en frío para obtener una forma tubular cuya costura se cierra mediante soldadura para construir el tubo.

Ambos tipos de tubos ya terminados son sometidos primero a pruebas hidrostáticas y luego a una diversidad de pruebas mecánicas que miden la dureza, la resistencia a la tracción y otras propiedades. Como protección contra la corrosión, el tubo de conducción puede revestirse con una capa de resina epóxica. Luego, a cada tubo se le asigna un número y un certificado que documenta su metalurgia, sus propiedades físicas y su historia de fabricación.

4.6.3 Problemática.

Las líneas de conducción submarinas están expuestas a las condiciones que les imponga su entorno marino, siendo aptas para resistir condiciones extremas de presión y temperatura; además se encuentran presentes riesgos meteorológicos, geográficos y geológicos. Están en contacto frecuente con corrientes marinas, sismos submarinos, erosión, avalanchas de lodo. Además el relieve submarino presenta dificultades para el tendido de las mismas.

Todos los factores anteriores provocan corrosión, fatiga y fallas en los ductos y risers marinos. El entendimiento de estas problemáticas es esencial para que los ingenieros diseñen óptimamente las líneas de conducción y en caso de falla cuenten con planes de contingencia que permitan una pronta y adecuada reacción.

Corrosión.

Las líneas de conducción submarinas son proclives al fenómeno de corrosión, este fenómeno se presenta tanto en la parte interna como externa de las tuberías. Los fluidos que son transportados contienen una mezcla corrosiva de hidrocarburos, agua, dióxido de carbono, cloruros y ácido sulfhídrico (H₂S) principalmente. Los fluidos poseen condiciones de temperatura y presión elevadas, sin embargo, estas condiciones cambian con la profundidad y el tiempo, a medida que el agotamiento del yacimiento altera la composición de la mezcla de fluidos.

El principal agente corrosivo de la parte externa de la tubería es el agua de mar. En este ambiente, todos los metales y aleaciones están sujetos al fenómeno de corrosión, la cual depende de su potencial eléctrico individual y del pH del agua marina.

La industria de ductos y líneas de conducción, ha desarrollado una diversidad de procedimientos para mitigar los problemas de corrosión. Algunos diseños incrementan el espesor de la pared para compensar la pérdida de metal prevista causada por la corrosión. En otros, se utilizan aleaciones resistentes a la corrosión (CRA). Estas aleaciones combinan metales, tales como acero inoxidable, cromo, níquel, hierro, cobre, cobalto, molibdeno, tungsteno o titanio. Las aleaciones resisten la corrosión en forma más efectiva que las tuberías de acero al carbón pero no poseen la misma resistencia a la tracción y a la compresión.

También se combinan los métodos para dar una mayor resistencia a las tuberías. En esos casos, la tubería externa de acero al carbono tolera la presión interna y externa, en tanto que el revestimiento de aleación proporciona la protección contra la corrosión. Frecuentemente los ductos y líneas de conducción poseen vario recubrimientos como se muestra en la Figura 4.28, con el objeto de protegerlos contra la corrosión.

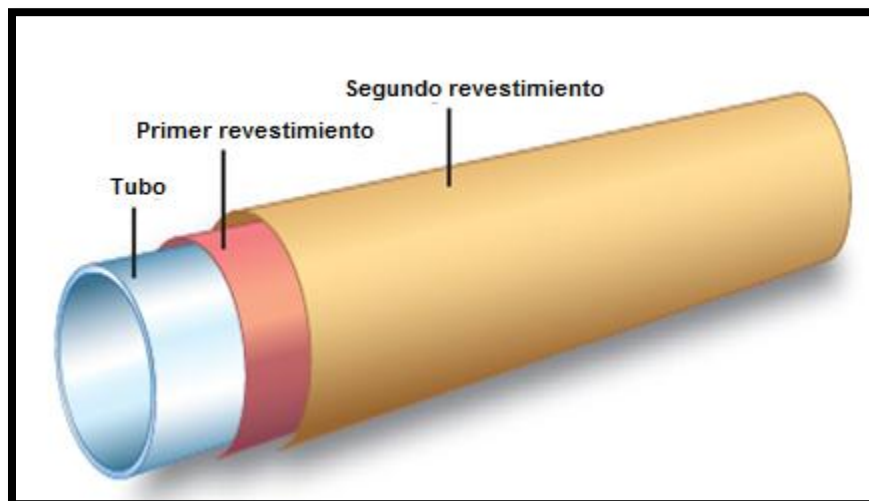


Figura 4.28 Revestimiento de resina epóxica adherido por fusión. Como protección contra la corrosión y el daño mecánico al tubo de acero, se aplican electrostáticamente revestimientos de resinas epóxicas. La resina se aplica a temperaturas de hasta 110°C (230°F) y luego se endurece termoplásticamente, el espesor habitual oscila entre 350 µm y 450 µm. Para lograr una protección adicional, se puede aplicar una segunda capa.^[75]

Otra técnica que se emplea a menudo es la inhibición química, que introduce aditivos químicos en la corriente de producción para reducir la corrosividad del fluido. Para limitar los estragos que produce el ambiente marino y prolongar la vida útil de las líneas de conducción, junto con la protección catódica pueden emplearse resinas epóxicas adheridas por fusión (FBE) u otros recubrimientos externos.

Fatiga.

El diseño de las líneas de conducción también debe impedir la fatiga, es decir el daño localizado y progresivo provocado por la carga cíclica de la tubería. Una forma de carga cíclica es la causada por las vibraciones inducidas por remolinos (vórtices) a medida que las corrientes de agua fluyen por encima y por debajo de los tramos de líneas sin apoyo. Estos tramos sin apoyo se generan cuando la tubería atraviesa echados y valles en el terreno del fondo marino o cuando las corrientes de agua desgastan y erosionan las porciones del fondo marino situadas por debajo de las tuberías sin sepultar. Para proteger estos tramos de los riesgos generados por las corrientes oceánicas, se pueden utilizar dispositivos de supresión de vibración inducida por vorticidad (VIV), tales como los sistemas de deflectores de aletas helicoidales y carenados, ver Figura 4.29.

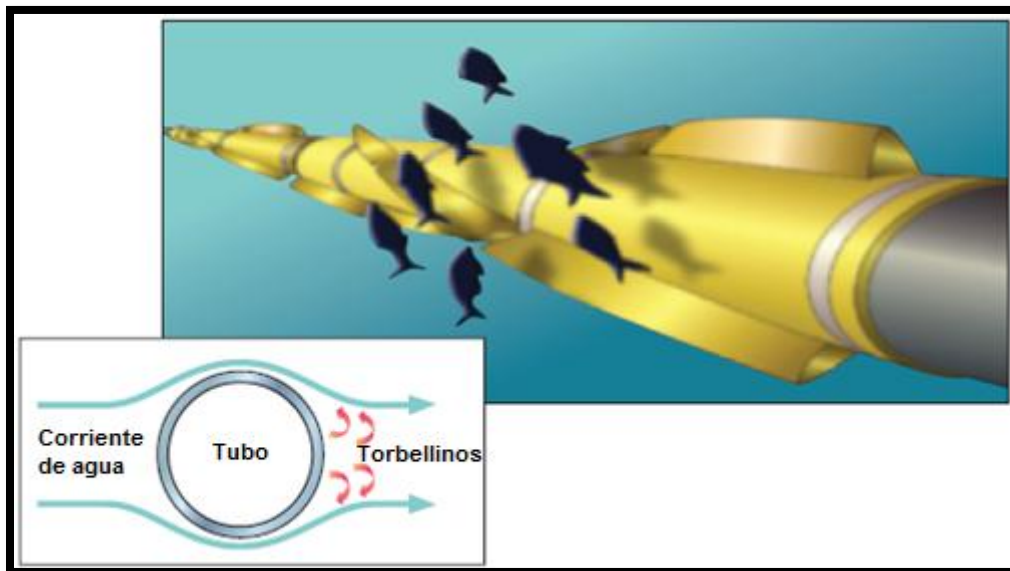


Figura 4.29 Deflectores del tubo. Las corrientes de agua que circulan más allá de los tramos sin apoyo crean torbellinos en el lado posterior del tubo (*inserto*). Cuando los remolinos se alejan del tubo, generan vibraciones que pueden producir su rotura por carga cíclica. Los deflectores VIV pueden sujetarse en la parte externa del tubo (amarillo) para cortar el flujo de la corriente de agua, lo cual desplaza los remolinos bien lejos de la tubería.^[75]

Problemas térmicos.

El esfuerzo inducido térmicamente es otro problema. El flujo del petróleo crudo caliente a través de una línea de conducción puede producir la expansión del metal, con lo cual es probable que la línea cambie de posición. En una línea recta entre dos puntos fijos e inmóviles, dicho movimiento podría ocasionar una falla catastrófica en el sistema de líneas de conducción. No obstante, los ingenieros pueden compensar los fenómenos de expansión y contracción mediante la planeación

de una línea de conducción levemente sinuosa que permita el movimiento lateral en toda su longitud, esta configuración permite amortiguar incluso los efectos de los movimientos causados por los sismos y las avalanchas de lodo.

Los requerimientos para las propiedades mecánicas del acero utilizado para las líneas de conducción son muy estrictos, ya que se necesita alta resistencia, ductilidad, solidez, resistencia a la corrosión y soldabilidad en un solo grado de acero. Las propiedades de diseño de los tubos de conducción se logran a través de la regulación cuidadosa del procesamiento químico y termomecánico de las aleaciones durante la producción.

Por otra parte, las aguas profundas son frías; sus temperaturas pueden descender hasta aproximadamente 4°C (39°F) en el lecho marino del Golfo de México. La temperatura de los fluidos cambia al pasar por el árbol de producción submarino, donde los fluidos ingresan en un conector de línea de flujo que se vincula a un colector de producción. El cambio de la temperatura del fluido entre el árbol de producción y el conector dependerá de la estrategia de manejo térmico del operador. Algunos operadores utilizan líneas de flujo calentadas eléctricamente; otros emplean tuberías aisladas con espuma; a su vez, otros sepultan las líneas de flujo debajo del lecho marino para lograr el aislamiento; y en ciertos casos no se utiliza calor adicional ni aislamiento.

Las líneas de conducción constituyen el medio más económico y confiable de transporte de los hidrocarburos desde la boca del pozo hasta las refinerías. Las líneas de conducción necesitan de sistemas auxiliares de manera que impulsen los fluidos con elevada temperatura y presión a través de largas distancias, en ambientes oscuros y profundos de alta presión y baja temperatura.

La composición química de los productos determina en gran medida la metalurgia, en tanto que la longitud de la línea y los gradientes de profundidad dictaminan las presiones de operación y las tasas de flujo; a su vez, ambos parámetros inciden en el diámetro y el espesor de las paredes de las líneas. Estas consideraciones de diseño afectan directamente las prácticas operativas y de mantenimiento.

4.6.4 Tendido de las líneas de conducción.

Para el tendido de las líneas de conducción submarinas se deben tomar en cuenta la geografía local y los riesgos meteorológicos y geológicos que generan los huracanes, los tsunamis, los sismos submarinos, las avalanchas de lodo, las corrientes intensas y la erosión. El trayecto de las líneas de conducción incide directamente en el costo y la factibilidad de cualquier proyecto de producción. Por consiguiente, se trata de una solución en la que ambos elementos se ven comprometidos considerando:

- Minimizar la extensión de la tubería, lo cual a su vez aumenta la necesidad de despejar previamente el área de rocas o detritos que podrían dañarla.

- Minimizar la necesidad de efectuar operaciones de excavación, sepultamiento y remediación de los tramos sin apoyo.
- Evitar cruces de líneas de conducción. La selección de la traza de las líneas de conducción implica mucho más que el simple tendido de una línea recta entre dos puntos. En el diseño del recorrido se debe considerar la topografía y la estabilidad de los sedimentos sobre los cuales se tenderá la tubería, su impacto sobre las comunidades bentónicas, los efectos de las actividades de embarque, pesca, perforación y construcción, y la presencia de líneas de conducción existentes que podrían atravesar el trayecto de la línea propuesta.

Por otro lado, los trayectos pueden verse afectados por la topografía irregular o accidentada del fondo marino, lo que incrementa la posibilidad de que existan tramos sin apoyo y fallas provocadas por vibraciones inducidas por vorticidad (VIV) o por esfuerzos flexores. El terreno irregular también contribuye a las fluctuaciones severas de presión inducidas por el terreno conforme los hidrocarburos se bombean pendiente arriba y pendiente abajo a través de inclinaciones abruptas.

Las líneas de conducción y ductos marinos, se tienden sobre el lecho marino el cual presenta una geografía muy irregular como se muestra en la Figura 4.30, lo que puede provocar daños al sistema de tuberías.

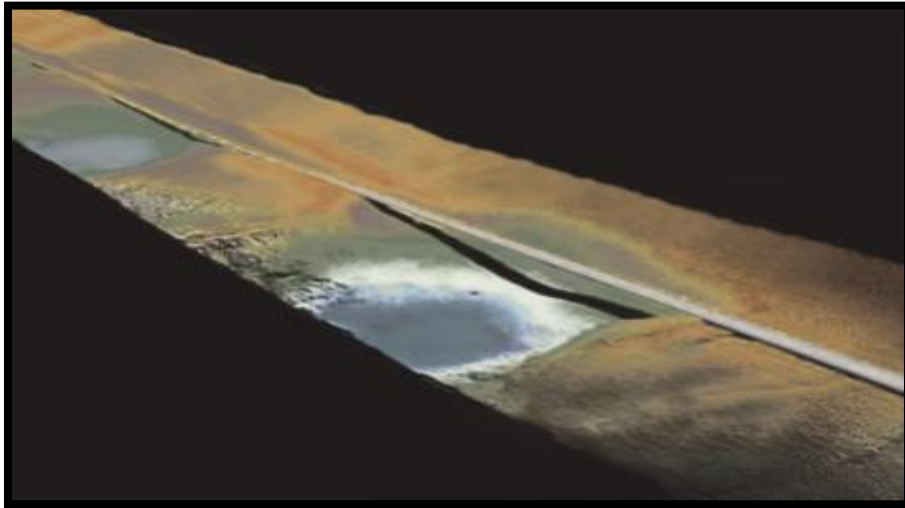


Figura 4.30 Tramo sin apoyo. La topografía irregular o la erosión del lecho marino causada por el agua que se escurre por debajo de una línea de conducción puede traducirse en tramos sin apoyo. Para evitar los problemas que esos tramos producen en las tuberías, las zonas bajas se pueden rellenar con rocas, utilizando embarcaciones diseñadas a tal efecto. [75]

El diseño de las líneas de conducción (especialmente su diámetro, espesor y metalurgia) dictamina el grado máximo de tensión, compresión y esfuerzos flexores que puede soportar un tubo durante la instalación. Para evitar los límites de esfuerzo que podrían provocar la flexión de la tubería durante la instalación, la elección de la técnica de instalación constituye un factor crucial. La

selección depende en gran medida de la profundidad del lecho marino; las más comunes son las técnicas de tendido en S, tendido en J, de carretes de tuberías y de remolque de tuberías.

4.6.4.1 Técnica de tendido de ductos en S.

La técnica de tendido en S, denominada de este modo porque la tubería adopta un perfil alargado en forma de S al ser bajada desde la embarcación hasta el fondo marino fue desarrollada originalmente para aguas relativamente poco profundas. Las embarcaciones de tendido en S se caracterizan por su pontón (*stinger*) o extensión larga, estructura reforzada provista de rodillos y de un tensor empleado para guiar la tubería hacia el lecho marino. La figura 4.31 ilustra esta configuración.

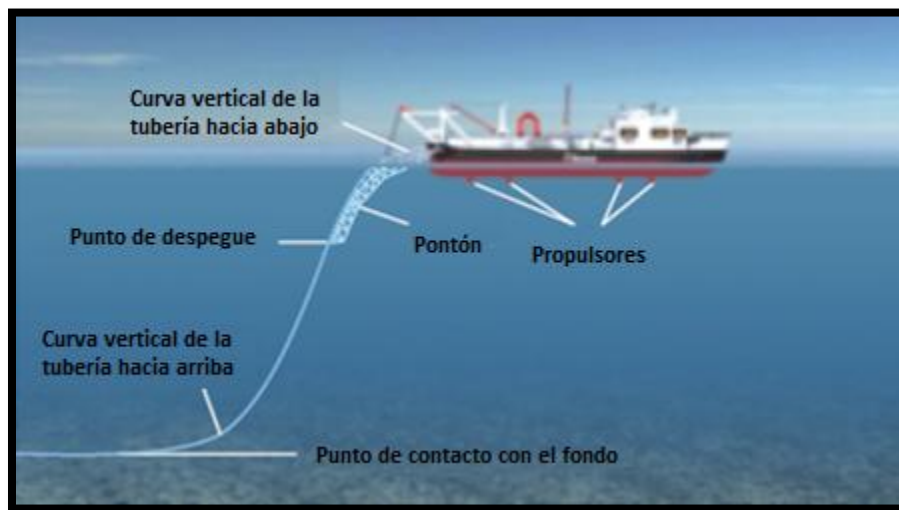


Figura 4.31 Configuración de tendido en S. Los propulsores de proa y popa mantienen la embarcación de tendido de tubería en su posición mientras se baja la tubería hasta alcanzar el lecho marino. Un pontón largo se proyecta desde la popa y su configuración controla el ángulo existente entre el punto de despegue y el punto de contacto con el fondo. ^[75]

El pontón se encuentra montado frente a la popa para soportar la tubería a medida que abandona la embarcación. En una embarcación de tendido en S, las uniones individuales de los tubos de conducción se tienden en sentido horizontal, se sueldan entre sí y luego se someten a inspecciones ultrasónicas o por rayos X y se revisten con un recubrimiento epóxico FBEC (Fusium Bond Epoxy Coating) a medida que la tubería se construye en la cubierta.

La configuración del pontón afecta los esfuerzos flexores que tienen lugar a medida que se baja la tubería hasta el fondo del mar. La tubería se aparta del pontón en el punto de despegue y toca el lecho marino de manera tangencial en el punto de contacto con el fondo.

El tubo experimenta los mayores esfuerzos en la curva vertical hacia abajo (*overbend*), cuando abandona la embarcación, y en la curva vertical hacia arriba (*sagbend*), que se extiende en forma ascendente desde el punto de contacto de la tubería con el fondo marino. La curvatura vertical hacia abajo es controlada por los rodillos del pontón; la curvatura vertical hacia arriba, por el tensor y el posicionamiento de la embarcación.

El método de tendido en S evolucionó para las operaciones en aguas ultraprofundas, a través de las modificaciones efectuadas en el sistema de pontón y tensores. En aguas profundas se requiere un ángulo de despegue pronunciado para dar cabida al segmento de curva vertical hacia abajo, lo que puede lograrse con un pontón más largo y más curvo. Hasta la fecha, este método se ha utilizado en tirantes de agua (profundidades del lecho marino) de 2 731 m (8 960 pies), y en esos proyectos la longitud del pontón puede rebasar fácilmente los 137 m (450 pies).

3.6.4.2 Técnica de tendido de ductos en J.

El método de tendido en J fue desarrollado para instalar tuberías en aguas profundas. Las embarcaciones de tendido de tubería en J se distinguen por estar provistas de una torre de fabricación casi vertical. Los tramos de tubería se colocan en la estación superior extrema de la torre, donde son unidas verticalmente en estaciones de soldadura automatizadas. La Figura 4.32 ilustra esta configuración en J.

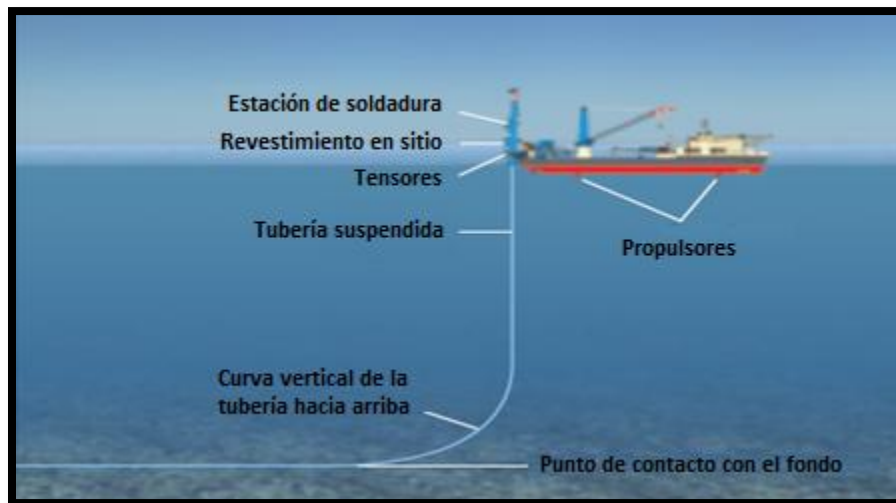


Figura 4.32 Configuración de tendido en J. El tubo se sube hasta la punta de la torre vertical y pasa por las estaciones de soldadura, inspección ultrasónica y revestimiento en sitio a medida que se lo baja en dirección hacia el agua. El método de tendido en J es adecuado para aguas profundas porque la tubería se curva sólo una vez —en el lecho marino— y, por consiguiente, está sometida a menos esfuerzo durante la instalación. El método de tendido en J es menos adecuado para aguas someras porque impone una curva que la tubería no admite. ^[75]

Luego, la tubería se baja hasta una estación de inspección ultrasónica y una estación de revestimiento en sitio antes de atravesar el pozo central e introducirse en el agua. En ciertas embarcaciones existe un pontón corto que se extiende por debajo del casco para sostener la sarta de tubería, que adopta un perfil en forma de J al ponerse en contacto con el lecho marino. En aguas profundas, este perfil impone menor esfuerzo flexor sobre la sarta.

No obstante, el método de tendido en J se vuelve poco práctico en aguas someras, donde las profundidades inferiores a 61 a 152 m [200 a 500 pies] limitan la forma del ángulo del tubo e imponen esfuerzos de deflexión severos sobre éste.

4.6.5 Monitoreo de las líneas de conducción.

Los operadores monitorean la integridad de las líneas de conducción para asegurar la continuidad de su desempeño, proteger el medio ambiente y prevenir la pérdida de productos. Existen dos procedimientos de monitoreo de las líneas de conducción. El procedimiento de inspección y exámenes periódicos utiliza unidades móviles, tales como los tacos limpiadores, los vehículos operados remotamente (ROV) o los vehículos subacuáticos autónomos (AUV). El monitoreo continuo implica el empleo de sensores de detección de fugas de instalación permanente.

Existe una diversidad de tecnologías de sensores adaptadas para los procedimientos de monitoreo de las líneas de conducción submarinas. Entre éstas se encuentran las siguientes:

- Los sensores capacitivos miden los cambios producidos en la constante dieléctrica del medio que rodea al sensor. El capacitor está formado por dos placas aisladas concéntricas. La capacitancia del sensor es directamente proporcional a la constante dieléctrica del medio existente entre las placas del capacitor. Dado que las constantes dieléctricas del agua de mar y los hidrocarburos difieren, el contacto directo con los hidrocarburos se registrará como un cambio en la capacitancia medida.
- Los detectores de fluorescencia utilizan una fuente de luz para excitar las moléculas del material objetivo hasta alcanzar un nivel de energía superior. Cuando esas moléculas se relajan y pasan a un estado inferior, la luz se emite con una longitud de onda diferente, que es medida con un detector de fluorescencia.
- Los métodos de balance de masa monitorean la caída de presión producida entre dos o más sensores de presión instalados en la línea de conducción.
- Los dispositivos “olfateadores” de metano implican la difusión de metano disuelto a través de una membrana, hacia el interior de una cámara sensora donde el metano disuelto modifica la resistencia eléctrica, lo que genera una señal del detector. Una variante de este método utiliza la espectrometría óptica infrarroja no dispersiva. Con este método, la concentración de metano se mide como el grado de absorción de la luz infrarroja con una cierta longitud de onda, en la que la intensidad de la luz infrarroja en el detector es una medida de la concentración de metano.
- Los sensores acústicos pasivos utilizan hidrófonos para medir la presión de una onda acústica generada por una rotura o una fuga, a medida que es transmitida a través de una estructura o del agua. Mediante la utilización de más de dos sensores para medir el tiempo de arribo del sonido, es posible realizar una triangulación de su origen.
- Los detectores de sonar emiten pulsos de sonido que son reflejados por los cambios de impedancia existentes entre los diferentes medios. La impedancia depende de la velocidad del sonido, la densidad, la salinidad y la temperatura del medio. Los fluidos de diferente densidad, tales como el agua y los hidrocarburos, tendrán diferente impedancia acústica.
- Las cámaras de video posibilitan la inspección visual del sistema submarino.

Idealmente, un sistema de monitoreo detecta y localiza en forma continua las condiciones que podrían alertar a los operadores acerca de problemas potenciales en cualquier lugar de la tubería y luego combina e interpreta los resultados de múltiples mediciones en una visualización elocuente y priorizada. Estas capacidades han sido incorporadas en los sistemas de monitoreo de fibra óptica que se están instalando en las líneas de conducción marinas y terrestres de todo el mundo.

Los sensores digitales térmicos (DTS) se utilizan para medir la distribución de la temperatura. Los sistemas DTS obtienen mediciones precisas de la temperatura cada cierta cantidad de metros a lo largo de la fibra óptica, a través de distancia de hasta 100 km.

Las mediciones más exactas utilizan una tecnología denominada malla reticular de Bragg para fibra, que adquiere mediciones altamente precisas de parámetros tales como la deformación y la temperatura.

El sistema de monitoreo completamente integrado de las líneas de conducción utiliza tecnología de fibra óptica para monitorear las condiciones existentes a lo largo de las líneas. La obtención continua de mediciones de temperatura, deformación y vibraciones permite la detección de una amplia gama de eventos que pueden amenazar la integridad de una tubería. Además los sensores integrados pueden detectar y localizar pequeñas fugas en las tuberías. Las fugas de fluidos y los problemas de aseguramiento de flujo se identifican por las anomalías de temperatura detectadas por los sensores DTS. El campo Dalia (Figura 4.33), utiliza sistemas de monitoreo avanzado para mantener y asegurar la producción.

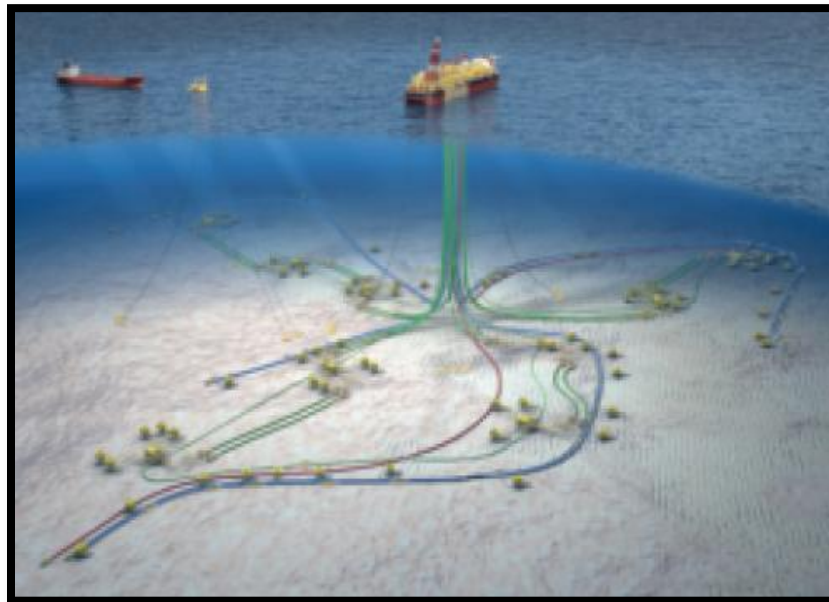


Figura 4.33 Sistema de producción del campo Dalia. Este campo, operado por Total, se encuentra ubicado a 135 km [84 mi] frente a la costa de Angola, en tirantes de agua oscilantes entre 1 200 m y 1 500 m. Utiliza numerosos sistemas de monitoreo que ayudan a asegurar la producción y vigilar la integridad del sistema en caso de que se presente alguna falla. ^[75]

CAPITULO V SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

A profundidades mayores de 500 m, las condiciones de presión y temperatura influyen de manera considerable sobre las operaciones de perforación, terminación y producción; poniendo en riesgo la fiabilidad y seguridad de las instalaciones ubicadas en superficie.

Para asegurar una adecuada explotación de los yacimientos ubicados en aguas profundas y ultraprofundas, las compañías petroleras se apoyan de equipos robustos que cuentan con la más alta tecnología. Juntos estos equipos, conforman una red compleja que permite llevar a cabo de manera óptima la etapa de producción.

Un sistema submarino de producción (Figura 5.1), es el conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios submarinos que permiten la explotación de hidrocarburos en campos ubicados en aguas profundas. Generalmente completan un sistema superficial de producción.

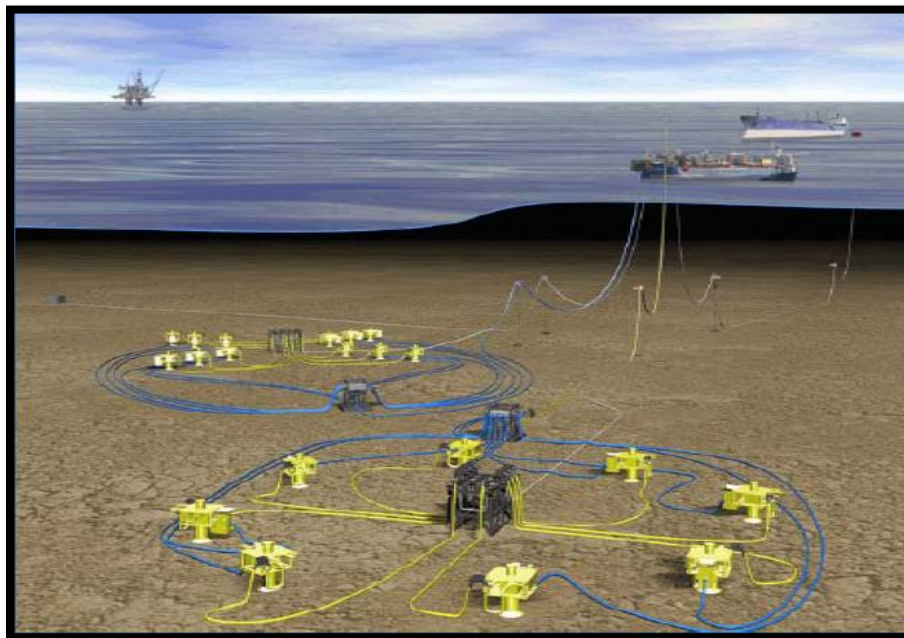


Figura 5.1 Sistemas submarinos de producción. ^[40]

El equipo submarino de producción se clasifica en dos tipos según la función que tengan durante la explotación de un yacimiento:

Equipos estáticos. Son aquellos equipos submarinos que sirven como interface en el proceso de la producción y que son instalados con el fin de proveer un desarrollo óptimo, seguro y controlado sin necesidad de usar energía externa a la de los propios fluidos producidos. Entre los equipos estáticos se tienen: árboles, manifolds, plantillas, PLEMs, jumpers, PLETs, in line sleds y separadores.

Equipos dinámicos. Son aquellos equipos submarinos que se encargan de reforzar la energía de los fluidos producidos o inyectados. Entre estos equipos se tienen las bombas y compresores.

5.1 Funcionamiento del sistema submarino de producción.

Los fluidos provenientes del yacimiento fluyen a través del pozo con la ayuda de sistemas de bombeo (bombeo electrosumergible) que impulsan los fluidos miles de pies arriba hasta llegar al cabezal de producción o árbol de producción submarino y desde allí al conector, el manifold y la línea de flujo, antes de llegar finalmente al riser de producción que los enviara a superficie para su procesamiento.

Las muestras de fluido de yacimiento presurizadas, recolectadas en agujero descubierto serán analizadas en la superficie para caracterizar las propiedades físicas de los fluidos.

Los árboles de producción submarinos situados por encima de cada pozo terminado contienen las válvulas de control de presión y los orificios de inyección química. Un conector de línea de flujo transporta los fluidos producidos desde el árbol de producción submarino hasta el manifold o colector, que mezcla la producción de varios pozos antes de enviarla por la línea de flujo hasta una plataforma o sistema flotante. Una bomba de refuerzo submarina, ubicada aguas abajo, bombea los fluidos producidos a lo largo de la línea de flujo y por el riser ascendente, hasta la cubierta de producción de la plataforma.

Las líneas umbilicales que parten del sistema flotante, llegan a las unidades de terminación ubicadas en el lecho marino, para posteriormente ramificarse a cada uno de los pozos y luego al manifold.

Las líneas umbilicales suministran energía eléctrica e hidráulica, para las funciones de control de los cabezales de producción o los colectores y proveen los productos químicos para inhibir la formación de incrustaciones e hidratos en la corriente de producción. Las líneas umbilicales también establecen las comunicaciones bidireccionales y las instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos de fondo de pozo.

Antes de llegar al manifold submarino, el fluido producido pasa a través de un medidor de flujo multifásico utilizado para medir la producción de cada pozo. Los diferentes fluidos (petróleo, agua y gas) provenientes del yacimiento se combinan al atravesar el tubo venturi del medidor de flujo. Al ingresar en el manifold, el fluido se mezcla con la producción de otros pozos, antes de abandonar el mismo por una línea de flujo.

Las líneas de flujo vinculan los campos petroleros a las instalaciones de producción (a menudo plataformas de producción fijas instaladas en aguas más someras) pero en ciertos casos podrían utilizarse plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), Boya Spar, plataformas semisumergibles, o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra.

Cuando la distancia de empalme y la caída de presión impiden el flujo de producción natural, los fluidos de yacimiento deben pasar a través de una bomba de refuerzo submarina antes de ser enviados por una línea de flujo y un tubo ascendente de producción. El procedimiento anterior se resume en la Figura 5.2.

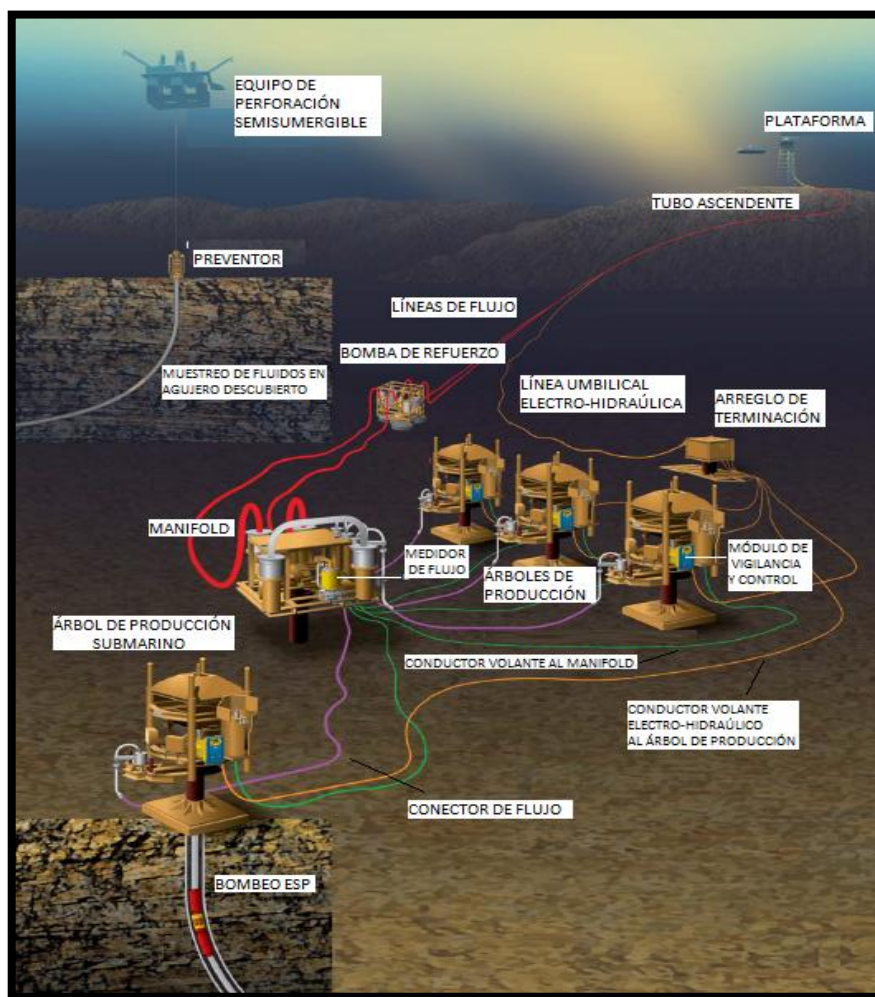


Figura 5.2 Operación de un sistema submarino de producción.

5.2 Componentes de un sistema submarino de producción.

La confiabilidad de los equipos representa una gran preocupación en cualquier instalación submarina. Una vez que los equipos se encuentran instalados sobre el lecho marino, se espera que se mantengan en esa ubicación a lo largo de la vida productiva del pozo. La correcta selección y la óptima operación de los equipos, es fundamental para alargar su vida productiva.

Los equipos instalados en el lecho marino son equipos especialmente diseñados, fabricados, instalados e interconectados para conformar un sistema submarino de producción integrado por:

1. Árbol submarino.
2. Manifold.
3. Líneas de flujo.
4. Jumpers.

5. Umbilicales.
6. Flying Leads.
7. Unidades de terminación.

En la Figura 5.3 se puede observar la distribución de los principales componentes que integran el equipo de producción utilizado en aguas profundas y ultra-profundas.

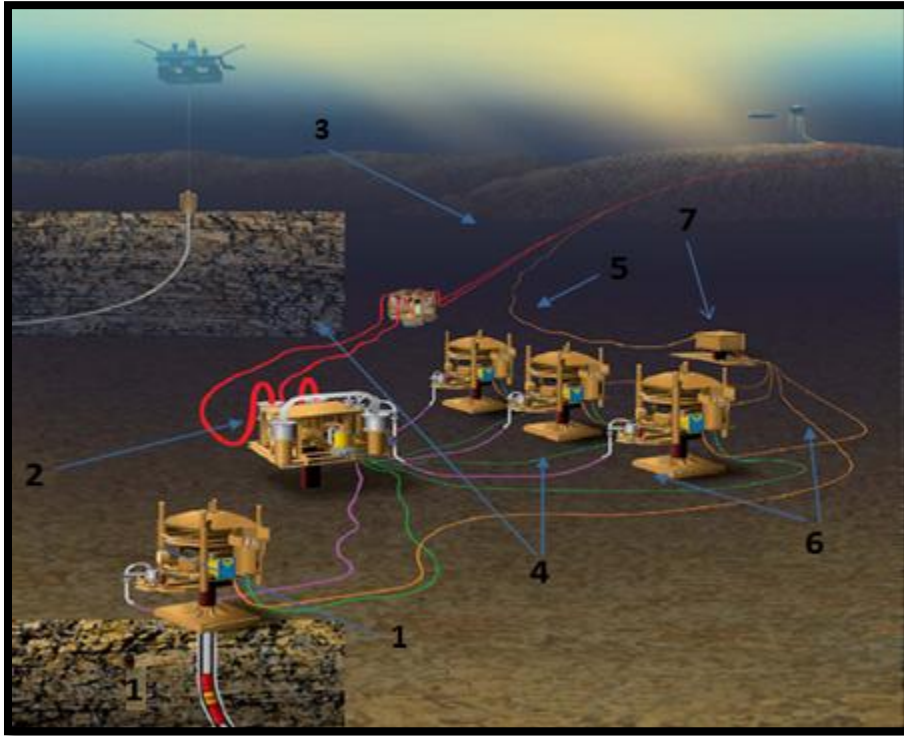


Figura 5.3 Componentes de un sistema submarino de producción. ^[40]

5.2.1 Árbol submarino.

El árbol de producción submarino es un arreglo de válvulas, tuberías, accesorios y conexiones instaladas sobre el pozo para mantener la presión y controlar el flujo de hidrocarburos del mismo. La orientación de las válvulas puede ser vertical al pozo u horizontal en la salida del árbol. Las válvulas son operadas por señales eléctricas o hidráulicas.

El árbol submarino puede trabajar a profundidades de 3,000 m con presiones de 15,000 psi y temperaturas con un rango de entre 1.70 °C a 176.70 °C. El módulo de flujo puede configurarse para cualquier aplicación, incluyendo la producción, inyección e intervención.

Cada árbol submarino cuenta con un medidor multifásico, puntos de inyección de productos químicos, capacidad de inyección de gas, la administración del MEG y sistema de control de presión y temperatura. Pueden realizar hasta nueve funciones simultáneas.

El árbol submarino es el módulo principal de control y establece un mecanismo para el control del flujo de producción e inyección. Su sistema de control está constituido por un sistema eléctrico-hidráulico. Las funciones de un árbol se activan y son controladas mediante un módulo submarino de control (SMC).

Por medio de los árboles submarinos se pueden realizar pruebas de pozo, intervenciones y terminaciones submarinas. Los diferentes diámetros internos y externos hacen posible su adaptación a una amplia variedad de tareas para mantener en excelentes condiciones el pozo y así permitir el flujo de fluidos sin ninguna restricción.

En muchos casos, se debe de remover el árbol de producción submarino, para efectuar una conexión a varios pozos submarinos para realizar tareas de reacondicionamiento y re-terminación.

La Figura 5.4 muestra un árbol de producción listo para ser posicionado en el fondo del mar.



Figura 5.4 Árbol de producción submarino. ^[104]

5.2.2 Manifold.

El manifold submarino es una estructura que consiste de 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.

Los manifold como el mostrado en la Figura 5.5, se han utilizado para el desarrollo de campos de petróleo y gas para simplificar el sistema submarino, minimizar el uso de tuberías submarinas y risers, y optimizar el flujo de fluidos en el sistema.

El manifold es un arreglo de tuberías y válvulas diseñadas para combinar, distribuir, controlar y monitorear el flujo del fluido. Los manifolds o colectores submarinos están instalados en el lecho marino dentro de una matriz de pozos para recoger la producción o inyectar agua o gas a los mismos.

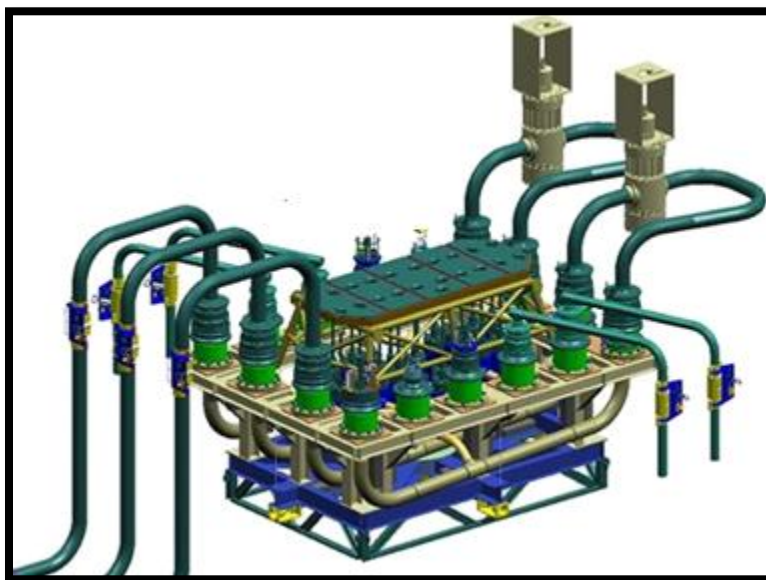


Figura 5.5 Manifold. ^[104]

Los colectores pueden estar formados por estructuras muy simples o pueden ser todo un sistema de proceso submarino. El manifold se encuentra anclado al lecho marino y su tamaño dependerá del número de pozos y su producción, así como de los pozos submarinos que se planen integrar al sistema.

5.2.3 Líneas de flujo.

Las líneas de flujo submarino se utilizan para conectar la cabeza del pozo con el múltiple de recolección o manifold, o con la instalación en superficie. Las líneas de flujo pueden ser de material flexible o rígido y transportar la producción del pozo, productos químicos, inyección de agua o de gas.

Las líneas de flujo o conductos marinos, están constituidas ya sea por un solo conducto o varias líneas individuales empaquetadas dentro de un ducto. Tanto las líneas individuales como el empaquetado necesitan ser aislados para evitar problemas asociados con el enfriamiento del flujo a medida que viaja por el lecho marino. El elemento anterior se presenta en la Figura 5.6

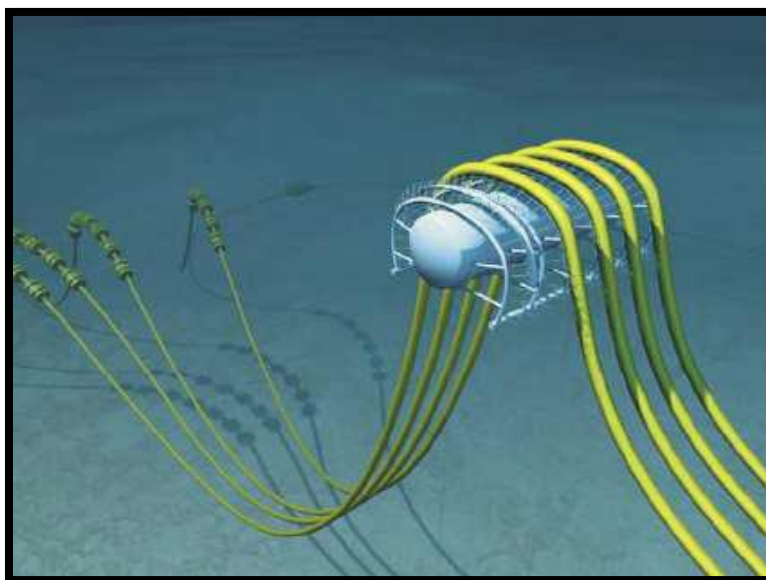


Figura 5.6 Líneas de flujo.

5.2.4 Jumpers.

Un jumper (Figura 5.7), es un tubo conector corto que se utiliza para transportar fluido de producción entre dos componentes submarinos, por ejemplo, entre un árbol y el manifold, entre un manifold y otro manifold, o entre un manifold y un trineo de exportación.

También puede conectarse a otras estructuras submarinas, tales como la tubería final del manifold (PLEM) o la tubería final de terminación (PLETs) y bases de raisers. Un jumper también puede ser empleado para transportar fluidos de producción o para inyectar agua al pozo.

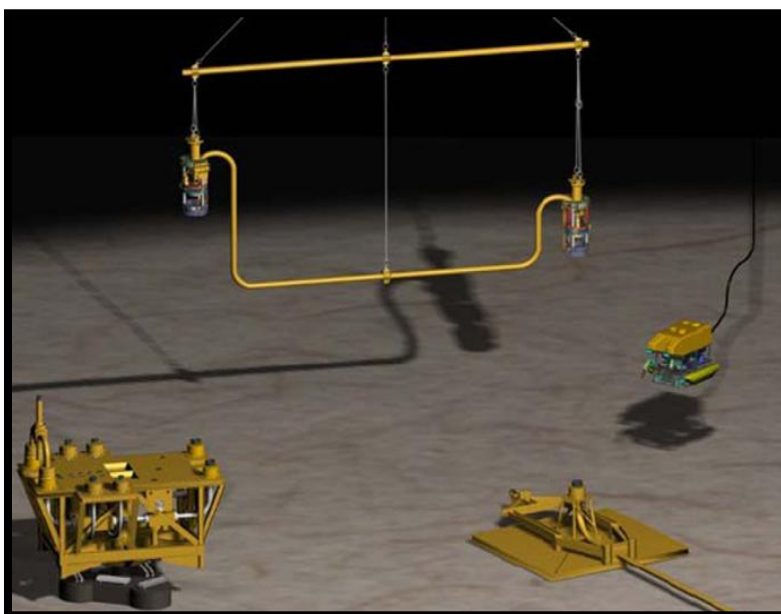


Figura 5.7 Jumper marino rígido. ^[104]

Las funciones principales de los jumpers son:

- Interconexión entre equipos.
- Absorbe la expansión, contracción y desalineación.
- Instalación de medidores de flujo y detectores de arena.

Los sistemas flexibles de jumpers proporcionan mayor flexibilidad comparados con los jumpers rígidos que limitan la capacidad de espacio y manejo.

5.2.5 Umbilicales.

Las funciones principales de los umbilicales son el suministro del fluido de control, químicos, energía eléctrica, así como señales de comunicación del sistema superficial de producción al equipo submarino.

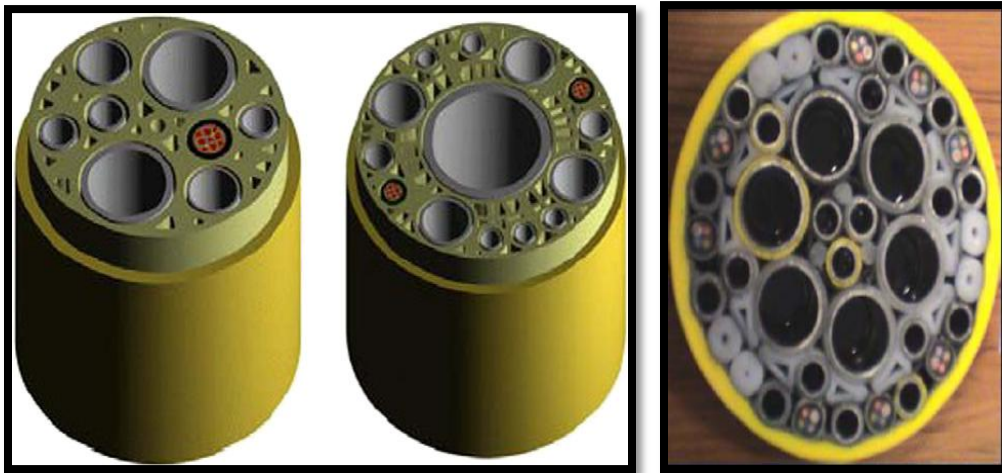


Figura 5.8 Umbilicales marinos. ^[104]

Un umbilical es una configuración de tubos, tuberías y conductores eléctricos dentro de una carcasa blindada que se utilizan para operar los equipos del sistema submarino de producción. Un umbilical se utiliza para transmitir el fluido de control y/o la corriente eléctrica necesaria para controlar las funciones de la producción submarina y equipo de seguridad (árbol, válvulas, manifold, etc.) Otros conductos cumplen la función de inyectar fluidos (productos químicos tales como metanol) del host facility a las áreas críticas dentro del equipo de producción submarina. Los conductores transmiten la potencia para que puedan operar los dispositivos electrónicos submarinos.

Las dimensiones de los umbilicales suelen alcanzar hasta 10 pulgadas de diámetro. Los múltiples tubos en su interior que lo constituyen poseen un diámetro de 2 pulgadas o menor. El número de tubos dependerá de la complejidad del sistema de producción.

5.2.6 In line sled.

El in line sled es un equipo que se encarga de conectar una línea de flujo procedente de un pozo a una tubería de producción principal. Este equipamiento es instalado con la tubería de producción permitiendo la instalación de una nueva línea de flujo de forma eficiente y rápida, reduciendo costos tanto de instalación como de equipo. Esto principalmente se utiliza en la extensión de campos o en la conexión de pozos aislados.

El in line sled está constituido principalmente por una tubería de flujo, una conexión (hub) para que la nueva línea de flujo se instale mediante un jumper, y una base que sirve como cimiento para que de esta forma se facilita la instalación del equipo sobre el lecho marino.

Este equipo provee máxima flexibilidad y puede ser configurado para conectarse con jumpers horizontales o verticales, el in line sled se instala junto con la línea de flujo o de producción de la que precisamente forma parte.

5.2.7 Unidades de terminación e interfase.

Las unidades de terminación como las mostradas en la Figura 5.10, son equipos o estructuras submarinas que facilitan la interfase del umbilical, tubería o línea de flujo con el equipo submarino. Las unidades de terminación incluyen PLETs (Pipe Line End Termination) y los UTAs (Umbilical Termination Assembly). Estos se instalan cerca de los manifolds submarinos, árboles submarinos y conexiones de líneas de flujo y umbilicales.

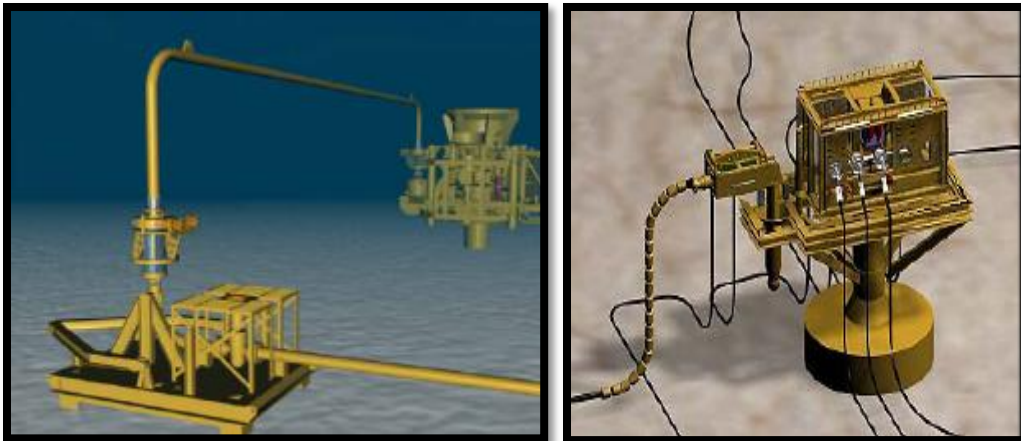


Figura 5.10 Unidades de terminación. ^[40]

5.3 Sistema de control submarino.

El sistema de control submarino es capaz de operar las válvulas del árbol submarino, el manifold y las tuberías en caso de descontrol. También recibe y transmite los datos entre la superficie y el fondo marino lo que permite monitorear la producción gracias a las lecturas de temperatura, presión, depósitos de arena, etc.

La ubicación de los dispositivos de control es extremadamente importante, una buena ubicación, impacta directamente en la reducción de la cantidad de tuberías, conexiones y cableado, que a su vez influye sobre el costo de la instalación submarina y en las tareas de recuperación.

Los principales componentes de un sistema de control submarino son:

- Estación de control maestro (MCS).
- Unidad de energía eléctrica (EPU).
- Unidad de energía hidráulica (HPU).
- Unidad de inyección de químicos (CIU).
- Suministro de energía interrumpida (UPS).
- Umbilicales y Flying Leds.
- Módulo de control submarino.

La Figura 5.11 muestra los principales elementos que constituyen el equipo de control y su distribución.

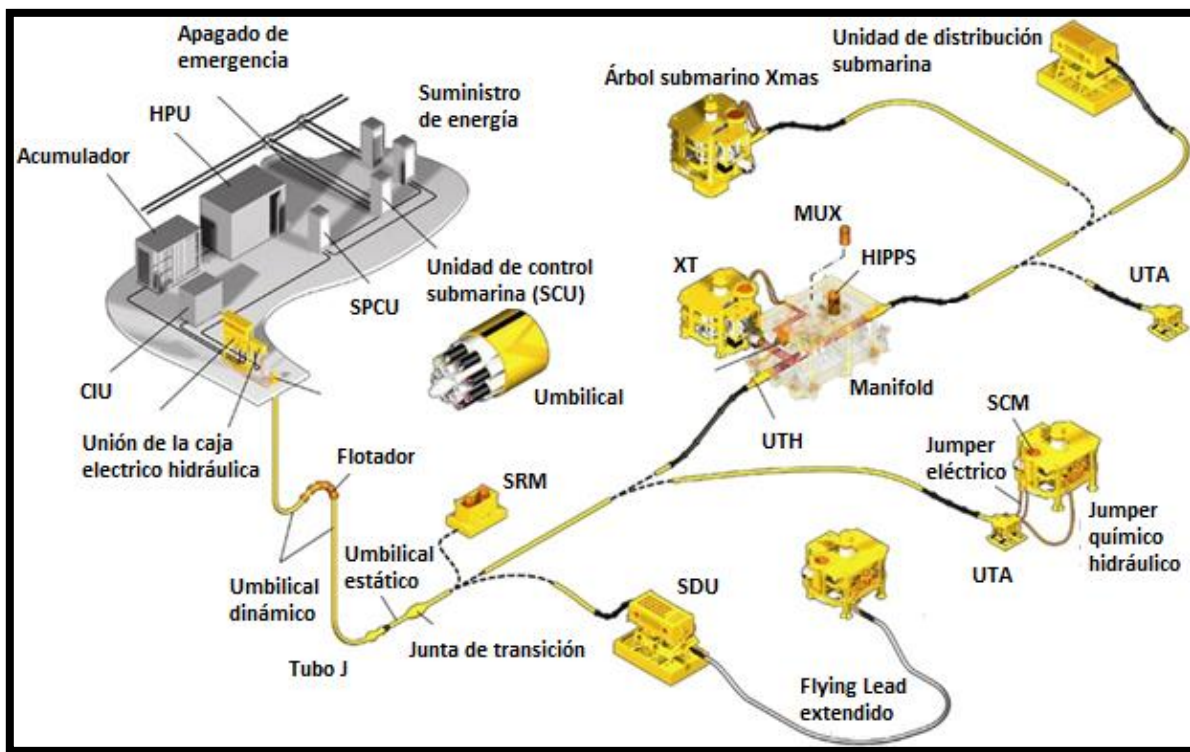


Figura 5.11 Elementos que componen el sistema de control submarino. ^[104]

El propósito fundamental de un sistema de control es abrir y cerrar las válvulas. Sin embargo, la instrumentación le proporciona otras funciones además de las características de monitoreo lo que permite a los ingenieros realizar importantes diagnósticos en tiempo real. Los principales sistemas de control son:

- Sistema de control hidráulico directo.
- Sistema de control hidráulico piloto.
- Sistema de control hidráulico secuenciado.
- Sistema de control electrohidráulico multiplex.
- Sistema de control eléctrico.

5.3.1 Sistema de control hidráulico directo.

El sistema más simple operado por control remoto para el control y la supervisión de un sistema submarino, es el sistema directo de control hidráulico. En este sistema cada actuador de válvula es controlado a través de su propia línea hidráulica. Este sistema se utiliza normalmente para aplicaciones de reparación de pozos y sistemas pequeños. Es común utilizar este tipo de sistemas de control para configuraciones de campos submarinos tipo satélite con distancia menor a 15 km.

Cuando el operador abre la válvula, la presión hidráulica fluye al actuador. Para cerrar la válvula, el operador ajusta la válvula de control en la boca del pozo y el fluido hidráulico regresa al yacimiento. La Figura 5.12 muestra el sistema de control hidráulico directo.

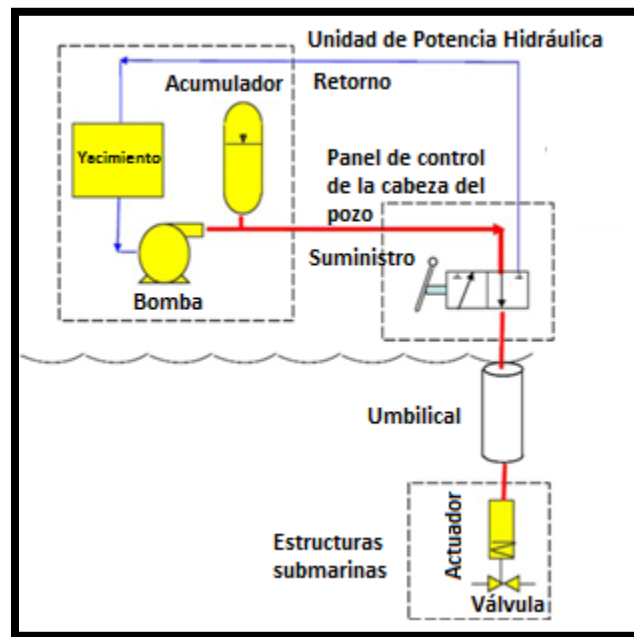


Figura 5.12 Sistema de control hidráulico directo. ^[104]

Los componentes principales del sistema son los siguientes:

- Unidad de potencia hidráulica (HPU): El HPU suministra fluido hidráulico a las instalaciones submarinas; Impulsa a los motores, cilindros y otros sistemas complementarios del sistema

hidráulico a base a presión. A diferencia de las bombas estándar, están unidades de poder utilizan las etapas de varias redes de presurización para mover el fluido.

- Panel de control en la cabeza del pozo: El panel de control está dispuesto para iniciar comandos predeterminados en la cabeza del pozo.
- Control umbilical: Va conectado del topside al equipo submarino. El control umbilical suministra fluidos a alta y baja presión, fluidos de inyección de productos químicos, fluidos anulares y potencia eléctrica.
- Árbol submarino: El árbol submarino es el módulo principal de control del pozo.

5.3.2 Sistema de control hidráulico piloto.

Este sistema tiene una manguera hidráulica para cada función marina y una línea de suministro hidráulico a un módulo de control sencillo submarino (SCM). La Figura 5.13 muestra esta configuración.

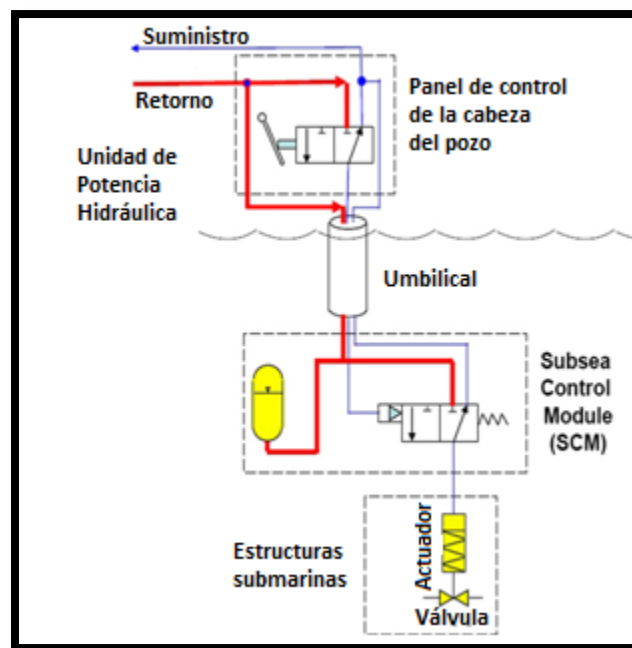


Figura 5.13 Sistema de control hidráulico piloto. ^[104]

Este sistema se utiliza típicamente en arreglos satélite individuales con distancias de medias a cortas (de 4 a 25 km).

5.3.3 Sistema de control hidráulico secuenciado.

El Sistema de control hidráulico secuenciado (Figura 5.14), se compone de varias válvulas de secuencia y acumuladores, cuyo control se lleva a cabo mediante complejos programa en serie-paralelo. Para abrir la válvula del árbol, el operador ajusta el regulador de presión en el panel. Las

válvulas se configuran para que se abran a diferentes presiones como P1, P2 y P3. Donde $P1 < P2 < P3$, a medida que la presión aumenta las tres válvulas se abrirán.

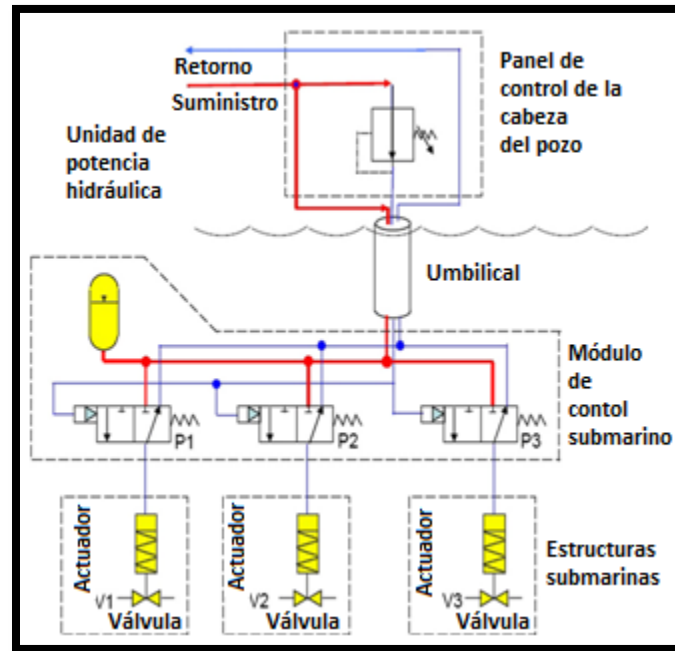


Figura 5.14 Sistema de control hidráulico secuenciado. ^[104]

5.3.4 Sistema de control electrohidráulico multiplex.

Es el sistema de control más empleado que consta esencialmente de un sistema de comunicación que incluye de válvulas hidráulicas direccionales. Estas válvulas accionadas eléctricamente permiten que la presión almacenada en acumuladores submarinos sea enviada a distintas líneas hidráulicas y de ahí a las válvulas de compuerta para estrangular el equipo de producción submarino.

La estación de control maestro (MCS) se controla por un ordenador y se comunica con el microprocesador en el módulo electrónico submarino (SEM). El sistema multiplexado electrohidráulico permite que muchos SCMs se conecten con el mismo equipo de comunicación, energía, electricidad, hidráulica y líneas de suministro.

El resultado es que muchos pozos se pueden controlar a través de un umbilical simple. La inversión inicial del sistema es alta debido a los componentes electrónicos dentro del SEM y el software empleado. Sin embargo, su elevado costo se compensa con umbilicales más pequeños y menos complejos. Este sistema se utiliza en campos complejos con distancias largas (más de 5 km).

Para abrir la válvula del árbol, el operador manipula el MCS para que envíe un mensaje al SEM donde se interpreta enviando la señal a la válvula correspondiente.

A continuación se presenta la configuración del sistema de control electrohidráulico multiplex.

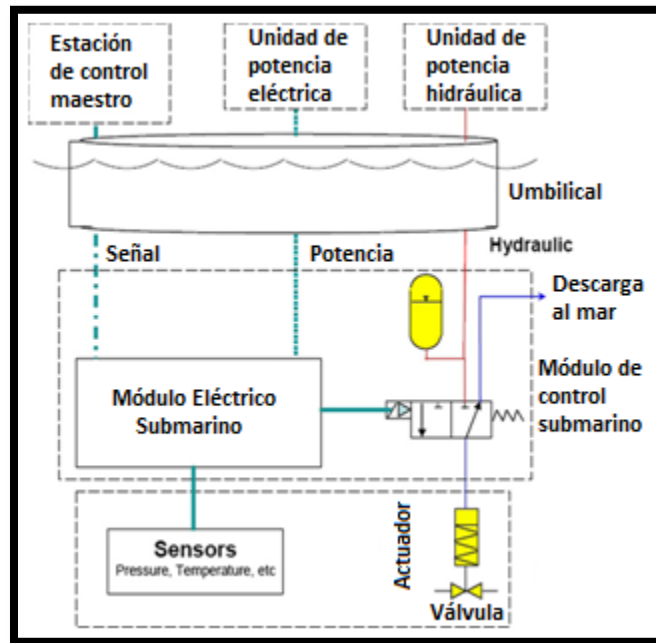


Figura 5.15 Sistema de control electrohidráulico multiplex. ^[104]

5.4 Aseguramiento de flujo.

El fluido producido desde un yacimiento en aguas profundas experimenta cambios de presión y temperatura significativos a medida que este se desplaza desde el espacio poroso en el yacimiento hasta el tubo ascendente de producción o riser. La presión del yacimiento impulsa los fluidos desde el espacio poroso de la formación hasta la zona de baja presión de un pozo. Dentro del pozo, puede ser necesario implementar un sistema de levantamiento artificial para llevar los fluidos al cabezal o árbol de producción submarino. En estos casos, se empleará un sistema de levantamiento artificial por gas o un sistema de bombeo electrosumergible.

Por otra parte, para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos remotos primero debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y risers, disminuyendo su presión y la velocidad de flujo. La profundidad del lecho marino representa el mayor desafío para la producción submarina, predominando por sobre todas las consideraciones de proceso, el diseño, la seguridad y la economía.

Además, los hidrocarburos en los que predominan las fracciones pesadas a menudo tienen alta viscosidad, el transporte de estos fluidos desde los yacimientos en aguas profundas puede resultar todo un desafío, debido a las distancias tan largas que deben de recorrer.

Otro punto importante a considerar, son todas las restricciones a las que la producción hace frente en su viaje. Cualquier restricción de flujo puede producir la acumulación de incrustaciones,

hidratos, asfáltenos o ceras en las líneas de flujo submarinas. Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento en superficie.

La magnitud de los problemas de aseguramiento de flujo, depende en gran medida de la composición química de los fluidos producidos, y de las condiciones de presión y temperatura a lo largo de su trayectoria de flujo hacia la superficie.

Estos problemas pueden anticiparse a través de pruebas, diseños y procesos de vigilancia. Por otra parte, los especialistas en aseguramiento de la producción submarina pueden prever y modificar las condiciones que afectan el desempeño hidráulico de los sistemas de producción.

Algunos de los procesos de vigilancia que los ingenieros emplean para monitorear la eficiente producción de los hidrocarburos incluyen a los medidores de flujo, las videocámaras y los sensores de presión. Otra forma de determinar la producción de cada pozo consiste en realizar la distribución por diferencia, esta técnica requiere que el operador interrumpa la producción de un pozo y luego mida la reducción de la misma en el separador. Mediante la interrupción de la producción de cada pozo del campo por separado, el operador puede determinar su contribución al volumen de producción total.

5.4.1 Hidratos de gas.

Un hidrato es un sólido cristalino consistente en moléculas de agua y gas que conforman una estructura similar al hielo. Las moléculas de agua forman una retícula en la que se pueden alojar diversos tipos de moléculas de gas. Bajo alta presión, se pueden formar hidratos de gas a temperaturas muy superiores a la temperatura de congelamiento.

La presencia de los hidratos de gas durante las actividades de perforación o producción es de sumo cuidado, debido a que si se les atraviesa a la hora de perforar pueden despresurizarse en forma violenta generando un súbito aumento de presión en el pozo y llegando a provocar reventones. En la etapa de producción pueden llegar a taponear las tuberías y poner en riesgo el control de los equipos.

Los hidratos de gas son termodinámicamente suprimidos mediante el agregado de materiales anticongelantes tales como sales, alcoholes y también glicoles. En el capítulo 6, se hablara más detalladamente de los hidratos de gas.

5.4.2 Parafinas.

La depositación de parafinas también es un problema integral, ya que al igual que las otras incrustaciones y precipitaciones, se puede presentar en cualquier parte del sistema de producción, desde el yacimiento hasta en las instalaciones superficiales de almacenamiento. Los principales mecanismos a los que se le atribuye la formación de parafinas son:

- 1.- Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que entra en contacto.

2.- Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.

3.- Rugosidad de la tubería.

4.- Velocidad de los fluidos.

5.- Liberación de fracciones ligeras.

Durante el flujo del fluido del yacimiento hacia el pozo y ya que esto se realiza en un medio poroso y permeable, además en flujo multifásico, las paredes del medio adquieren un potencial positivo mientras que la parafina se adhiere a la pared y obstruye el flujo.

Cuando la producción sale del yacimiento y entra al pozo hay un cambio brusco en la presión, de manera que la mezcla, por el gas libre y el contenido en solución sufre un cambio repentino en volumen que debido al efecto Joule-Thompson genera un abatimiento en la temperatura lo que favorece la depositación de la parafina en la cara de la formación.

Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo, la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de las líneas conductoras. Estos cambios provocan la liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina. Además la rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal factor en la formación y depositación de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obturando el área efectiva al flujo; depositándose en válvulas, conexiones, líneas de conducción, etc.

A la fecha han sido muchos los métodos y técnicas desarrolladas para el control de la parafina. En términos generales se distinguen dos clases:

- a) **Métodos correctivos.** La aplicación de estos métodos tiene por objeto retirar el depósito. Lo anterior se logra por diversas formas, empleando raspadores de tuberías, diablos, tratamientos con fluidos a alta temperatura, etc.
- b) **Métodos preventivos.** El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico. Uno de estos métodos consiste en soldar un alambre a la tubería o instalación que se desea proteger, por el alambre se hace pasar una corriente eléctrica de manera que ésta debido a la resistividad del alambre, hace que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo una temperatura mayor en la que los cristales de cera comienzan a precipitarse.

5.4.3 Asfaltenos.

Los cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y la tasa de corte pueden provocar la precipitación y depositación de asfaltenos. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o

dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí.

Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones en superficie.

La optimización de la producción requiere del conocimiento de la composición del petróleo y de las condiciones bajo las cuales los asfaltenos se mantienen en solución sin llegar a precipitarse.

Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los aceites más livianos que contienen cantidades menores de asfaltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son muy superiores a la del punto de burbuja.

La identificación de las condiciones en las que precipitan los asfaltenos, Figura 5.16, es el primer paso en la búsqueda de una solución para un problema potencial asociado con la presencia de estos. Las pruebas de depositación ayudan a evaluar su tendencia de precipitación inducida por la presión y a estimar su tasa de depositación. Diversas técnicas de laboratorio han sido desarrolladas para estudiar la precipitación de los asfaltenos a partir del petróleo crudo vivo.

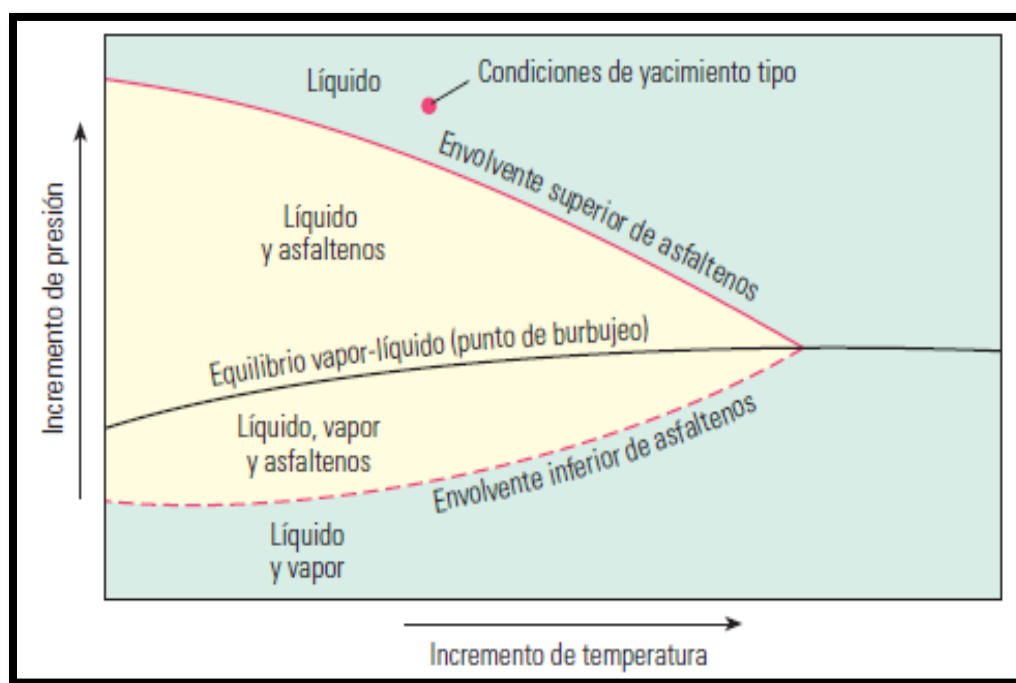


Figura 5.16 Envoltorio de precipitación de asfaltenos. En el espacio presión-temperatura, la envoltorio de precipitación de asfaltenos (línea roja) delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en solución. Para las condiciones de yacimiento tipo dadas (punto rojo), el agotamiento primario hace que la presión se reduzca. Cuando la presión alcanza la envoltorio superior de precipitación de asfaltenos, los asfaltenos menos solubles precipitan. Conforme la presión continúa decreciendo, más asfaltenos precipitarán hasta que se alcance la presión de burbujeo, y se libere el gas en solución. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el petróleo crudo podrá comenzar a redisolverse en la envoltorio inferior de precipitación de asfaltenos. ^[3]

5.4.4 Incrustaciones.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción más severos. Se trata de un conjunto de depósitos que pueden alojarse en los orificios de los disparos, las tuberías de revestimiento, la tubería de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de terminación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros en aguas profundas se forman por precipitación de sales minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o petróleo produce agua, o se utilice agua como método de recuperación mejorada; surge la posibilidad de que se formen estas incrustaciones.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación y en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los disparos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de terminación, como las válvulas de seguridad y el sistema de levantamiento artificial por gas. La Figura 5.17 ilustra esta problemática.

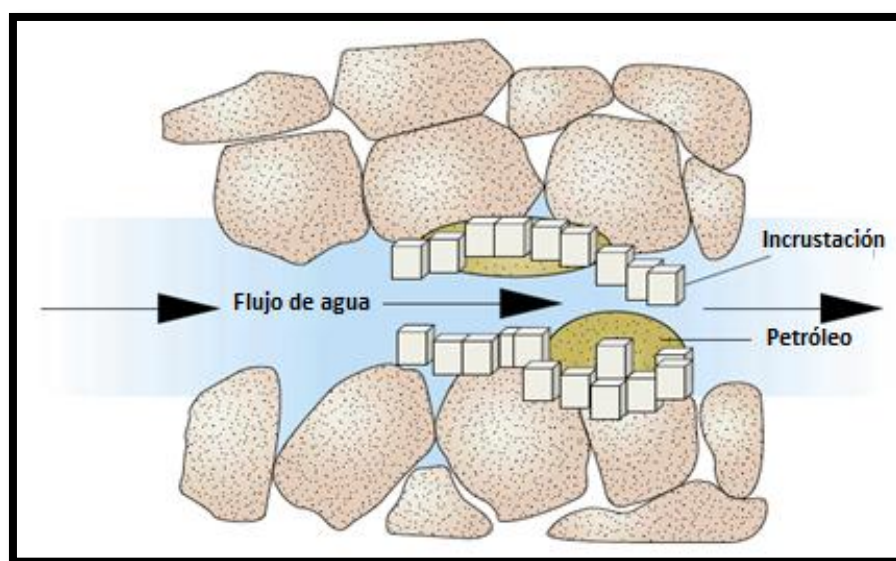


Figura 5.17 Daños a la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación lo que provoca una pérdida de permeabilidad.^[37]

A través de diferentes estudios los ingenieros han diseñado técnicas que inhiben y eliminan la formación de incrustaciones. Las técnicas utilizadas para eliminarlas deben de cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar al pozo o sus accesorios, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. Los principales métodos que se utilizan para la eliminación de incrustaciones son: Métodos químicos, métodos mecánicos convencionales, métodos mecánicos con chorros de fluidos y el uso de Lechadas abrasivas.

CAPÍTULO VI RETOS TÉCNICOS Y PROBLEMÁTICA EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

6.1 Introducción.

La explotación de campos en aguas profundas requiere satisfacer una serie de desafíos tecnológicos derivados de la complejidad del desarrollo de los yacimientos en este ambiente, esto significa: Altos costos de exploración y desarrollo; incrementos en los costos de operación por la utilización de equipos especiales de perforación; alcanzar la zona productora a pesar de las estrechas ventanas de operación; problemas de control de pozo; riesgos a poca profundidad; enfrentar el reto de las bajas temperaturas en el lecho marino; resolver las dificultades de logística y abastecimiento debido a los grandes volúmenes de consumibles, incluidos los fluidos de perforación y terminación; necesidad de utilizar la mejor tecnología y las mejores prácticas que garanticen el éxito o minimicen la posibilidad de fracaso durante las operaciones; además de un agresivo plan de asimilación de tecnología.

En los proyectos en aguas profundas se identifican tres tipos de riesgos principales:

Riesgos geológicos: Debidos a la complejidad de las estructuras geológicas y la dificultad de identificar los yacimientos, en algunos casos la presencia de cuerpos salinos deterioran las imágenes del subsuelo y disminuyen la probabilidad de describir a los yacimientos en estos ambientes. Por lo que se deben de adquirir habilidades para la exploración de prospectos subsalinos y aumentar la probabilidad de éxito exploratorio mediante un mejor procesamiento e interpretación de la sísmica.

Riesgos de operación: Representados por flujo de agua somera y flujos de gas que pudieran provocar reventones durante la perforación; corrientes submarinas y oleaje que ponen en riesgo las instalaciones de perforación e infraestructura de producción; disponibilidad de equipos de perforación, y operaciones de instalación y mantenimiento que incrementan los costos y retrasan las operaciones.

Riesgos financieros: Por exposición de capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación. Lo que hace necesario contar con modelos novedosos de financiamiento para disponer con oportunidad de recursos económicos.

La combinación de estos factores genera que los proyectos en aguas profundas sean de alto riesgo.

6.2 Retos y problemática en campos en aguas profundas.

Los principales retos que se deben de enfrentar para materializar las metas en términos de incorporación de reservas y producción de hidrocarburos en aguas profundas son:

- 1.- Corrientes marinas: Las fuertes corrientes marinas originan movimiento de las estructuras submarinas induciendo vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación.
- 2.- Cambios de temperatura: Debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado, además de que las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento que se emplea para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.
- 3.- Aspectos críticos al inicio de la perforación: Al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- 4.- Altos costos involucrados: Los campos requieren ser desarrollados con un menor número de pozos de los tradicionalmente empleados en aguas someras, por lo general pozos altamente desviados y horizontales para asegurar el flujo de hidrocarburos.
- 5.- Geometría de los yacimientos en aguas profundas: Está podría ser diferente a la conocida en aguas someras. Lo que dificulta su exploración y explotación.
- 6.- Infraestructura para producir hidrocarburos en aguas profundas: Se necesitan instalaciones submarinas muy complejas y el uso de nuevas tecnologías para la separación de hidrocarburos en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos y un alto grado de automatización.
- 7.- Recursos humanos: Se requiere fortalecer las capacidades y habilidades de los recursos humanos en disciplinas críticas para la exploración y desarrollo.
- 8.- Tecnología: Es fundamental acelerar el desarrollo de habilidades críticas para la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas mediante convenios tecnológicos, visualización subsalina, diseño e instalaciones submarinas con apoyo de la robótica y metodologías para asegurar el flujo de hidrocarburos a bajas temperaturas.

Las actividades de exploración y producción continúan expandiéndose a las cuencas petroleras en aguas profundas y ultra profundas, trayendo consigo la necesidad de aplicación de nuevas técnicas, operaciones y metodologías con el fin de enfrentar los desafíos de ingeniería teniendo en cuenta el aspecto ambiental y económico.

Muchos de estos desafíos se centran en las operaciones de perforación y terminación de pozos, el medio ambiente intrínseco, las bajas temperaturas del mar, las estrechas ventanas de operación, los hidratos de gas y otras problemáticas. Sin embargo, durante la última década una serie de avances tecnológicos y enfoques operacionales han ayudado a mitigar y resolver muchos de los problemas asociados.

A continuación se analizan y discuten las principales problemáticas e inquietudes que se presentan en las actividades de perforación y terminación, además se presenta la correspondiente tecnología y soluciones que se han aplicado para disminuir los efectos derivados de estos problemas con

énfasis en los siguientes puntos: 1) Pérdida de circulación, 2) Estabilidad del agujero, 3) Influjos de fluidos, 4) Cementación en aguas profundas, 5) Tubería atascada, 6) Efectos de la presión y la temperatura, 7) Aseguramiento de flujo, 8) Optimización de la hidráulica, 9) Hidratos de Gas, 10) Problemas ambientales, 11) Tratamiento de residuos, 12) Fluidos de perforación y terminación y 13) Logística.

6.2.1 Pérdida de circulación.

Definición.

La pérdida de los fluidos de perforación, terminación o cementación, hacia la formación, se conoce como pérdida de circulación o de retorno. La pérdida de circulación ha sido uno de los problemas más comunes y costosos en la perforación de pozos en aguas tanto someras como profundas, debido a que ocasiona daño a las formaciones altamente productivas, genera problemas de atascamiento de tubería, pega diferencial, pérdida de información de registros y reventones, generando que el plan de perforación se modifique y con ello todo lo que involucra (tiempo y costos), compromete la estabilidad del agujero y de la formación que está siendo atravesada, lo que puede ocasionar descontrol e incluso puede llegar a colapsar el pozo provocando la pérdida completa de la inversión.

Estos efectos hacen que la pérdida de circulación sea considerada uno de los problemas más importantes en la industria petrolera y uno de los sucesos que más afecta la estabilidad del agujero.

La pérdida puede ser parcial o total, es decir, se puede perder una pequeña fracción de fluido generalmente manifestada por una disminución gradual del nivel del fluido de perforación en las presas de lodo, o se puede perder el fluido de perforación que se encuentra en el agujero, al desplazarse en su totalidad hacia la formación. Se tiene una pérdida de circulación parcial, cuando se pierden más de 10 bbl/h (barriles por hora); una pérdida total se presenta cuando no retorna ningún fluido del espacio anular.

Los fluidos de control representan un alto porcentaje de los costos de perforación, aquí radica la importancia de una buena planeación del desarrollo del pozo así como el control y prevención de la pérdida de circulación. En general, la pérdida de circulación se identifica por la disminución en el nivel del fluido de perforación en las presas de lodo, por la pérdida de presión hidrostática en el pozo o la disminución de la densidad equivalente de circulación principalmente.

Causas que provocan las pérdidas de circulación.

Existen muchos factores que originan una pérdida de circulación, cada uno de estos está relacionado con el tipo de formación que se está perforando, las condiciones del agujero y la presión que ejerce la columna del fluido de perforación sobre la formación.

Cuando se atraviesan formaciones poco consolidadas, con porosidad y permeabilidad elevadas, con configuraciones de fisuras, fallas, cavernas o fracturas naturales (arenas o carbonatos con baja presión); el fluido de control tiende a migrar a través de la formación afectando la presión hidrostática del pozo, comprometiendo su estabilidad y control. Lo mismo puede ocurrir durante las actividades de cementación, una cementación ineficiente provocaría que el gas proveniente de formaciones gasíferas migre hacia la superficie provocando un reventón.

Por otra parte, cuando se perfora en condiciones de sobrebalance, se puede llegar a exceder la presión de fractura lo que daría como resultado una fractura hidráulica inducida, provocando la pérdida parcial o total del fluido de control. Una vez que una fractura ha sido creada, puede que sea difícil repararla o cerrarla y es posible que no se pueda restablecer la integridad original de la formación por lo que la pérdida de circulación persistirá aunque la presión sea reducida más tarde.

Por ello la densidad del lodo, la velocidad a la cual se perfora y la densidad equivalente de circulación deben de ser monitoreada en todo momento con el fin de controlar la presión hidrostática a lo largo de la columna del fluido y evitar originar una fractura.

Algunas de las causas que generan la pérdida de circulación son las siguientes:

- **Fracturas naturales.** Son aquellas creadas por los esfuerzos tectónicos, y los diferentes eventos geológicos ocurridos en una determinada zona (Figura 6.1c). Se manifiestan por una discontinuidad que rompe los estratos de las rocas en bloques por medio de grietas o fisuras que pueden permitir el paso de los fluidos que se encuentran en el pozo solo si existe suficiente presión en el agujero capaz de exceder la de los fluidos de la formación y además el espacio creado por la fractura es tan grande como para permitir la entrada de los fluidos con esta presión. Las fracturas naturales son la principal causa de las pérdidas de circulación.
- **Fracturas inducidas.** Son aquellas producidas con el fin de estimular la formación para mejorar la producción (fracturamiento hidráulico y acidificación). Sin embargo, durante las operaciones de perforación pueden crearse este tipo de fracturas de forma accidental al tratar de mantener el peso de la columna hidrostática, circulando fluido de perforación con alta densidad, lo que provoca que se venza la presión de fractura de la formación. Otras causas que provocan fuerza excesiva sobre las paredes del hoyo y posterior fracturamiento de la formación son, un control inadecuado de un brote, intentar circular con el pozo cerrado y meter la tubería demasiado rápido (Figura 6.1d).
- **Cavernas.** Las formaciones cavernosas normalmente están formadas por calizas y dolomías. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de fluido de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía creada por la oquedad y producir rápidamente la pérdida del fluido de perforación. Las formaciones cavernosas se diferencian de las fracturas naturales e inducidas, en que las cavernas son probablemente el resultado de un fenómeno de disolución de la roca, es decir pudieron aparecer durante el enfriamiento del magma o ceniza volcánica (Figura 6.1b).

- Formaciones altamente permeables. Este tipo de pérdidas generalmente se presentan en formaciones no consolidadas, donde el fluido puede fluir libremente dentro de la formación debido a su alta permeabilidad (Figura 6.1a). La alta permeabilidad también se encuentra frecuentemente en arenas, grava y formaciones de arrecifes. El método más común para controlar las pérdidas de circulación en formaciones someras no consolidadas es aumentar la viscosidad del fluido de perforación adicionándole materiales como caliza o cemento, o viscosificantes.

En general para que ocurra la pérdida de fluido hacia las formaciones permeables es necesario que los espacios intergranulares tengan suficiente tamaño para permitir la entrada del fluido de perforación, y que exista una presión hidrostática que exceda la presión de la formación, solo así podrá ocurrir la invasión.

- Efecto Ballooning. El efecto ballooning o hinchazón del pozo, consiste en la pérdida moderada del lodo mientras se circula, seguida de ganancias casi equivalentes cuando la circulación se detiene. Su manejo puede consumir mucho tiempo y con frecuencia es precursor de una pérdida de circulación.

El efecto Ballooning se puede detectar con el uso de la herramienta PWD. La acción recomendada consiste en la reducción de la presión anular y la densidad equivalente de circulación (ECD) mediante la disminución del gasto o reduciendo la velocidad de penetración. Este problema también puede contraatacarse mediante la utilización de materiales para pérdidas de circulación leves como carbonato de calcio y grafito sintético.

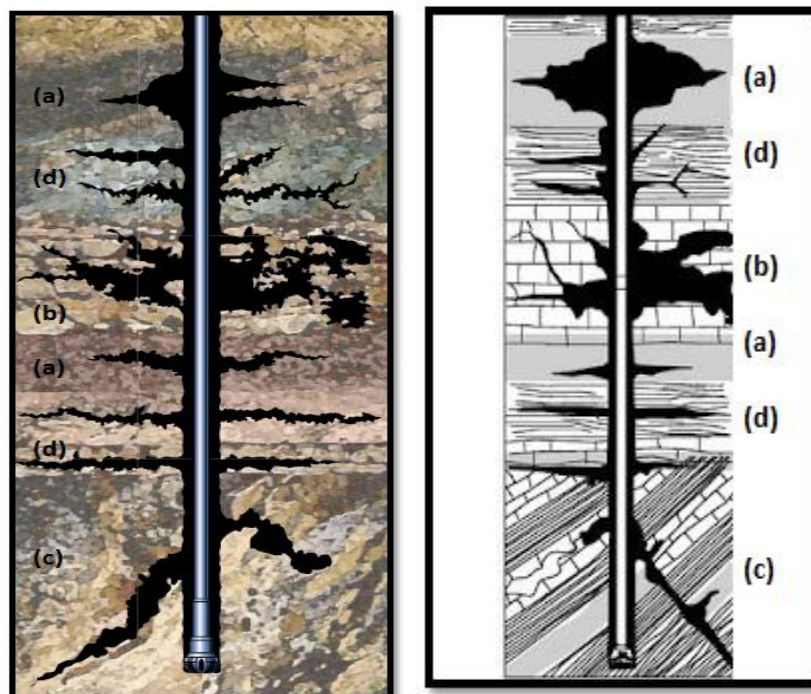


Figura 6.1 Zonas de pérdida de circulación: a) Arenas no consolidadas y de alta permeabilidad. b) Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita). c) Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras. d) Fracturas Inducidas por el exceso de presión.^[1]

Otras causas que pueden provocar la pérdida de circulación en el pozo son una inadecuada cementación de la zapata de la TR y agujeros o fracturas en la tubería de revestimiento, irregularidades del agujero, bajada de tubería con demasiada rapidez.

Tecnología para el control y Prevención de las pérdidas de circulación.

A pesar de que la pérdida de circulación es una preocupación siempre presente en perforaciones en aguas profundas, importantes avances han ayudado a controlar este problema. La industria ha respondido con un portafolio de soluciones incluyendo, aplicación de tecnología para fortalecer el pozo, utilización de lodos con reología plana, un avanzado software de modelado para el estudio de la hidráulica, perforación con doble gradiente de presión y gestión de otras tecnologías. Estas aplicaciones se han convertido en opciones viables para reducir la pérdida de circulación y mantener la estabilidad del pozo.

Además, a través de una eficiente planeación de la perforación es posible identificar las zonas de riesgo, optimizar la hidráulica con el propósito de evitar la presión excesiva mientras se perfora y anticiparse al problema mediante la utilización de las mejores soluciones disponibles en cuanto a materiales.

Los esfuerzos para controlar la pérdida de circulación se han trasladado a medidas proactivas de prevención y control que se basan en materiales y técnicas de ingeniería para evitar y controlar la pérdida de circulación en zonas potenciales.

Actualmente se combinan polímeros de entrecruzamiento y materiales fibrosos que permite el uso de lodo más pesado.

A continuación se presentan algunas de medidas de prevención y control de las pérdidas de circulación.

- Software especializados. Las compañías de servicio de lodos de perforación utilizan software especializados durante la fase de diseño de programa de perforación, con el propósito de analizar y asegurar un claro entendimiento del riesgo e identificar las mejores prácticas disponibles para la implementación de un plan de acción en caso de presentarse la pérdida de circulación, previniendo contar con los materiales capaces de mitigar las pérdidas bajo cualquier circunstancia.
- Materiales para el control de pérdida de circulación. Una respuesta rápida y eficiente a los problemas de pérdida de circulación es vital desde el punto de vista económico, ya que los fluidos de control representan una buena parte de los costos de perforación. Es por ello que las compañías cuentan con una variedad de materiales capaces de mitigar las pérdidas en la mayoría de las circunstancias.

En la Figura 6.2 se listan los principales materiales utilizados para controlar las pérdidas de circulación.

Materiales para el control de Pérdida de Circulación	
Mejores prácticas para lodo base agua	Mejores prácticas para lodo base sintético
INFILTRACIÓN	INFILTRACIÓN
CaCO ₃ (M) 7 ppb	CaCO ₃ (M) 8 ppb
Mix II (F) 7 ppb	CaCO ₃ (C) 8 ppb
Nut Plug (F) 7 ppb	G-SEAL 10 ppb
Mica (F) 5 ppb	
PARCIAL	PARCIAL
CaCO ₃ (C) 7 ppb	CaCO ₃ (M) 7 ppb
Mix II (M) 10 ppb	CaCO ₃ (C) 7 ppb
Nut Plug (F) 7 ppb	Mix II (M) 10 ppb
Nut Plug (M) 7 ppb	G-SEAL 20 ppb
Mica (M) 10 ppb	
TOTAL	TOTAL
CaCO ₃ (C) 10 ppb	CaCO ₃ (C) 10 ppb
Mix II (M) 10 ppb	Mix II (M) 15 ppb
Mix II (C) 7 ppb	Mix II (C) 10 ppb
Nut Plug (F) 7 ppb	G-SEAL 20 ppb
Nut Plug (M) 10 ppb	Nut Plug (M) 10 ppb
Mica (M) 20 ppb	Mica (M) 10 ppb

Figura 6.2 Materiales más empleados para el control de pérdidas de circulación durante la perforación de pozos en aguas profundas.

- Lodos con reología plana. Los gradientes de fractura son mucho más bajos en ambientes de aguas profundas que aquellos encontrados durante la perforación en tierra y en aguas someras, de modo que prevenir las pérdidas de circulación en tirantes de agua superiores a los 500 m, resulta una tarea más complicada. La Figura 6.3, muestra los gradientes de fractura estimados para aguas profundas, en función de la profundidad del tirante de agua.

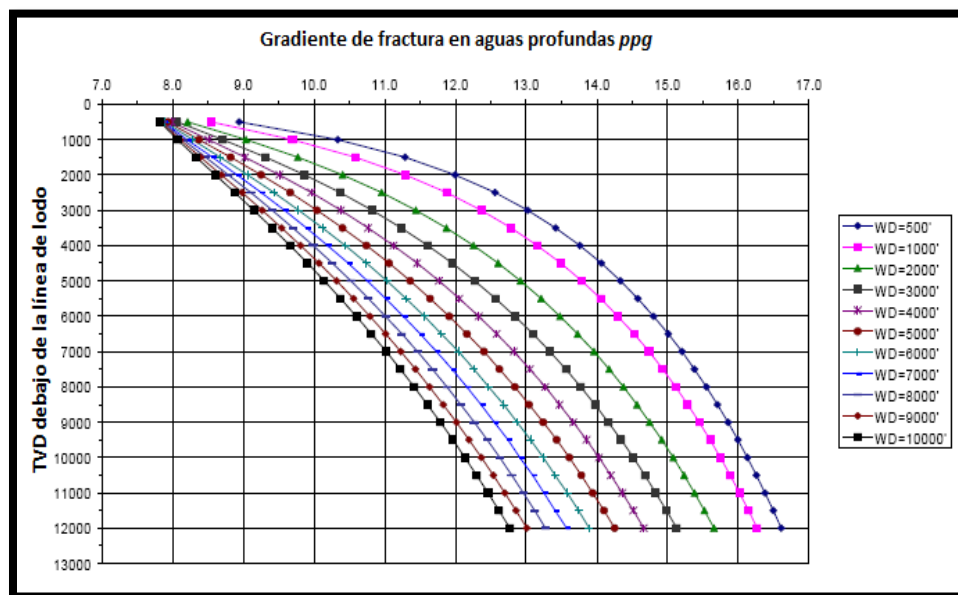


Figura 6.3 Gradiente de fractura en aguas profundas en función de la profundidad vertical verdadera del pozo y la profundidad del tirante de agua. ^[31]

La aplicación de lodos con reología plana ha demostrado que son menos sensibles a variaciones de presión y temperatura. Las bajas temperaturas en aguas profundas, aumentan exponencialmente la viscosidad de los lodos convencionales lo que aumenta la densidad equivalente de circulación (ECD) agravando la probabilidad de que ocurra pérdida de circulación.

El objetivo de la reología plana es proporcionar un equilibrio entre una baja ECD, una adecuada limpieza del pozo y una buena suspensión de barita, la suma de estos factores permite aumentar el rango del gradiente de fractura.

Cuando la ECD es demasiado baja, la presión de poro provoca amagos de reventón. Al aumentar la densidad del lodo se puede controlar el pozo, pero si el margen entre ambas presiones es estrecho, se debe colocar un revestidor para acomodar el lodo más pesado, Figura 6.4.

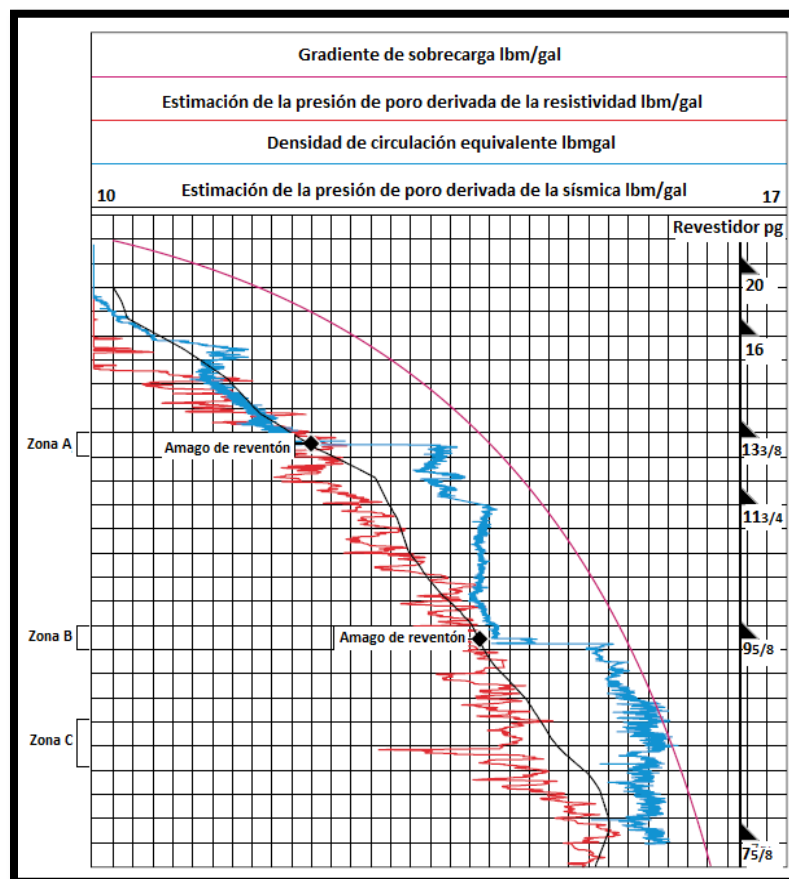


Figura 6.4 Mediciones de la presión anular obtenidas en tiempo real durante la perforación que indican cuando la densidad equivalente de circulación ECD comienza a caer fuera del margen entre la presión de poro y la presión de fractura. ^[39]

La medición de la presión anular en tiempo real durante la perforación, ayuda a monitorear la densidad equivalente de circulación del lodo (ECD), dato que permite a los perforadores mantenerlo dentro del limitado intervalo de estabilidad, característico de los pozos en aguas profundas.

•Perforación con doble gradiente. Entre los retos tecnológicos para la perforación de pozos en aguas profundas, uno de los más importantes lo constituye, la estrecha ventana de operación, definida entre la presión de poro y el gradiente de fractura, que regularmente ocasiona la pérdida del fluido de control cuando se perfora y cuando se corren y cementan las tuberías de revestimiento, TR's.

En la perforación convencional, el peso de la columna de lodo en el tubo ascendente a menudo es demasiado elevado para perforar sin provocar fracturas en las formaciones débiles. La tecnología de levantamiento submarino de lodo permite aislar el lodo y bombearlo de regreso a la superficie fuera del tubo ascendente para aliviar la carga, lo cual permite continuar con la perforación sin llegar a fracturar la formación.

En la perforación convencional, la columna de lodo se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión de lodo. Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de presión por un sistema de gradiente doble: Un gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho marino, que en algunos casos se denomina nivel del lodo, mientras que un nuevo gradiente de presión más elevado actúa desde el nivel del lodo hasta el fondo del pozo. Esta tecnología se muestra en la Figura 6.5.

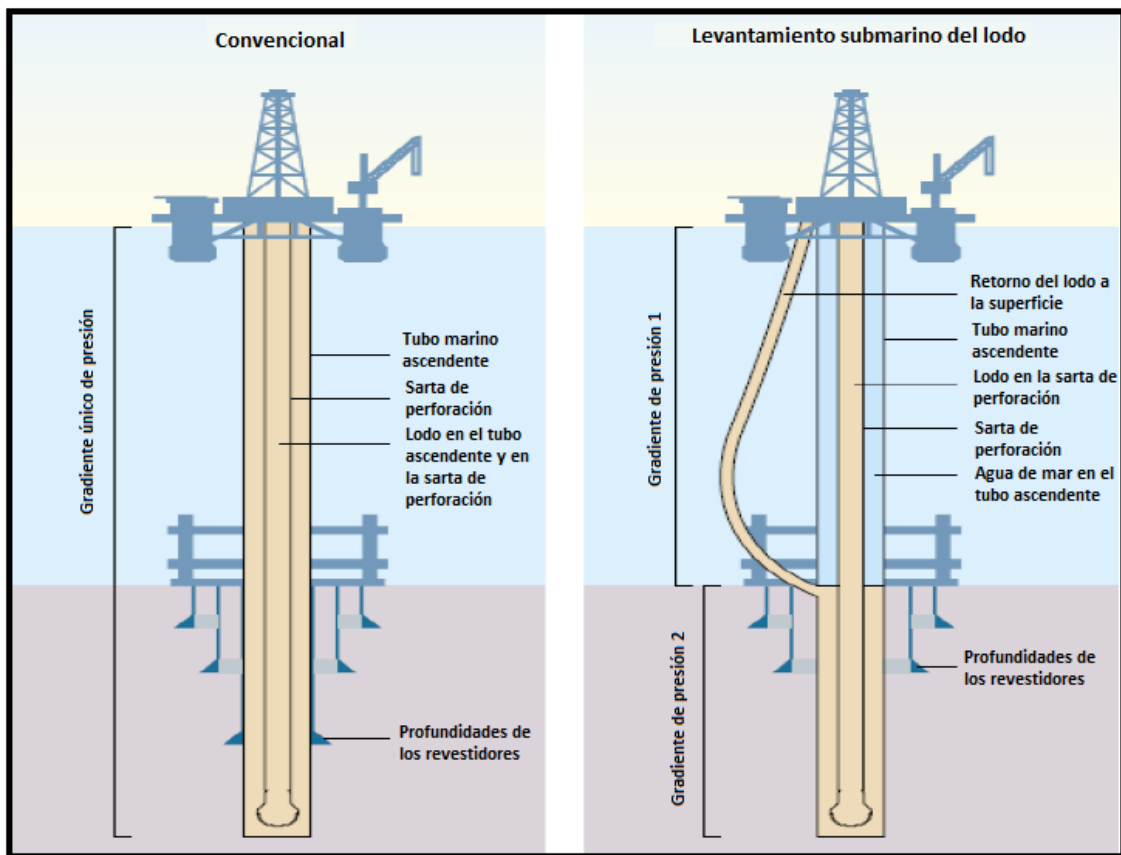


Figura 6.5 Tecnología de perforación con doble gradiente. ^[39]

En el sistema de gradiente doble, los gradientes de fractura, de presión de poro y de presión de lodo tienen como nivel de referencia el nivel del lodo en lugar del equipo de perforación. La disminución de la presión del lodo puede permitir el ahorro de hasta cuatro columnas de revestimiento en el diseño del pozo. El uso del método de gradiente doble requiere una menor cantidad de sartas de revestimiento y permite un revestidor de terminación de mayor diámetro.

El menor número de sartas de revestimiento utilizado en la perforación en aguas profundas con doble gradiente comparado con la perforación convencional permite disminuir costos y posibilita el uso de una tubería de producción de mayor diámetro en el fondo del pozo, con lo cual se obtiene mayor productividad.

6.2.2 Estabilidad del agujero.

El desafío más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas consiste en perforar un agujero estable en cuencas sedimentarias jóvenes que presentan altas tasas de depositación, como en el Golfo de México y otras partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental; los sedimentos no se encuentran completamente consolidados lo que dificulta posicionar las tuberías de revestimiento y el equipo de control.

En estas formaciones débiles y poco consolidadas, las presiones de poro son elevadas y los gradientes de fractura son bajos, por lo que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura es reducida, originando estrechas ventanas operativas.

Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados respecto a la presión de poro y el gradiente de fractura, ya que para perforar un hueco hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre estos dos parámetros, de lo contrario se originaría fácilmente una fractura provocando pérdida de circulación o la manifestación del pozo. En pozos en aguas profundas se monitorea la densidad del fluido de control en tiempo real, con el objetivo de permitir al ingeniero reaccionar en caso de riesgo.

La mayoría de los problemas de inestabilidad del pozo están relacionados con la hidratación de arcillas, lutitas químicamente reactivas, formaciones no consolidadas, influjo de fluidos, pérdida de circulación y agotamiento del yacimiento, principalmente. Sin embargo, en los últimos años los trabajos de investigación han puesto énfasis en el fortalecimiento y estabilidad del pozo mediante el estudio de la inhibición de las lutitas, fortalecimiento del agujero mediante el uso de cementos especiales y tuberías de revestimiento adicionales.

Por su parte, desde la perspectiva de los fluidos convencionales, la industria ha continuado perfeccionado las directrices para optimizar los niveles de la actividad del agua en los fluidos de perforación sintéticos y base aceite; esto ha mejorado notablemente la estabilidad del pozo durante la perforación en formaciones altamente sensibles al agua.

La hidratación de las arcillas ocurre debido a la afinidad que tienen las arcillas con el agua tales como la esmectita y la illita, las cuales absorben agua y aumentan la presión de la formación causando derrumbes y ensanchamiento del agujero. La mayor proporción de arcillas se encuentra en las lutitas y si estas se exponen a un medio con el que pueden reaccionar (fluidos de perforación base agua) se hidratarán con el agua aumentando su volumen.

Por otra parte, en algunos proyectos, se requiere de un número determinado de sartas de revestimiento para controlar los sedimentos someros no consolidados, así como para el control de las zonas de transición más profundas que dificultan la perforación, originando que las tasas de flujo se vean restringidas, debido a que al final se terminaría el pozo con una tubería de producción muy pequeña.

Hoy en día, en aguas con tirantes mayores a 500 m, los pozos se terminan con cabezales y árboles de producción instalados sobre el lecho del mar, conectados mediante risers para transportar los hidrocarburos hasta la superficie.

6.2.3 Flujo de agua y gas.

Cuando se atraviesan formaciones con presiones anormales, constituidas por arenas atrapadas en bloques de fallas que sufren rápidos procesos de hundimiento y rotación, o formaciones con canales sellados por arcillas impermeables, se puede originar migración de agua y gas hacia la formación, debilitando y ensanchando al agujero, a este fenómeno se le conoce como flujo de fluidos.

El influjo de agua y gas, es debido a las altas tasas de depositación que provocan la rápida acumulación y sepultación de los sedimentos, por lo que no llegan a desalojar completamente el agua acumulada en los poros, ni tampoco tienen el tiempo necesario para compactarse o consolidarse totalmente.

Los peligros relacionados con el flujo de fluidos dificultan la construcción de los pozos, pueden provocar grandes problemas de inestabilidad del agujero, entorpecen las operaciones de reentrada a pozo abierto, agrandan el agujero lo que debilita las tuberías de revestimiento, que constituyen el principal soporte estructural del pozo, e interfieren con las cementaciones de las tuberías de revestimiento.

Los flujos de agua se han encontrado entre 244 y 1680 m de profundidad por debajo del lecho marino. Si no se controla el influjo, puede provocar el derrumbe de la formación y si fuera muy severo, podría provocar la pérdida del pozo. El flujo puede contener gas y puede desarrollar hidratos de gas en los equipos instalados en el fondo del mar y alrededor de los mismos, pueden bloquear el flujo dentro de las tuberías y despresurizarse en forma violenta cuando llegan a la superficie.

La prevención y corrección de los problemas relacionados con los influjos en zonas someras, ha llevado a las petroleras a la utilización y combinación de diversas técnicas: adquisición de mediciones durante la perforación, colocación de un revestidor adicional, aumento de la densidad del lodo, perforación de hoyos pilotos, utilización de un tubo ascendente y bombeado de cementos especiales. Por medio de mediciones de la presión anular como se muestra en la Figura 6.6, se pueden identificar zonas con influjo de agua.

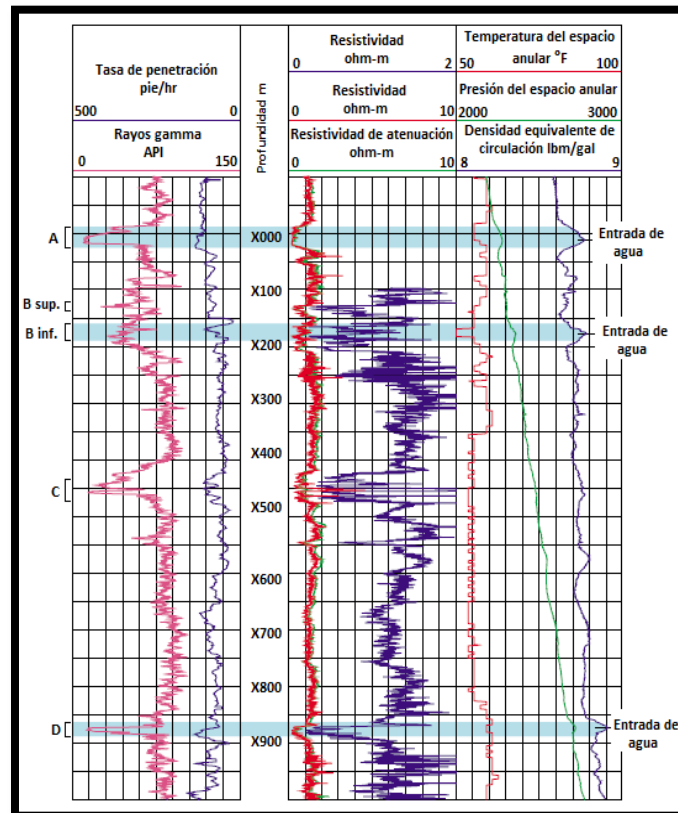


Figura 6.6 Identificación de zonas con flujo de agua por medio de mediciones de la presión anular adquiridas durante la perforación. Los datos obtenidos permitieron identificar tres zonas A, B Y D. En todos los casos, el aumento de la densidad del lodo permitió controlar el flujo y continuar la perforación hasta alcanzar la profundidad total planificada. [39]

Para detectar las zonas con influjo de agua en tiempo real, los operadores utilizan mediciones de presión anular, monitoreo con videocámaras, registros de rayos gamma y registros de resistividad. Otras herramientas que se utilizan para detectar posibles zonas de influjo son estudios sísmicos, datos geotécnicos y estudios del fondo marino. Incluso cuando se esperan pocos riesgos, la planificación es necesaria para garantizar la ejecución adecuada.

6.2.4 Cementación en aguas profundas.

El influjo de agua y gas provoca problemas durante las operaciones de cementación. El agua impide la solidificación del cemento poniendo en peligro la integridad del pozo. Las petroleras han desarrollado cementos especiales capaces de resistir el flujo de agua, este cemento presenta un

tiempo de transición (periodo en el que el cemento pasa del estado líquido al sólido) más corto y desarrolla rápidamente una alta resistencia a la compresión, por lo cual impide que el flujo de agua penetre el sello del cemento. Además, como la lechada tiene una fase gaseosa, la densidad del cemento se puede modificar mediante la inyección de nitrógeno durante el mezclado, para crear una lechada liviana que no provoque fracturas en las formaciones profundas y débiles.

Por otra parte, las bajas temperaturas prolongan el tiempo de fraguado del cemento; las nuevas formulaciones permiten soportar temperaturas de hasta $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ provocando una considerable disminución en el tiempo de fraguado y disminución de las pérdidas de circulación.

6.2.5 Tubería atascada.

El atascamiento de tubería es uno de los problemas más persistentes que no puede ser eliminado en operaciones en aguas profundas. Cualquier número de condiciones de fondo de pozo puede causar atascamiento de tubería, incluyendo atascamiento diferencial, empaquetamiento y taponamiento del agujero causados por inestabilidad del pozo o disminución del diámetro del agujero, patas de perro u otras geometrías del pozo que ocasionan la pegadura de tubería.

La perforación direccional y las iniciativas de fortalecimiento y estabilidad del pozo, fluidos de perforación no acuosos y mejores prácticas de operación han sido fundamentales para minimizar el problema.

La pegadura de tubería es de gran preocupación en la perforación en aguas profundas; en consecuencia, los operadores en áreas propensas a la pega y atascamiento de tubería, prefieren utilizar los fluidos de emulsión inversa para una alta lubricidad. Esto también ayuda a las corridas de las tuberías en superficie, una actividad altamente vulnerable al atasque de tuberías. Mientras que las velocidades de perforación sean lentas, casi no habrá pérdida de circulación pero aumenta el riesgo de pegadura de tubería.

Los sistemas rotativos direccionales (RSS) han demostrado aportar buenos beneficios para la limpieza del pozo, reducen la tortuosidad del pozo y los incidentes de tubería atascada, también reducen drásticamente el impacto de las vibraciones durante la perforación en pozos. La capacidad de rotar 100 % en todo el intervalo de perforación del pozo, proporciona una alta calidad para construir pozos estables y sin patas de perro.

Un pozo más suave y menos tortuoso es importante, ya que la experiencia ha demostrado que los agujeros ovalados son más propensos a la deformación y presentan problemas de deformación. Operativamente, existen recomendaciones para hacer frente a la pega diferencial como las siguientes:

- En agujeros verticales y de bajo ángulo, es recomendable utilizar tubería pesada para ayudar a la compresión; en pozos intermedios y de alto ángulo es recomendable el uso de tubería de perforación convencional en la compresión.

- Utilizar centradores y herramientas de fondo (martillos) para liberar el aparejo en caso de atasque.
- Llevar a cabo pruebas de adherencia progresiva antes de realizar conexiones de tuberías.
- Realizar pruebas API de taponamiento por partículas para contribuir con el diseño de enjarres mejorados.
- Considerar la posibilidad de adherencia de la tubería asociada con el desgaste en pozos con alto grado de desviación incluso si se utiliza fluido de perforación base aceite.

6.2.6 Efectos de la presión y la temperatura.

Otra de las dificultades en la perforación en aguas profundas, está representada por el efecto que tiene el choque térmico sobre el fluido de control. Efecto ocasionado por la baja temperatura del fondo del océano, combinado con los grandes volúmenes de lodo en el riser. La temperatura en aguas profundas puede descender hasta aproximadamente 4°C (39°F) en el lecho marino.

El enfriamiento del fluido de perforación en el espacio anular (o en el riser de retorno), puede provocar el aumento de la viscosidad del fluido y de la resistencia gel, además de ocasionar grandes pérdidas de presión por fricción. Estos factores aumentan la probabilidad de que se produzcan problemas de pérdida de circulación.

Algunos operadores utilizan líneas de flujo calentadas eléctricamente; otros emplean tuberías aisladas con espuma; a su vez, otros sepultan las líneas de flujo debajo del lecho marino para lograr el aislamiento; y en ciertos casos no se utiliza calor adicional ni aislamiento.

Formación de asfáltenos, parafinas e hidratos de gas por efecto de la presión y temperatura.

Los cambios de temperatura y presión producidos a lo largo de la línea de flujo contribuyen a la precipitación de asfáltenos y la acumulación de ceras parafínicas, además las bajas temperaturas del lecho marino también favorecen la formación de hidratos. Cuando el petróleo traspasa su presión de punto de burbuja, las fracciones de hidrocarburos livianos se liberan como fase gaseosa, esto, a su vez, vuelve al petróleo más viscoso, aumentando la contrapresión sobre el sistema y modificando las configuraciones de flujo mediante el incremento del deslizamiento, o las diferencias en las tasas de flujo, entre las fases petróleo, gas y agua producidas.

Si la velocidad del flujo no es suficiente para mantener la corriente de producción perfectamente mezclada a lo largo de la línea de flujo o si el flujo se topa con ondulaciones o restricciones en la tubería, puede producirse la segregación gravitacional del petróleo, el gas, y el agua. Esta condición hace que una de las fases se retrase con respecto a las otras; la fase gaseosa más liviana puede deslizarse más allá del líquido más pesado, mientras que en las secciones bajas, el líquido puede sobrepasar a la fase gaseosa.

El régimen de producción errático que resulta de dicho deslizamiento entre fases se conoce como flujo tipo tapón. La formación de este tapón inducido por el terreno puede impactar

adversamente las instalaciones de procesamiento subsuperficiales y debe tenerse en cuenta durante la fase de diseño del proyecto. Una consecuencia anterior de la segregación gravitacional es que se pueden acumular líquidos en las secciones inferiores de la línea de flujo, favoreciendo la corrosión a largo plazo.

La combinación de las diferentes corrientes de producción provenientes de compartimientos independientes del yacimiento puede producir la mezcla de fluidos incompatibles y la subsiguiente formación de sólidos orgánicos o inorgánicos dentro de la línea de flujo. La presión se libera a medida que los fluidos se desplazan hacia arriba por el tubo ascendente. Al expandirse la fase gaseosa del fluido, el proceso de enfriamiento Joule-Thompson puede ocasionar la formación de hidratos en el interior del tubo ascendente. Los comportamientos de la precipitación de asfaltenos, ceras e hidratos se determinan en laboratorio a partir de muestras recolectadas en el fondo del pozo.

Un diagrama de fases es esencial para comprender los desafíos con que se enfrentan los operadores de aguas profundas, que deben prestar especial atención a los componentes que se desprenden de los fluidos de yacimiento con los cambios de presión y temperatura. Entre los efectos particularmente problemáticos se encuentran los asfaltenos, las ceras y los hidratos.

En la Figura 6.7, se presenta un Diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero en aguas profundas situado en el Golfo de México.

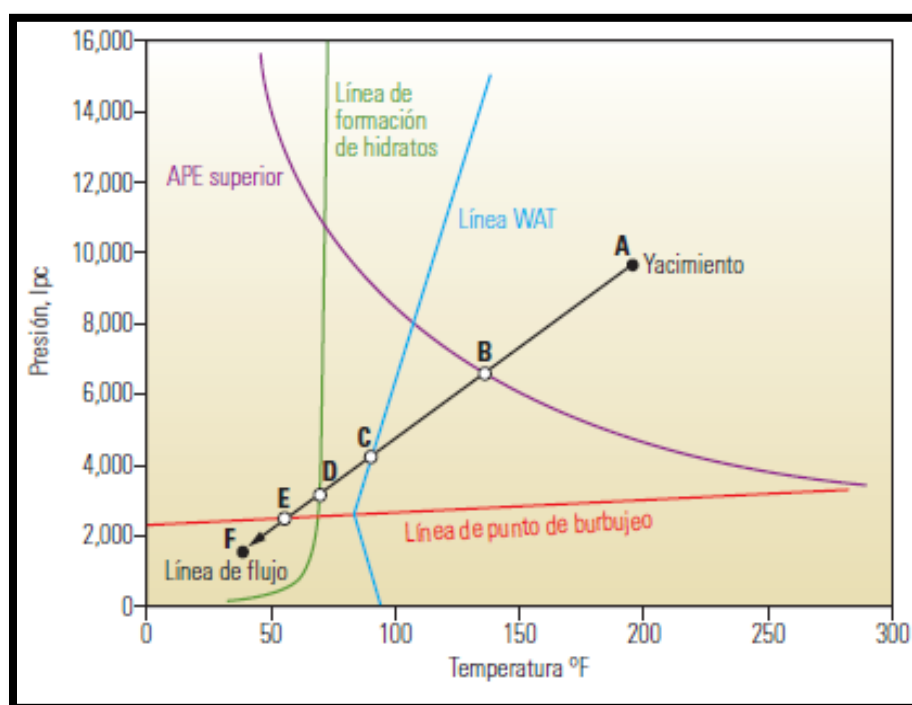


Figura 6.7 Diagrama de fase correspondiente a un campo en aguas profundas situado en el Golfo de México. ^[8]

Dependiendo del diseño y la operación del sistema de producción, la totalidad o parte de los límites de fases que se observan en este diagrama pueden traspasarse a medida que se produce petróleo de un yacimiento.

Algunos autores consideran que el petróleo sigue una trayectoria a lo largo de una línea de temperatura y presión que decrece en forma sostenida a medida que éste se desplaza desde el yacimiento, (punto A), hacia la línea de flujo, (punto F). Las caídas de temperatura y presión hacen que el asfálteno se separe de la solución, (punto B), cuando el petróleo atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfáltenos (APE superior).

A continuación, comienza a formarse la cera, (punto C), cuando el petróleo cruza la línea de temperatura de aparición de la cera (WAT, por sus siglas en inglés). Luego ingresa en el rango de los hidratos, (punto D), antes de atravesar la línea correspondiente a su punto de burbujeo, (punto E). Más allá de esta línea, los hidrocarburos más livianos son liberados como gases para formar un fluido bifásico antes de que el fluido llegue finalmente a la línea de flujo, (punto F).

Asfáltenos.

Los asfáltenos son moléculas complejas que están presentes en muchos hidrocarburos. Estos compuestos orgánicos se desestabilizan y precipitan como resultado del cizallamiento (corte), en condiciones de flujo turbulento; también pueden precipitar con los cambios de presión y temperatura, o con los cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla o la combinación de fluidos incompatibles durante la producción. Las partículas de asfálteno precipitado pueden crecer hasta formar obstrucciones significativas en los tubulares de los pozos y en las líneas de flujo.

Los asfáltenos comienzan a precipitar en un rango de presión que oscila entre la presión de yacimiento y el punto de burbuja, lo que se conoce como envolvente de precipitación de asfáltenos. La envolvente está limitada en su extremo superior por presiones relativamente altas a temperaturas bajas y su presión se reduce a medida que aumenta la temperatura.

A una temperatura dada, la precipitación de asfáltenos típicamente aumenta al reducirse la presión, alcanzando un valor máximo a la presión del punto de burbujeo, en cuyo punto la precipitación decrece mientras que la presión continúa reduciéndose. El petróleo se vuelve más denso por debajo de la presión del punto de burbujeo, a medida que se libera gas del mismo, lo que permite que los asfáltenos previamente precipitados se re-solubilizan en forma parcial o total.

Parafinas.

La parafina o cera producida en los petróleos crudos puede afectar adversamente la producción como resultado de la precipitación y acumulación dentro de las líneas de flujo, provocando obstrucciones, o por el aumento de la viscosidad del fluido a causa de la gelificación. Las ceras se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio, pero se trata de un fenómeno dependiente de la temperatura. En un diagrama de fases, este rango de presión se ubica a la izquierda de la línea de temperatura de aparición de las ceras (WAT, por sus siglas en inglés).

La temperatura de aparición de las ceras es aquella temperatura a la cual se forma una fase de cera sólida dentro de un hidrocarburo fluido, a una presión dada. Por debajo de la temperatura de aparición de las ceras, es posible que se produzcan significativos fenómenos de incremento de la viscosidad, acumulación y gelificación.

El valor de WAT se reduce lentamente con la presión hasta que alcanza el punto de burbujeo del petróleo. Por debajo de la presión del punto de burbujeo, el valor de WAT aumenta con la reducción de la presión.

Existen otros dos parámetros importantes relacionados con las ceras en la corriente de producción: el punto de escurrimiento y la resistencia de gel. El punto de escurrimiento es la temperatura, a una presión dada, a la que el fluido estático puede formar un gel. Si la detención, obstrucción o interrupción del flujo hace que el fluido de la línea de flujo se gelifique, éste no comenzará a fluir nuevamente hasta que se aplique un cierto esfuerzo mínimo. Este límite elástico se denomina “resistencia de gel.”

Hidratos de gas.

Las altas presiones y bajas temperaturas que soportan los pozos de aguas profundas cerca del lecho marino facilitan la formación de compuestos sólidos a partir de mezclas de agua y gas natural, que semejan trozos de hielo y se denominan hidratos de gas. Estos sólidos pueden bloquear el flujo dentro de las tuberías y despresurizarse en forma violenta cuando llegan a la superficie.

Los hidratos se pueden formar también de forma natural sobre el lecho del mar y por debajo del mismo, por lo cual representan un peligro si se los penetra durante la perforación pudiendo provocar grandes catástrofes. Los hidratos también generan obstrucciones o incluso el taponamiento en las líneas de conducción, los estranguladores, los separadores y las válvulas. En el punto 6.2.9 se presenta a mayor detalle el tema de hidratos de gas.

Interacción de la presión y la temperatura sobre los fluidos de perforación.

Estos dos factores resultan críticos por la manera en que afectan las propiedades del fluido de perforación. En los sistemas base agua, la presión incrementa la densidad del fluido y también puede aumentar su viscosidad, mientras que la temperatura modifica las propiedades reológicas.

Por su parte los sistemas sintéticos, son especialmente susceptibles a los cambios en la presión, debido a su compresibilidad, por ello, es de gran importancia la clara comprensión de la manera en que la temperatura y la presión, alteran el desempeño de los fluidos de control. Además mantener los valores y la consistencia de los parámetros reológicos es difícil, en parte, debido a que la temperatura del agua puede estar por debajo de los 4 °C en el Golfo de México.

Por otra parte, grandes profundidades significan que el fluido de perforación estará expuesto a temperaturas frías por más tiempo. La figura 6.8 ilustra la relación de las temperaturas en el fondo oceánico del Golfo de México con la profundidad del agua.

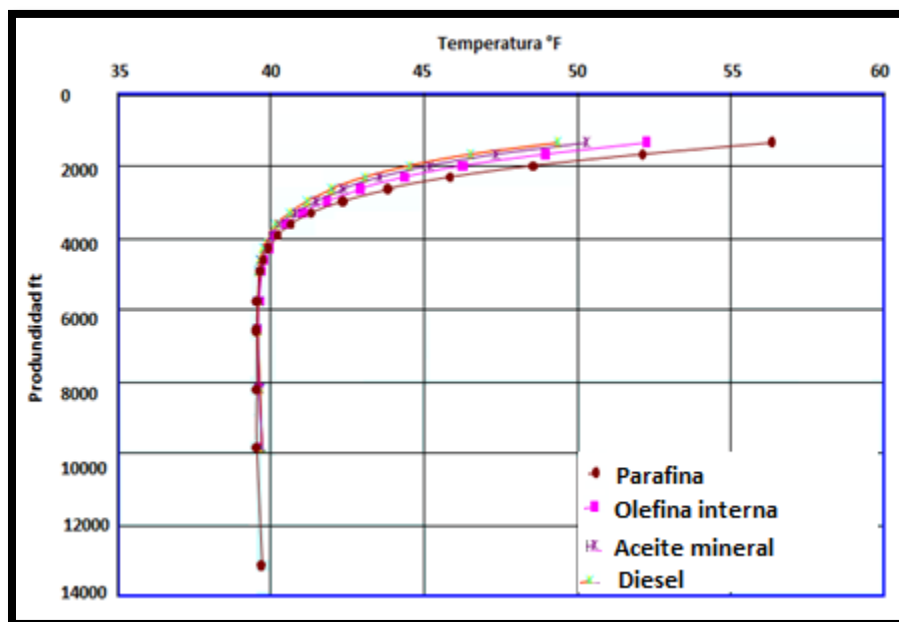


Figura 6.8 Gráfica que muestra la relación entre la profundidad y la temperatura del lecho marino en el Golfo de México.^[70]

Prevención y solución.

Para hacerle frente a la problemática que conllevan las bajas temperaturas y los cambios de presión, se han creado diferentes softwares y modelos que permiten el perfeccionamiento del diseño de los fluidos de perforación y terminación con el fin de ofrecer los mínimos daños al yacimiento y resistir las condiciones extremas de presión y temperatura.

Una forma de lograr lo anterior es perforando con fluidos de emulsión inversa los cuales exhiben los mismos beneficios que los fluidos de perforación base aceite pero permiten una mejor limpieza equivalente a usar fluidos de perforación base agua con biopolímeros y carbonato de calcio.

Los lodos base aceite sintéticos y de baja toxicidad, en su mayor parte, se han convertido en los sistemas de elección para la mayoría de las operaciones de perforación en aguas profundas. Se han controlado y minimizado los efectos de la variación de la temperatura y la presión sobre la densidad y la reología de forma exitosa.

Estos esfuerzos han contribuido significativamente para el desarrollo de lodos base sintética con reología plana, los cuales son menos sensibles a las variaciones de presión y temperatura. Además la introducción de materiales de peso micronizado (incluyendo barita, tetróxido de manganeso e ilmenita) para fluidos de perforación acuosos y no acuosos también han ayudado a mantener las propiedades reológicas adecuadas, especialmente en las aplicaciones de aguas profundas de alcance extendido. Los parámetros reológicos para fluidos de emulsión inversa, base sintética y base agua, se han optimizado con la utilización con materiales de tamaño micronizado.

Una tecnología que implica la reducción del tamaño de partícula de la barita de 25 micras a menos de 2,5 micrones, ha dado resultados de campo que han demostrado que la tecnología de peso micronizado reduce la densidad equivalente de circulación (ECD), además de mejorar la limpieza del fondo del pozo y evita la sedimentación de la barita.

El empleo de fluido base sintética de reología plana, da como resultado ventanas de operación hidráulica más amplias, compatibles con cualquier factor limitante de presión de poro y gradiente de fractura.

El logro de los perfiles de reología plana es una función de un paquete nuevo de diseño de emulsionantes, modificadores de reología y viscosificantes, que reduce los principales parámetros de viscosidad a bajas temperaturas, además reduce la densidad equivalente de circulación (ECD).

Lo anterior, aunado a la tecnología de levantamiento submarino de lodo (Figura 6.9), permite el manejo eficiente de grandes volúmenes de lodo; con ello se evita el fracturamiento de la formación por efecto del peso de la columna, aislando el lodo y bombeándolo de regreso a la superficie, fuera del riser para aligerar la carga hidrostática. Esto permite continuar la perforación sin sobrepasar el gradiente de fractura de la formación.

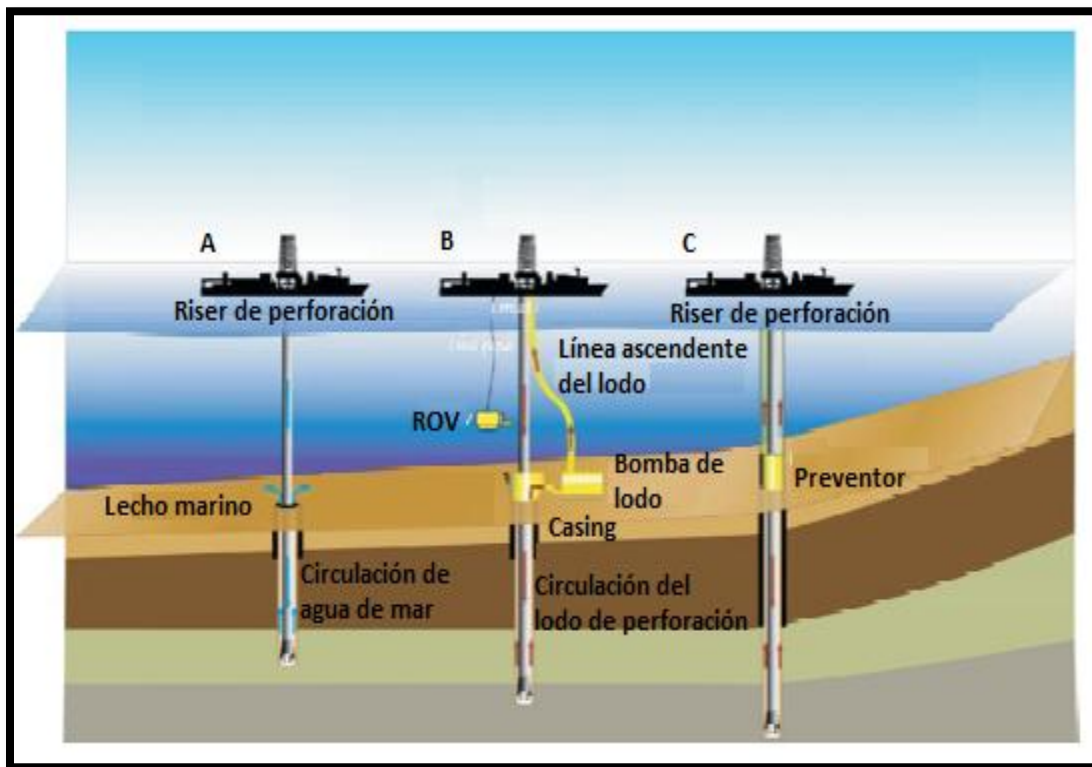


Figura 6.9 Comparación de los tipos de perforación. A) Perforación sin tubo ascendente, los recortes son depositados en el lecho marino. B) Perforación con tubo ascendente, el lodo de perforación es enviado desde el lecho marino por medio de bombas hacia la superficie, reduciendo el gradiente de fractura y permitiendo perforar con lodos más pesados. C) Perforación con casing, tanto el lodo como los recortes son transportados por el espacio anular hacia la superficie. ^[70]

6.2.7 Aseguramiento de flujo.

Definición.

El aseguramiento de flujo se refiere a la planeación, diseño, desarrollo, operación, mantenimiento e implementación de tecnologías y estrategias que nos permita asegurar de manera óptima el flujo de fluidos de perforación así como la producción proveniente del yacimiento, cubriendo y vigilando los requerimientos térmicos, hidráulicos y fisicoquímicos de los fluidos. Para ello se requiere de un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, un detallado análisis térmico e hidráulico del sistema, y el desarrollo de estrategias para el control de sólidos tales como hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones, principalmente.

El aseguramiento de flujo utiliza modelos predictivos confiables que permiten identificar los agentes o factores antiflujo en el sistema de producción para la correcta:

- Administración de formación de sólidos.
- Administración de pérdidas de calor.
- Administración y dosificación de químicos.
- Administración, monitoreo y control de la producción.

El objetivo principal del aseguramiento del flujo es mantener la trayectoria de flujo abierta en todo momento, mantener el perfil de producción a lo largo de la vida operativa del sistema y minimizar las operaciones de reparación y mantenimiento.

Causas y Problemática.

Un efecto no deseado en aguas profundas es la solidificación potencial de salmueras en el fondo del mar a temperaturas muy por encima de su temperatura de cristalización verdadera (TCT), que se define como el punto en donde la sal puede precipitar. Una consideración importante es la influencia de la presión sobre la TCT, un fenómeno común referido como temperatura cristalina presurizada (PCT). Un fluido de terminación en aguas profundas es afectado por la combinación de altas presiones y bajas temperaturas. Antes de que se detectara como afectaban estos dos parámetros, se observaban continuamente formación de cristales en el líquido de perforación y terminación.

Estas preocupaciones están ahora mejor gestionadas por pruebas de laboratorio que consideran los efectos de presión y temperatura sobre los fluidos en cuestión.

Las condiciones de presión y temperatura a las que están expuestos los fluidos en aguas profundas trae como consecuencia una serie de conflictos que entorpecen las operaciones de perforación y terminación de pozos, además hacen que la producción de hidrocarburos (aceite y gas) desde el lecho marino sea todo un reto. A continuación se presentan los factores que dificultan el flujo de los fluidos en yacimientos en aguas profundas y a los que se les debe de poner especial atención.

• **Temperatura:** Las bajas temperaturas en el lecho marino provocan que la energía calorífica de los fluidos producidos se empiece a perder en su transporte hacia la superficie a través de las paredes de los ductos y risers, la pérdida de temperatura impacta de forma directa a la viscosidad del fluido por lo que el flujo de fluidos se verá seriamente afectado. Además las bajas temperaturas originan la formación de tapones de hidratos, parafinas, asfáltenos e incrustaciones de materiales inorgánicos en las paredes internas de las tuberías y en los equipos colocados en el lecho marino, poniendo en riesgo el control del pozo.

• **Incrustaciones en las líneas de flujo:** La acumulación de parafinas, hidratos, asfáltenos, e incrustaciones, sobre las líneas de flujo y equipos marinos, han sido un problema muy frecuente y peligroso en la explotación de yacimientos en aguas profundas. Estas acumulaciones con el tiempo llegan a obstruir la producción de hidrocarburos e incluso, si son muy severas, pueden llegar a frenar por completo la producción. El caso de los hidratos es de especial atención ya que si llegan a la superficie se despresurizarían de forma violenta poniendo en riesgo las instalaciones y al personal.

• **Propiedades de los fluidos:** Las propiedades de los fluidos producidos inciden en el diseño de una instalación de producción, sobre sus componentes, metalurgia, planes operacionales, planes de contingencias y programas de remediación. Sin embargo, los datos recolectados a partir de muestras de calidad pobre proveen resultados igualmente pobres, lo que conduce al sobredimensionamiento o al subdimensionamiento de la instalación de producción o a supuestos erróneos sobre los procedimientos de operación.

• **Fluidos de perforación:** Mantener los valores y la consistencia de los parámetros reológicos es difícil, en parte, debido a que la temperatura del agua a profundidades mayores de 500 m es extremadamente fría, teniendo valores inclusive por debajo de los 5 °C. Por otra parte, grandes profundidades significa que el fluido de perforación estará expuesto a estas temperaturas frías por más tiempo, lo que permite tener más probabilidad de provocar pérdidas de circulación, formación de sólidos y aumento de la viscosidad lo que origina problemas con la perforación.

Prevención y solución.

El aseguramiento de flujo comprende una serie de técnicas y metodologías que utilizan la tecnología avanzada de transporte de flujo multifásico en régimen dinámico, comportamiento de fase y fisicoquímica de los fluidos producidos para dosificar los químicos necesarios y administrar la posible formación de fase sólidas (hidratos, parafinas y asfáltenos principalmente) y la pérdida de calor del fluido de transporte para evitar la formación de tapones en los sistemas de producción, así como la prevención de procesos y eventos que pongan en riesgo la integridad física de estos sistemas, por ejemplo golpe de ariete y corrosión externa e interna de los ductos marinos, entre otros.

Para disminuir los problemas de aseguramiento del flujo asociados con las condiciones del lecho marino, es necesario analizar desde las etapas tempranas de producción, o aún antes de iniciarla,

con la finalidad de minimizar fases de fluidos alternas que se podrían llegar a formar desde el yacimiento, a través del pozo y líneas superficiales, así como en el equipo de proceso.

Algunas de las herramientas que se emplean para comprender los parámetros que gobiernan el flujo de fluidos a través de los ductos y risers y optimizar la circulación desde el lecho marino hasta la instalación de producción superficial son las siguientes:

- Modelos predictivos-preventivos.
- Procedimientos de operación.
- Sistema de calentamiento del lodo de perforación.
- Aislamiento térmico desde el lecho marino hasta el cabezal superficial del pozo.
- Muestreo de fluidos.
- Pruebas PVT.
- Análisis composicional.
- Simulación dinámica de flujo multifásico.
- Identificar y aplicar las características del comportamiento de fluidos en el diseño y operación de los sistemas de producción de hidrocarburos.
- Por lo general los pozos en aguas profundas son altamente desviados y horizontales para asegurar el flujo de fluidos.

•Temperatura: Se han logrado grandes avances para mitigar los efectos que provocan las heladas corrientes marinas sobre las líneas de flujo. En el ámbito de la perforación, se adiciona al lodo diversos aditivos que incrementan su resistencia a tales condiciones permitiendo mantener las propiedades reológicas dentro de los valores establecidos, con lo cual permite una limpieza del agujero adecuada y a su vez se tiene una excelente velocidad de penetración; otra técnica utilizada pero no recomendada debido al espacio que requiere, es la instalación un sistema de calentamiento del lodo, sin embargo, es demasiado costoso y requiere de continua inspección.

Por otra parte, para mantener la temperatura de los fluidos provenientes del yacimiento, se utilizan sistemas de risers con la más alta tecnología que cuentan con una gran cantidad de capas que aíslan el fluido de las frías aguas evitando que pierdan calor.

• Formación de hidratos, parafinas y asfáltenos: El método más efectivo que previene la formación de estos sólidos es tratar de mantener los valores de temperatura y presión en el margen. Las líneas de conducción están diseñadas para tolerar las temperaturas del lecho marino, además contemplan una diversidad de factores, que incluyen la longitud proyectada, la profundidad, la composición y la tasa de flujo del fluido transportado.

•Propiedades de los fluidos: Para tener siempre una buena circulación de los fluidos producidos a través los conductos marinos, se debe de tener pleno conocimiento las propiedades de los fluidos a través de análisis composicionales y pruebas PVT, además se deben contemplar simulaciones y análisis de flujo multifásico.

• Fluidos de perforación: Los lodos base aceite sintéticos y de baja toxicidad, en su mayor parte, se han convertido en los sistemas de elección para la mayoría de las operaciones de perforación en aguas profundas. Se han controlado y minimizado los efectos de la variación de la temperatura y la presión sobre la densidad y la reología de forma exitosa.

Se recomienda perforar con fluidos de emulsión inversa los cuales exhiben los mismos beneficios que los fluidos de perforación base aceite pero permiten una mejor limpieza. También se han desarrollado lodos de base sintética con reología plana, los cuales son menos sensibles a las variaciones de presión y temperatura.

• Muestro de fluidos.

Para optimizar el retorno de la inversión, los operadores deben identificar y manejar cualquier cambio que pudiera afectar los fluidos de yacimiento durante su desplazamiento por el sistema de producción hasta la instalación de procesamiento.

La mayoría de estos cambios no son intuitivos y sólo se reconocen a través del análisis de las muestras de fluidos de yacimiento y del modelado del comportamiento de los fluidos entre el yacimiento y la instalación de procesamiento.

Los especialistas en aseguramiento del flujo cuentan con un procedimiento multidisciplinario de muestreo, análisis y modelado de fluidos. La información derivada del análisis y el modelado del comportamiento de los fluidos sirve como base para el desarrollo de una estrategia de producción global.

El análisis de las muestras de fluidos de yacimiento es fundamental para la definición del comportamiento de fases y las propiedades físicas del petróleo, el gas y el agua producidos en un yacimiento. Más importante aún, este análisis permite identificar y caracterizar el comportamiento de fases de las ceras, los asfaltenos y los hidratos que se forman a partir de los fluidos del yacimiento con los cambios de temperatura y presión.

Otros componentes importantes de la corriente de producción serán revelados a través del análisis de muestras. Por ejemplo, algunos fluidos de yacimiento contienen trazas de corrosivos tales como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico o el mercurio; otros pueden contener elementos tales como el níquel o el vanadio que inhiben los catalizadores de refinación aguas abajo.

Las muestras extraídas representan un valor tomado en un punto del pozo, mientras que las muestras obtenidas durante una prueba de pozo representan un promedio a lo largo de un intervalo productivo. No obstante, las propiedades de los fluidos pueden variar a través de un campo petrolero o a través de un yacimiento. Toda vez que sea posible, se deben considerar muestras tomadas en múltiples profundidades o en múltiples pozos para identificar y cuantificar las variaciones. La comprensión de la magnitud y naturaleza de la variación composicional es importante para el diseño del sistema.

Estas muestras deben obtenerse en las primeras etapas de la vida productiva del campo petrolero, durante la fase de perforación o antes de que la producción agote el yacimiento por debajo de la presión de saturación.

La Figura 6.10 presenta un diagrama de fases en el cual se pueden observar los cambios de presión y temperatura que experimentarán las muestras de fluidos al ser extraídas de un yacimiento y llevadas a la superficie. El Punto A representa una muestra monofásica tomada en condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Al llegar a la superficie en un recipiente para muestras convencional, la reducción de temperatura y la subsiguiente caída de presión hacen que los asfaltenos se separen de la solución y los componentes más livianos se expandan en una fase gaseosa, en el Punto B.

Una muestra idéntica extraída con un tomador de muestras de fondo de pozo monofásico será presurizada hasta alcanzar el Punto C antes de ser llevada a la superficie. Bajo presión, esta muestra no cruza la envolvente de precipitación de asfaltenos antes de alcanzar la temperatura ambiente en el Punto D.

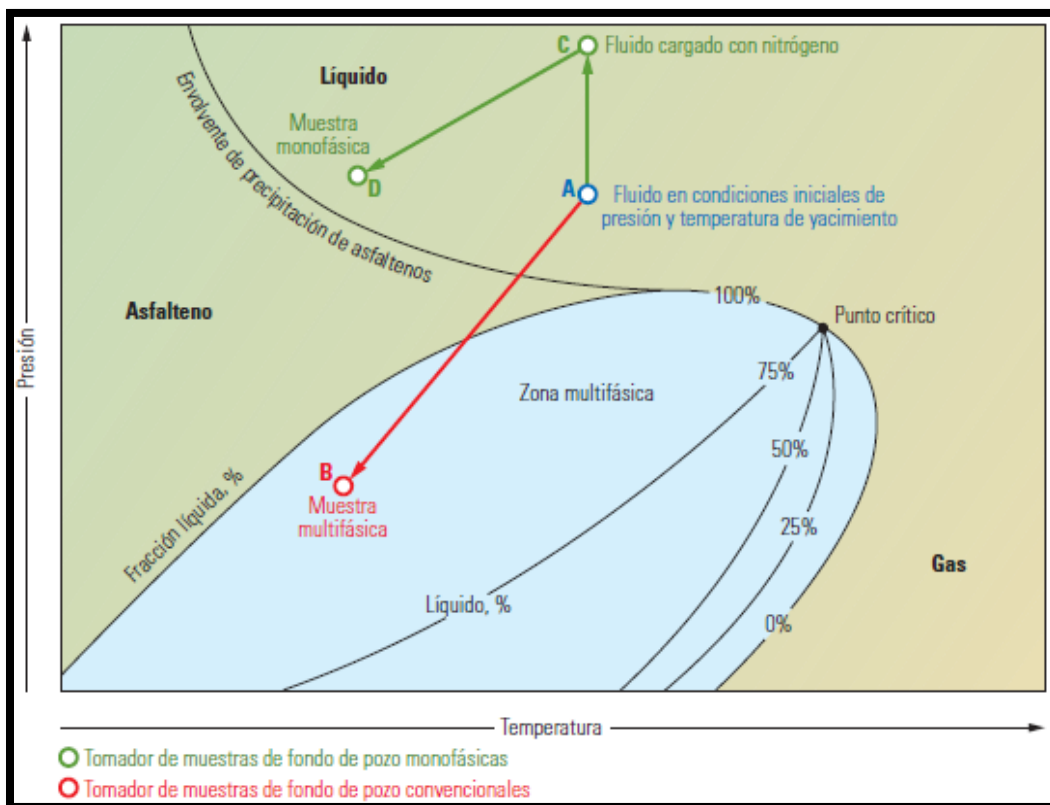


Figura 6.10 Muestreo de fluidos compensado por presión. ^[8]

6.2.8 Optimización de la hidráulica.

El control del gasto y de las velocidades de penetración es de vital importancia en la perforación de pozos en aguas profundas.

Contar con una clara imagen de las condiciones de presión y tener una idea del comportamiento hidráulico esperado en una amplia gama de escenarios posibles, ayuda a disminuir el número de incógnitas relacionadas con la operación.

El uso de software especializado para simulación permite tener buenas aproximaciones sobre las condiciones de control de la estrecha ventana de operación existente, entre la presión de poro y el gradiente de fractura, condición frecuente en aguas profundas.

Es posible obtener perfiles de presión en tiempo real durante la operación, mediante herramientas destinadas al monitoreo y análisis de la presión del pozo. Esta información complementa los datos de presión anular obtenidos durante la perforación y apoya el manejo de la misma, permitiendo ahorros derivados de un mayor avance en la rapidez de penetración y menores consumos de lodo.

Las versiones más recientes de software de control, proporcionan datos de presión anular aún cuando no existen herramientas en el pozo (como cuando se instalan las tuberías de revestimiento). Además ofrecen la ventaja de transmitir los datos en tiempo real, desde la localización hasta las oficinas enviándolos por comunicación satelital o internet, lo que facilita la actualización de la información para su análisis.

El proceso de optimización de perforación en aguas profundas, corresponde a la secuencia lógica de analizar los efectos e interacciones de las variables de perforación apoyándose en modelos matemáticos y análisis de información de actividades previas. Estas incluyen: Tipo de lodo, parámetros hidráulicos, tipo de barrena, peso sobre la misma, velocidad de penetración, registros de pozos vecinos, etc., Con el propósito de identificar cuáles son las variables y las mejores prácticas, que ofrecen la posibilidad de mejorar el proceso de perforación.

6.2.9 Hidratos de gas.

Definición.

Es un arreglo de moléculas de agua unidas mediante enlaces de hidrógeno que forman una estructura cristalina, creando cavidades o celdas individuales de geometría específica en cuyo interior se entrampan moléculas de gas.

También se denomina hidratos de metano, hidrato de clathrate o hidrometano. La Figura 6.11 se presenta la configuración de un hidrato de gas.

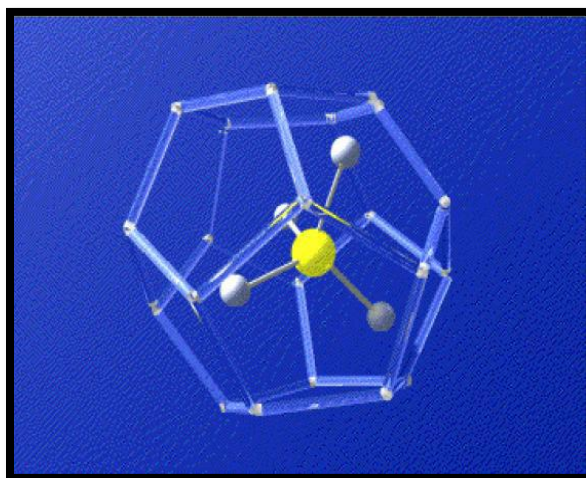


Figura 6.11 Molécula de un hidrato de gas. ^[41]

Formación.

Los hidratos se forman de manera natural bajo condiciones de presión elevada y temperatura baja ya sea en el lecho marino o por debajo del mismo, por lo que representan un peligro si se les atraviesa durante la perforación. En esas condiciones el agua es propensa a formar una estructura que atrapa al gas.

El proceso de formación de los hidratos ocurre en dos etapas, nucleación y crecimiento. La nucleación ocurre sobre un cristal inicial o “semilla” o sobre alguna imperfección del recipiente. El crecimiento de los cristales ocurre por la depositación ordenada del material en solución sobre la superficie inicial del cristal.

Otra forma en cómo se forman los hidratos de gas es mediante la reducción de la presión a condiciones normales de superficie, esto causa una reducción en la temperatura del gas. Esta reducción de temperatura puede causar la condensación del vapor de agua presente en el gas, lo que ocasiona una mezcla de gas y agua líquida que a su vez formaría un hidrato de gas.

Los gases que son propensos a formar hidratos de gas son: metano, etano, propano, butano, isopropano, 1,3 di-metil-ciclohexano, H₂S, CO₂, Argón, Xenón principalmente. Aquellas moléculas con diámetros menores a 3,8 Å y mayores a 7,5 Å no forman hidratos.

Los hidratos de gas usualmente adoptan la estructura cristalográfica cúbica del tipo I y II, y raras veces se observa la estructura hexagonal tipo H para el arreglo de las moléculas de agua, durante la formación de estos.

En la figura 6.12 se muestran las configuraciones tipo H y tipo I.

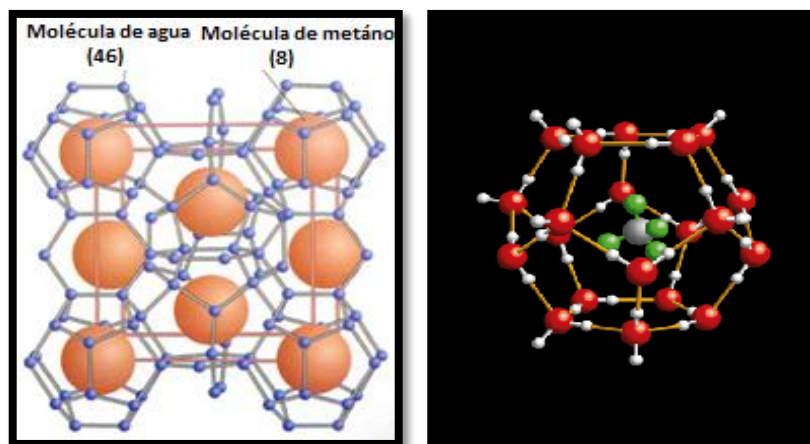


Figura 6.12 Estructuras más comunes de los hidratos de gas. Estructura tipo H (izq.), estructura tipo I (der.) ^[29]

La mayoría de los hidratos parecen estar confinados a los límites continentales donde el tirante de agua tiene una profundidad de más de 500 m, donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias los conviertan en metano. En aguas profundas su ubicación usual es de 100 a 500 m por debajo del lecho marino, sin embargo, en algunas regiones Permafrost los hidratos de gas se forman en zonas de menor profundidad debido a que la temperatura de la superficie es menor. La Figura 6.13 muestra como se relacionan la profundidad, la presión y la temperatura para la formación de los hidratos.

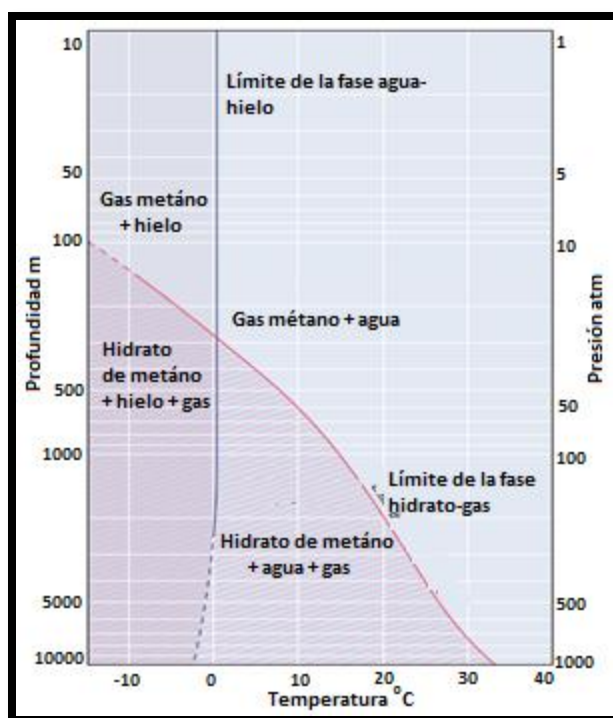


Figura 6.13 La combinación de metano y agua a bajas temperaturas y altas presiones, resulta en la formación de un sólido (parte rosa). Si se agrega NaCl, metanol o glicoles al agua, la curva rosa se recorre hacia la izquierda. Mientras que si se agrega H₂S, CO₂ u otros hidrocarburos la línea se desplaza a la derecha. ^[31]

Problemática.

Conforme las actividades de exploración-explotación se expanden a aguas cada vez más profundas, es necesario considerar el riesgo potencial de formación de hidratos de gas en las líneas de producción o en el equipo submarino.

Los hidratos son una preocupación para las compañías perforadoras ya que pueden ocasionar severos problemas, su formación durante las actividades de perforación o producción de un pozo en aguas profundas puede ocasionar obstrucciones en las líneas de circulación (estranguladores, líneas de producción y de perforación) en el pozo afectando la producción al punto de llegar a interrumpirla, interfiere con el funcionamiento del equipo submarino (preventores) comprometiendo el control y la seguridad de las operaciones, impide el uso de ciertas herramientas en la toma de registros durante la perforación, riesgos en la perforación y terminación e incluso pueden llegar a despresurizarse en forma violenta viajando a velocidades balísticas llegando a la superficie lesionando trabajadores y ocasionando la ruptura de ductos, desestabilizando las plataformas marinas y provocando catástrofes.

Un volumen cúbico de hidrato de gas se expandiría entre 150 y 180 veces su volumen a presión y temperatura estándar.

Los taponamientos por hidratos no se forman forzosamente durante la operación normal de la línea de flujo, las obstrucciones ocurren debido a operaciones anormales, tales como:

- 1.-La fase acuosa está poco inhibida como resultado de la falla en la inyección del inhibidor; la producción excesiva de agua o bien, falla en la deshidratación.
- 2.-Reinicio de operaciones después de un prolongado cierre de emergencia, debido a la falla del sistema o condiciones meteorológicas adversas tal como huracanes.
- 3.-Expansión brusca del gas a través de válvulas u otras restricciones al flujo, resultando en un enfriamiento a condiciones por debajo de las de inhibición.

Pero para que un hidrato de gas se despresurice o se desestabilice es necesario que ocurra un cambio ya sea en la temperatura (aumente) o en la presión (disminuya), este cambio de condiciones puede ser debido al calor liberado durante el fraguado del cemento lo que desestabilizaría a los hidratos; a la reducción del peso del lodo a valores muy bajos; la circulación de fluido caliente reduce la temperatura de los sedimentos ricos en hidratos provocando su desestabilización.

Georriesgos.

Representados por hidratos formados naturalmente, por debajo y sobre el lecho marino. Su disociación genera inestabilidad en los sedimentos depositados sobre las pendientes continentales. En el fondo del mar los hidratos actúan como cementantes que mantienen a los sedimentos unidos entre sí.

Si el hidrato se disocia ya sea porque se proceda a su extracción, porque aumenta la temperatura del agua o porque la presión disminuya provocando la desintegración de la unión entre gas y agua. Cualquiera de las causas anteriores producirá corrimientos de tierra en los fondos marinos que inevitablemente afectarían en la superficie. La Figura 6.14 resume los principales georriesgos presentes en aguas profundas.

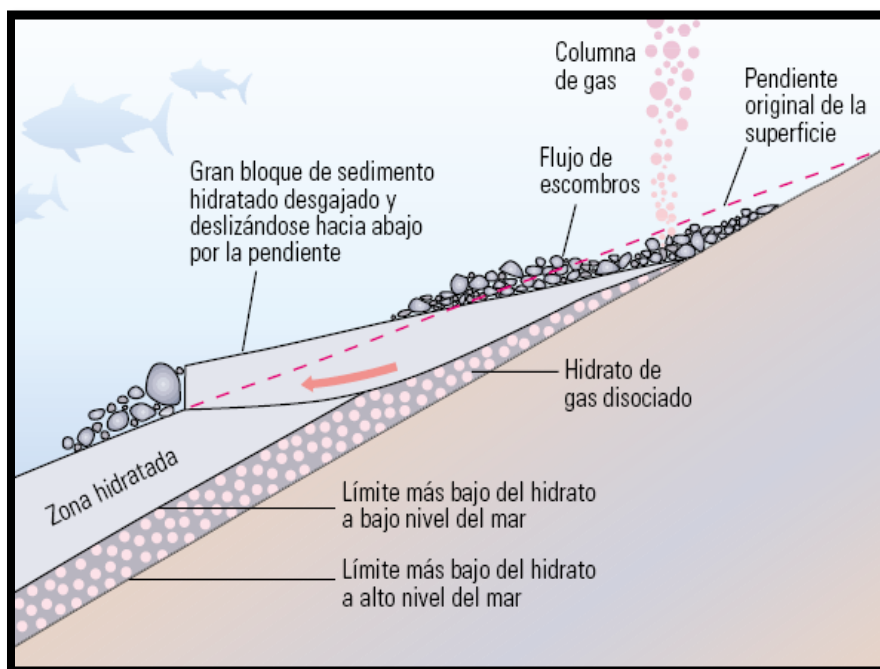


Figura 6.14 Georriesgos presentes en aguas profundas.

Prevención.

Para prevenir su formación, existen formulaciones que utilizan cortes de aceites especiales (C₁₀-C₁₈), para formular fluidos sintéticos de olefinas internas (IO) y alfa olefinas lineales (LAO) que en combinación con aditivos químicos (alcoholes, glicoles y polímeros) inhiben la formación de hidratos.

Las estrategias de alivio para prevenir y resolver el problema se clasifican en:

Métodos de inhibición termodinámica. Utilizan metanol y glicoles: MEG, DEG, TEG. Sin embargo, en muchos escenarios de producción en aguas profundas, la inhibición termodinámica puede ser poco económica e incluso está prohibida, debido a las altas concentraciones de inhibidor requeridas.

Métodos de inhibición cinética. Emplean aditivos para modificar el punto de inicio en la formación del hidrato y reducir la tendencia a la aglomeración. Interfieren con la formación del núcleo del hidrato reduciendo, retrasando o deteniendo el crecimiento de la estructura molecular en el seno de la fase acuosa.

Las variables más importantes de diseño, para determinar la cantidad necesaria de inhibidor para una operación son:

- La velocidad de producción de agua.
- La salinidad del agua de la formación.
- La composición de los hidrocarburos del yacimiento.
- La temperatura y presión del pozo.

La utilización de sales inorgánicas (NaCl, NaBr, CaBr₂) representa una alternativa de prevención, en ocasiones combinada con la utilización de glicoles. El comportamiento las sales inorgánicas sobre los hidratos de gas se muestra en la Figura 6.15.

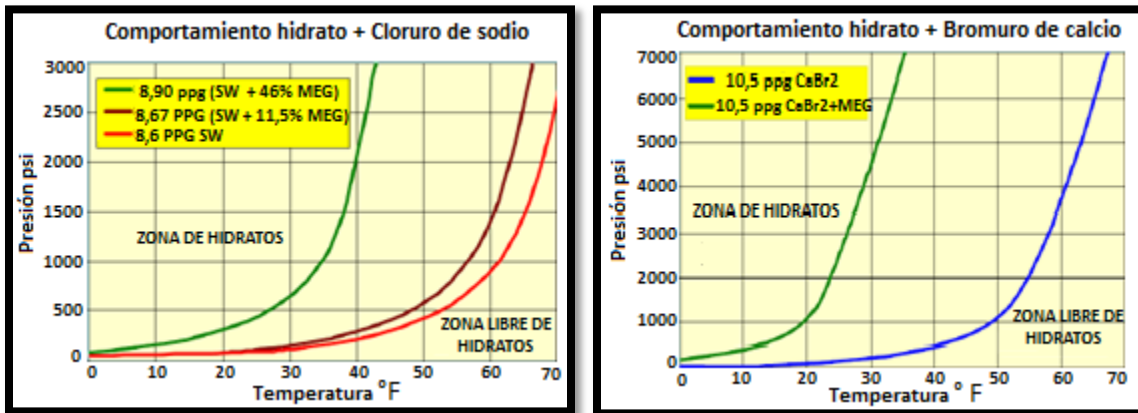


Figura 6.15 Curvas de estudio de hidratos de gas. ^[29]

La presencia de acumulaciones de hidratos de gas se identifica gracias a las reflexiones sísmicas, registros geofísicos, reportes diarios de pozos y mediciones de salinidad del agua, (Figura 6.16).

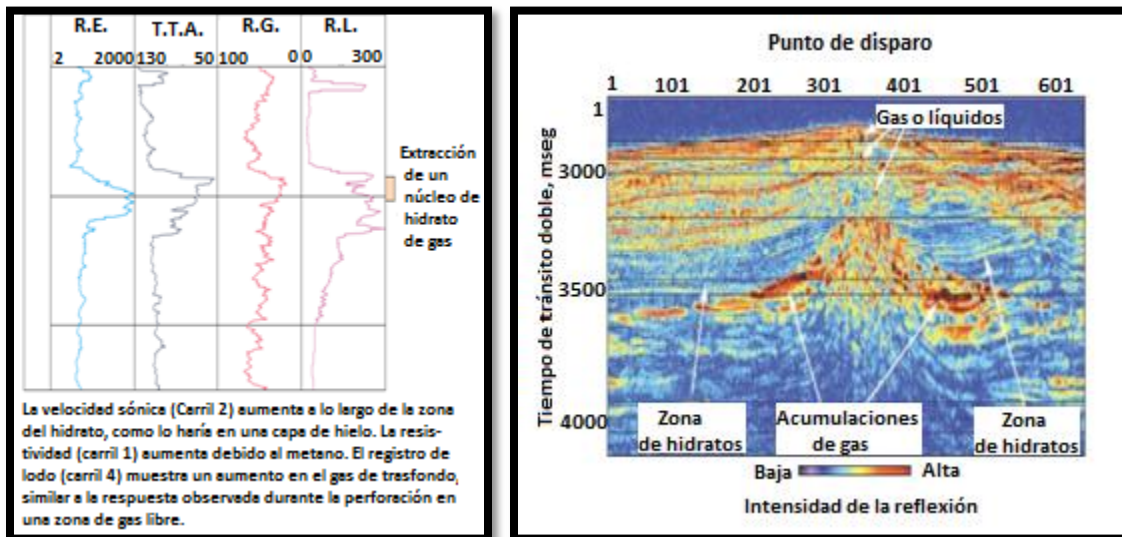


Figura 6.16 Estudio de la formación de los hidratos con registros geofísicos y análisis 2D. ^[29]

Otras alternativas de prevención de formación de hidratos son manteniendo la temperatura por encima del punto de formación, eliminando el agua lo mejor posible o una combinación de métodos termodinámicos y cinéticos.

Aplicaciones.

Por otra parte, los hidratos de gas también son considerados como una solución a la creciente demanda de energía. Los hidratos de metano constituyen una potencial fuente de energía, que cobra cada vez mayor importancia dado el progresivo agotamiento de los recursos energéticos del planeta. Se estima que existen reservas de metano en forma de hidratos de 13,000 Tm³ (tera = 1×10^{12}). Mientras que la capacidad existente en los yacimientos de metano se estima en 180 Tm³.

Asimismo, el volumen total de hidratos de metano representa aproximadamente el doble de la existencia de combustibles fósiles en el mundo.

Métodos de extracción de hidratos.

Existen tres métodos de extracción de gas natural GN de hidratos. Métodos que utilizan el proceso de disociación. La disociación consiste en una combinación de liberación de la presión y elevación de la temperatura, que hace que los cristales de hielo liberen las moléculas de gas natural que se encuentran en su interior.

Inyección térmica. Está técnica introduce calor en la formación para elevar la temperatura del material y estimular la disociación de los hidratos. La inyección de agua de mar templada, vapor o agua caliente en una capa submarina de hidratos liberan gas, que se puede extraer hacia la superficie, este se ilustra en la Figura 6.17.

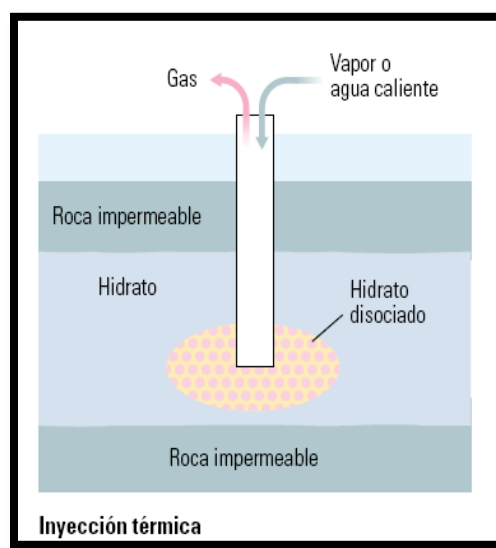


Figura 6.17 Método de inyección térmica.

Inyección de inhibidores. Cuando se inyectan ciertos alcoholes como el metanol y el etilenglicol en una capa de hidratos de gas (Figura 6.18), éstos actúan alterando la estabilidad del hidrato. Cambian las condiciones de presión y temperatura necesarias para su equilibrio lo que permite se disocien y se libere el metano.

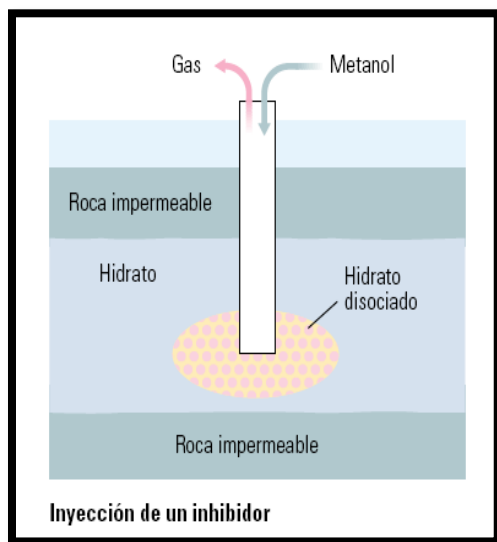


Figura 6.18 Método de inyección de inhibidores.

Despresurización. Algunas reservas de hidratos contienen zonas donde el gas natural GN ya se encuentra en estado libre. Si se perfora un pozo para extraer este gas, se provoca una reducción en la presión de la capa superior adyacente de hidratos de gas. Si esta reducción de presión es suficiente para producir la disociación, se libera el gas de la capa de hidratos y este se puede extraer al mismo tiempo.

6.2.10 Problemas ambientales.

En cualquier proyecto de perforación en aguas someras o profundas, los ingenieros deben lograr el equilibrio entre la minimización del impacto ambiental, la estabilidad del pozo y la óptima eficiencia de la perforación. Para lograr los objetivos anteriores, se debe de planear y evaluar con anticipación cada una de las actividades correspondientes a la perforación.

En el caso de la planificación ambiental, ésta se debe de realizar con mucho más rigor que cualquier otra actividad debido a que se corren riesgos graves como son la alteración o incluso pérdida del ecosistema marino.

A medida que aumentan el tirante de agua y la complejidad de los pozos, los operadores se esfuerzan por cumplir con las estrictas normas vigentes para el vertido de residuos, satisfaciendo al mismo tiempo las demandas en cuanto al desempeño de las operaciones de perforación. Hoy en día, los avances registrados en los fluidos de perforación y en las técnicas de manejo de recortes

están permitiendo que los operadores utilicen los sistemas de fluidos de perforación más eficientes, protegiendo al mismo tiempo el ambiente en forma efectiva de los residuos de perforación.

La combinación de una creciente concientización ambiental, ha dado lugar a nuevas y estrictas regularizaciones en materia de vertidos y de perforación. Por lo anterior la industria de los hidrocarburos ha desarrollado nuevas tecnologías en fluidos de perforación y manejo de residuos con objeto de fomentar el cuidado y la preservación del medio ambiente.

La industria ha dado respuesta a los crecientes problemas ambientales con un buen número de innovaciones para el control de los residuos de perforación, incluyendo la transferencia de recortes a tierra y la introducción de un nuevo barco costa afuera que cuenta con la tecnología de tanques de limpieza. Además existe centros base en la costa los cuales tratan y reciclan los fluidos de perforación. Otro punto importante es el desarrollo y aplicación de la tecnología de la reinyección de recortes (CRI).

Durante la década pasada, gran parte de la atención se centro en los fluidos de perforación sintéticos (SBM) utilizados en aguas profundas, debido a su bajo impacto ambiental, esto es, reducción de los riesgos de las fuentes de contaminación que se presentan al pasar el tiempo. En consecuencia, algunas compañías adoptaron estrictas políticas de cero descargas al mar de recortes contaminados, independientemente de la base del fluido.

6.2.11 Tratamiento de residuos.

Uno de los efectos colaterales desafortunados, de la búsqueda de hidrocarburos es la acumulación de recortes que se removieron para llegar al yacimiento. Hasta la década de 1980, poca era la atención brindada a la eliminación de los recortes y al exceso de los fluidos de perforación. Habitualmente, estos materiales se desechaban por la borda en las operaciones marinas o se sepultaban durante la perforación en las localizaciones terrestres. En las décadas de 1980 y 1990, la concientización ambiental global aumentó y la industria del petróleo, junto con sus reguladores, comenzaron a comprender y a apreciar el impacto ambiental potencial de los residuos de perforación.

En ciertas áreas, dependiendo de las regulaciones ambientales, los recortes revestidos con aceite o bases sintéticas minerales (SBM) se sepultan o se transforman en benignas para el medio ambiente, a través de procesos de biorremediación. No obstante, no todas las áreas se adecuan a estos tipos de métodos de manejo de residuos y se necesitan procesos más avanzados para proteger el medio ambiente durante la perforación.

Las técnicas que se utilizan hoy en día para minimizar el impacto ambiental contemplan el transporte de los recortes humedecidos con petróleo a tierra firme para su procesamiento, la ejecución de operaciones de perforación con lodos base agua en lugar de lodos base aceite, el

procesamiento de los recortes en áreas marinas y su eliminación a través de la inyección en el subsuelo.

Tecnología de inyección de recortes (CRI).

La inyección de recortes produce un impacto ambiental mínimo proporcionando al mismo tiempo una solución económicamente viable para la eliminación de recortes y residuos de perforación. En una operación de inyección de recortes y residuos, los recortes se mezclan con agua de mar, se procesan mediante trituración u otra acción mecánica para formar una lechada viscosa estable, se bombean en un pozo de eliminación de residuos o a través del espacio anular existente detrás de la tubería de revestimiento de un pozo activo y se introducen bajo presión a la formación. Este proceso crea una fractura hidráulica en la formación que servirá para contener la lechada, al final del programa de inyección, el pozo o el espacio anular se sellan con cemento, ver Figura 6.19.

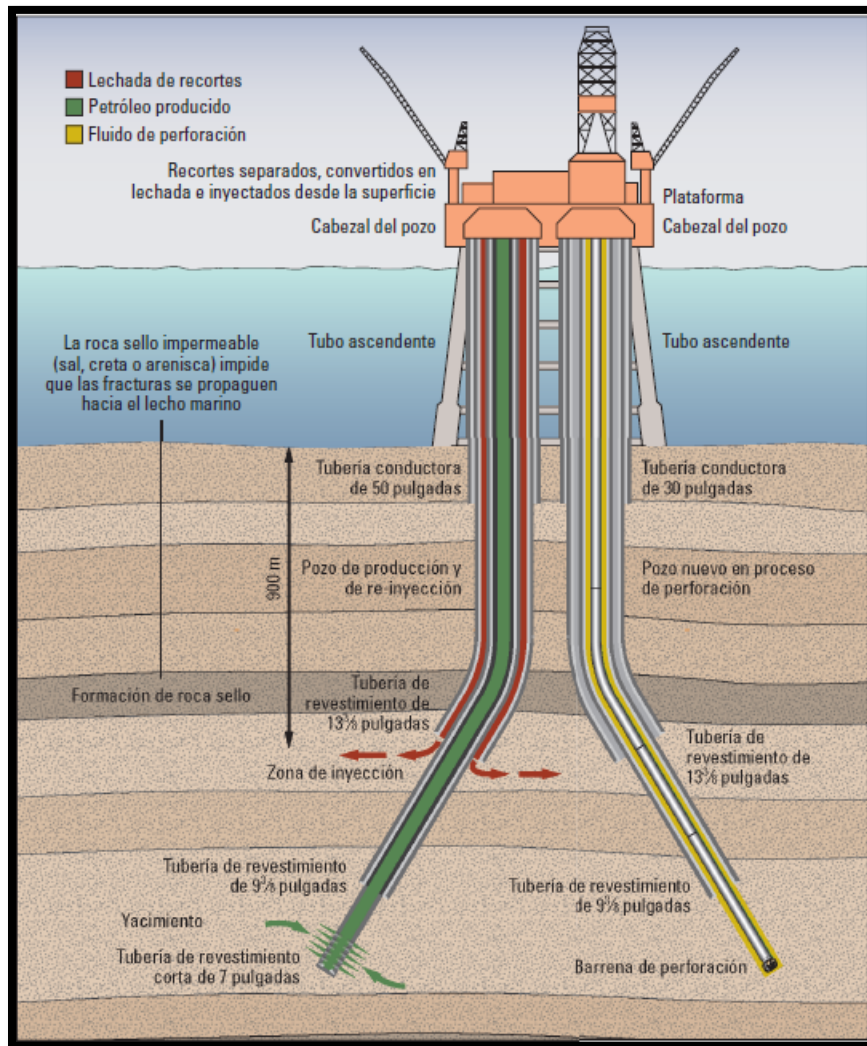


Figura 6.19 Filosofía de la inyección de los recortes. Si bien se dispone de varios métodos de colocación, en general los recortes y otros residuos de perforación se inyectan en yacimientos no productivos o agotados. Con mucha frecuencia, las zonas de inyección se encuentran ubicadas por encima del yacimiento productor, como se muestra en la figura. ^[50]

Las prácticas actuales, como el fracturamiento de formaciones subterráneas que ayuda a recuperar las reservas de difícil acceso, también proporciona un lugar de depósito adecuado para millones de toneladas de residuos de perforación.

Mediante el retorno de rocas y escombros extraídos del subsuelo a su lugar de origen, los ingenieros han dado un paso significativo en el cuidado del medio ambiente. Sin embargo, no siempre será necesario fracturar la formación, es por ello que se debe de aprovechar cada etapa de perforación para inyectar los recortes que genera dicha etapa, la Figura 6.20 ilustra este procedimiento.

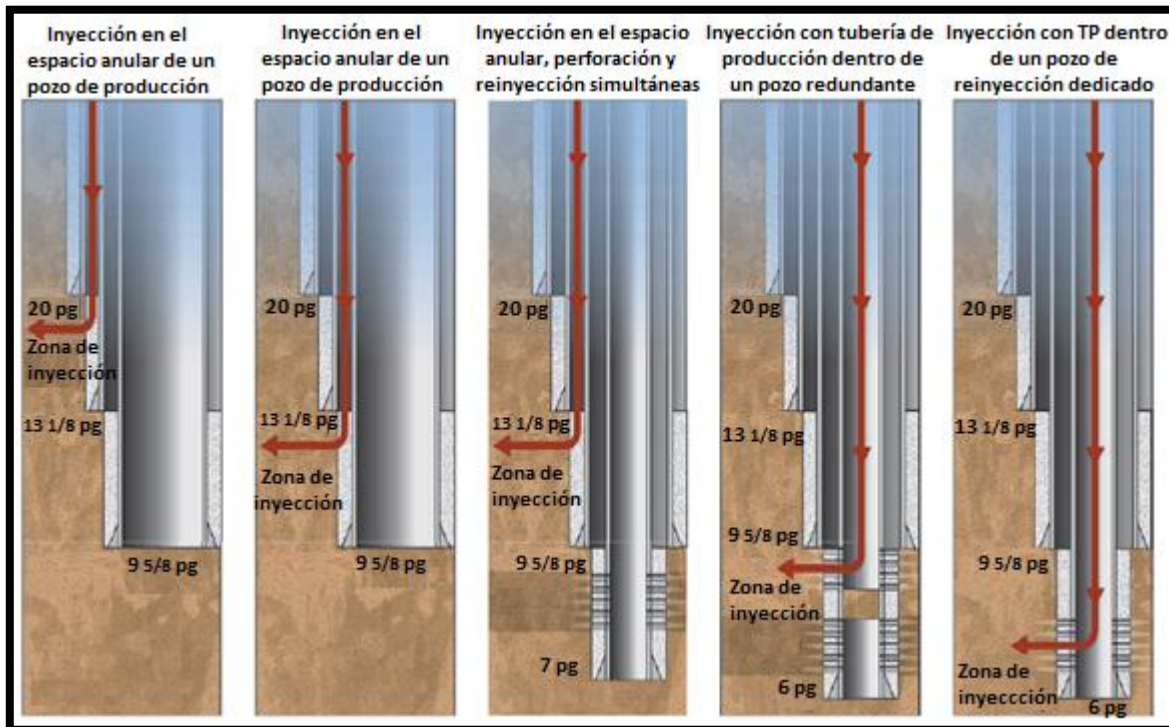


Figura 6.20 Filosofía de la inyección de los recortes. En esta imagen se muestra la inyección de recortes por el espacio anular en las diferentes etapas de perforación. En cada uno de estos ejemplos, los pozos fueron entubados, cementados y en ciertos casos disparados para facilitar la inyección de recortes y aislar otras partes del pozo del proceso de inyección.^[50]

En el año 2000, La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), a través del Sistema de Eliminación Nacional de Descargas Contaminantes, aprobó la descarga controlada de recortes humedecidos con fluidos de reología plana para el oeste del Golfo de México.

Las regulaciones en el mar del Norte son mucho más estrictas, en este caso, los recortes deben de ser llevados a la costa para tratamiento y eliminación o deben ser re-inyectados. Por otra parte, América del Sur, África Occidental y el Lejano Oriente, en la actualidad permiten la descarga controlada, pero los recortes deben de cumplir con los criterios de biodegradación y toxicidad.

6.2.12 Fluidos de perforación y terminación.

Con el advenimiento de la era de la perforación direccional a finales de 1980, los lodos base aceite (OBM, por sus siglas en inglés), demostraron poseer una capacidad superior para reducir la fricción entre la columna de perforación y la formación. El esfuerzo de torsión y de arrastre se redujo significativamente con respecto a los niveles observados comúnmente con la utilización de los fluidos base agua, lo que permitió a los perforadores llegar a mayores distancias y perforar trayectorias más tortuosas.

Además, la calidad inhibidora de los OBM ayudó a los perforadores a reducir el riesgo de falla del pozo, asociado con la perforación de pozos horizontales largos.

Un OBM debe su calidad inhibidora a su naturaleza mojable al petróleo; el contacto del agua con las arcillas de formación se elimina en un ambiente humedecido con petróleo. En consecuencia, las formaciones perforadas con fluidos de perforación a base de aceite tienden a experimentar menos dispersión química que las perforadas con lodos a base de agua. Igualmente importante es el hecho de que esta calidad inhibidora minimiza la disolución de los recortes, conforme se transportan desde la barrena hasta la superficie.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, en las décadas de 1980 y 1990, la concientización ambiental global aumentó y las regulaciones de los países cambiaron, prohibiendo la descarga de los recortes humedecidos con petróleo y de lodo a base de aceite residual.

El aumento del número de pozos en aguas profundas ha generado la entrada de un modelo de desarrollo que permitirá el perfeccionamiento del diseño de los fluidos de perforación y terminación con el fin de ofrecer los mínimos daños al yacimiento y al medio ambiente.

Una forma de lograr lo anterior es perforando con fluidos de emulsión inversa los cuales exhiben los mismos beneficios que los fluidos de perforación base aceite pero permiten una mejor limpieza equivalente a usar fluidos de perforación base agua. Los lodos a base de sintéticos (SBM), son menos tóxicos y tienen un mayor grado de biodegradación, estas características han reemplazado a los lodos a base de aceite diesel y a base de aceite mineral.

Aunado a lo anterior, los avances de ingeniería, respecto a nuevos desarrollos con propiedades reológicas mejoradas y la introducción de materiales de tamaño micronizado y de modelos computacionales han tenido mayor impacto en la perspectiva de los fluidos, contribuyendo significativamente en una mejora en la limpieza del pozo. Los agentes de densificantes micronizados han aportado avances en las aplicaciones en aguas profundas.

Por su parte, los fluidos de terminación tienen como objetivo reducir el potencial de daño al yacimiento y maximizar el volumen de aceite y gas que pueda extraerse del pozo, deben de resistir además los efectos de la presión y la temperatura. Los fluidos de terminación son empleados para limpiar la zona en donde se pretende disparar y además se utilizan para las siguientes tareas.

- Control del pozo.
- Conformar el agujero.
- Molienda.
- Empacamiento con grava.
- Trazado y desplazamiento de fluidos de control.

En la actualidad se utilizan fluidos de terminación con reología plana, los cuales han demostrado que son menos sensibles a variaciones de presión y temperatura. Las bajas temperaturas en aguas profundas, aumenta exponencialmente la viscosidad de los fluidos de terminación convencionales lo que aumenta la densidad equivalente de circulación (ECD) agravando la probabilidad de que ocurra pérdida de circulación. El objetivo de la reología plana es proporcionar un equilibrio entre una baja ECD, una adecuada limpieza del pozo y una buena suspensión de barita.

Por lo anterior, la selección y utilización adecuada del fluido de terminación es esencial para maximizar la productividad del yacimiento. En general, la mayoría de los fluidos de terminación se obtienen a partir de: sales solubles en agua y de formiatos.

6.2.13 Logística.

Los problemas de logística suelen ser uno de los retos a resolver en el ambiente de aguas profundas y ultra-profundas, donde la logística de los fluidos es un elemento clave. La planificación de los enormes volúmenes de lodo necesarios junto con los equipos adecuados de perforación, constituyen una de las bases para el éxito de las operaciones en aguas profundas. La logística debe incluir el tiempo que tarda transportar el lodo de perforación de la plata de lodos a la plataforma.

Puesto que los fluidos y otros materiales deben estar disponibles en sitio cuando sean necesarios, así como contar con los servicios y poseer la capacidad para manejar grandes cantidades de líquidos y materiales secos, (todos los líquidos, sólidos y otros materiales deben de estar disponibles, transportarse y distribuirse a las plataformas adecuadamente). Los sistemas flotantes de perforación deben de tener la capacidad para almacenar y acceder a los materiales cuando sea necesario.

Por lo tanto, el movimiento del material debe ser cuidadosamente planeado y coordinado. La logística debe basarse en el programa de perforación, desde la planificación de los requerimientos logísticos de la operación de perforación.

Obviamente, la escala de las plataformas y buques utilizados en las operaciones en aguas profundas son totalmente distintos a sus similares en aguas someras. Debido al volumen del lodo requerido, la mayoría de los operadores han adoptado que un equipo de perforación en aguas profundas debe de tener la capacidad de almacenamiento para un mínimo de 5,000 sacos de barita para aumentar la densidad del sistema 1,0 lb/gal en caso de emergencia. Además los

buques de perforación de nueva generación también han sido diseñados para manejar 6,000 barriles de lodo.

Las embarcaciones de servicio a plataformas en aguas profundas deben de tener una capacidad del líquido de 3,000 barriles, sin embargo, algunos desplazamientos pueden requerir volúmenes mayores. Idealmente el buque de apoyo también deberá tener la capacidad de bombear 1,000 sacos de material en una hora sobre la plataforma y contar con bombas de gran descarga de lodos y otros líquidos.

Aunado a lo anterior, en la actualidad se utilizan estaciones costa afuera de gran apoyo para el suministro de fluidos de perforación, productos químicos y materiales de construcción.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.

- Más de la mitad de los descubrimientos efectuados durante los últimos diez años corresponden a yacimientos costa afuera, aportando los campos en aguas profundas y ultra-profundas el 41 % de las nuevas reservas. Tan solo en los últimos cinco años se han efectuado hallazgos de campos gigantes con reservas de aproximadamente 41 mil MMB en aguas profundas de Brasil, Estados Unidos, Angola, Australia, India, Nigeria, Ghana y Malasia.
- La explotación de hidrocarburos costa afuera representa un tercio de la producción mundial, y se estima que esta tendencia se incrementará al continuar con la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas localizados en aguas profundas y ultra-profundas. Tan solo en México, sabemos que el 83 por ciento de nuestras reservas de crudo y 33 por ciento de gas, de la explotación actual, están en el mar.
- En nuestro país, la porción profunda de la Cuenca del Golfo de México, se ubica en tirantes de agua superiores a los 500 metros, y se encuentra conformada por una extensión de alrededor de 575 mil kilómetros cuadrados. Con base en la información hasta ahora adquirida, se han identificado nueve provincias geológicas: Delta del Río Bravo, Franja de Sal Alóctona, Cinturón Plegado Perdido, Franja Distensiva, Cordilleras Mexicanas, Salina del Golfo Profundo, Escarpe de Campeche, Cañón de Veracruz y Planicie Abisal. Las provincias anteriores se encuentran distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.
- De acuerdo con estudios geológicos y geofísicos llevados a cabo por Petróleos Mexicanos en aguas profundas, a la fecha, se estima que México cuenta con 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) de recursos prospectivos al primero de enero de 2012, de los cuales 55 por ciento se encuentra localizado en la cuenca del Golfo de México Profundo, es decir, cerca de 30 mil millones de barriles de crudo equivalente.
- La actividad exploratoria de PEMEX en el Golfo de México ha permitido iniciar la evaluación directa de las siguientes provincias geológicas: a) en el Cinturón Plegado Catemaco y al Sur de las Cordilleras Mexicanas, en el área de Holok-Lipax, se descubrió una provincia gasífera con recursos prospectivos en un rango de 5 a 15 MMMMpc de gas; y b) en el área Nox-Hux se identificó la presencia de yacimientos de aceite pesado y extra pesado, que representan la continuidad de los trenes de producción de Cantarell y Ku-Malooop-Zaap.
- Hasta ahora se han identificado 8,513 MMMbpce en la cuenca profunda de los cuales un 93,7 % es crudo ligero con 135 oportunidades exploratorias, el resto está compuesto de gas seco (4,73 %) y crudo pesado (1,59 %).
- En México se estima un incremento anual de la demanda de energía en 3,4 % promedio para el periodo 2012-2026, sin embargo, la mayoría de los yacimientos del país se encuentran en etapa de declinación; para satisfacer dicha demanda, se necesita del aporte de los hidrocarburos provenientes de aguas profundas el cual debe de acompañarse por una ampliación de la red de infraestructura.

- La operación de los campos localizados en aguas profundas en nuestro país, es actualmente uno de los retos técnicos y económicos más importantes debido al riesgo y complejidad de estos campos. El desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías permitirá incrementar su factor de recuperación.

Recomendaciones.

- La situación actual en aguas profundas en la parte estadounidense del Golfo de México está muy desarrollada, Estados Unidos tiene a las 30 principales compañías petroleras perforando en su mar territorial, a la fecha han descubierto más de 190 campos, de los cuales cerca de 150 están en etapa de explotación. Además no sólo tiene una gran cantidad de pozos sino que instalaron la red de ductos submarinos más importante del planeta. Por su parte Cuba, inicio actividades de exploración para determinar el potencial de petróleo y gas en su zona exclusiva del Golfo de México profundo, mediante la adquisición de sísmica 3-D. Los resultados calcularon reservas por 20 mil millones de barriles. En este año Cuba pasará a la fase de perforación. Por lo anterior es de vital importancia que Petróleos Mexicanos continúe realizando trabajos de exploración en las cuencas del Golfo de México Profundo, con el objetivo de caracterizar a mayor detalle los recursos prospectivos del país y así disminuir el riesgo de inversión logrando una perforación confiable.
- Es necesario contar a corto plazo con la tecnología para explotar, producir, transportar, manejar, acondicionar y procesar crudos provenientes de aguas profundas, con el propósito de maximizar la rentabilidad de los proyectos de inversión en esta área. Por lo anterior, Petróleos Mexicanos debe destinar considerables recursos para la adquisición de infraestructura y equipos de la más alta tecnología que permitan la explotación eficiente, controlada y segura de los recursos petroleros con los que cuenta en el Golfo de México Profundo.
- Se necesitan establecer estrategias basadas en convenios de cooperación que permitan la formación de recurso humano y el acceso a tecnología y a las mejores prácticas utilizadas para la explotación de campos petroleros localizados en Aguas Profundas.
- Es necesario la formación de más personal capacitado en esta área, debido a que a la fecha únicamente se cuenta con 45 personas que cuentan con formación en las diferentes áreas técnicas de aguas profundas; además se necesitan crear nuevos institutos especializados en la investigación de las Cuencas del Golfo de México Profundo.

Terminología

BOP - Blow Out Preventor (Preventor de reventones).
bpce - barriles de petróleo crudo equivalente.
Bpd - barriles por día.
CIU - Chemical Injection Unit (Unidad de Inyección Química).
CRI - Tecnología de Reinyección de recortes.
DEG - Di-etinéglicol.
EBM - Ecuación de Balance de Materia.
ECD - Equivalence Circulation Density (Densidad Equivalente de Circulación).
EDU - Electrical Distribution Unit (Unidad de Distribución Eléctrica).
EFL - Electric Flying Leds (Flying Led Eléctrico).
EPU - Electrical Power Unit (Unidad de Potencia Eléctrica).
ESP - Electrical Sumergible Pump (Bombeo Eléctrico Sumergible).
FP - Floating Production (Unidad Flotante de Producción).
FPSO - Floating Production Storage and Offloading (Unidad Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga).
GPS - Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global).
HCP - Hydraulic Chemical Jumper (Puente Químico Hidráulico).
HPU - Hydraulic Power Unit Unidad de Potencia Hidráulica.
IO - Olefinas Internas.
LAO - Alfa Olefinas Internas.
LMRP - Lower Marine Riser Package (Conector del BOP con el Riser).
Mb - Miles de barriles.
MMb - Millones de barriles.
MMMb - Miles de millones de barriles.
MMMbpce - Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
MCS - Master Control Station (Estación de Control Maestra).
MEG - Mono-Etilén-Glicol.
Mini-TLP - Mini-Tension Leg Platform (Mini-Plataforma de Piernas Tensionadas).
PCT - Temperatura Crizalina Presurizada.
PLEM - Pipeline End Manifold (Tubería Final del Manifold).
PLET - Pipeline End Termination (Tubería Final de Terminación).
PRC - Conector Inferior del Riser.
PVDF - (Fluoruro de polivinilideno).
ROV - Remotely Operated Vehicle (Vehículo Operado con Control Remoto).
RRS - (Sistemas Rotativos Direccionales).
SBM - Syntetic base mud (Lodo Base Aceite Sintético).
SC - Esfuerzo circunferencial.

SCM - Subsea Control Module (Módulo de Control Submarino).
SCR - Steel Catenary Riser (Catenaria vertical de acero).
SCU - Subsea Control Unit (Unidad de Control Submarina).
SDU - Subsea Distribution Unit (Unidad de Distribución Submarina).
SEM - Subsea Electric Module (Módulo Eléctrico Submarino).
SL - Esfuerzo Longitudinal.
SMC - Subsea Module Control (Módulo Submarino de Control).
SRM - Subsea Riser Control (Control Submarino del Riser).
SS - Subsea Satellite (Plataforma Semi-sumergible).
SUTA -Subsea Umbilical Termination Assembly (Ensamble Submarino de Terminación de Umbilical).
TCT – Temperatura de Cristalización Verdadera.
TEG - Tri-Etilén-Glicol.
TLP - Tension Leg Platform (Plataforma de Piernas Tensionadas).
TSJ - Tension Strait Joint (Unión Estrecha de Tensión).
TTR - Top Tensioned Riser (Tensionador Hidroneumático del Riser).
UTA - Umbilical Termination Assembly (Ensamble de Terminación del Umbilical).
UTH - Umbilical Termination Head (Cabeza de Terminación del Umbilical).
UPS - Unit Power Supply (Suministro de Energía Interrumpida).
VIV - Vibration Induced Vortex (Vibración Inducido por Vorticidad).
WCP - Wellhead Control Panel (Panel de Control de la Cabeza del Pozo).

Bibliografía

- [1] Abbas, R., Jarouj, H., Dole, S., Effendhy, Junaidi, H., El-Hassan, H., Francis, L., Hornsby, L., McCraith, S., Shuttleworth, N., Van der Plas, K., Messier, E., Munk, T., Nødland, N., Svendsen, R. K., Therond, E., Taoutaou, S., 2004. ***“Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación”***, Oilfield Review.
- [2] Acosta Pérez, D., 2003. ***“Estado de Arte de la Tecnología de desarrollo de campos de Aguas Profundas”***, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN.
- [3] Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., Kabir, S., Jamaluddin, A., G. Marshall, A., P. Rodgers, R., C. Mullins, O., Solbakken, T., 2007. ***“Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”***, Oilfield Review.
- [4] Alary, V., Marchais, F., Palermo, T., 2000. ***“Subsea Water Separation and Injection: A solution for Hydrates”***, Offshore Technology Conference, Conference Paper, OTC 12017.
- [5] Aldred, W., Belaskie, J., Isangulov, R., Crockett, B., Edmondson, B., Florence, F., Srinivasan, S., 2005. ***“Una nueva forma de perforar”***, Oilfield Review.
- [6] Ali, S., Bowman, M., R. Luyser, M., Patel, A., Svoboda, C., McCarty, R. A., Pearl, B., 2004/2005. ***“Fluidos de perforación de emulsión reversible para un mejor desempeño del pozo”***, Oilfield Review.
- [7] American Petroleum Institute, 2001. ***“API, RP 2FPS, Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems”***, API Publishing Services, First Edition.
- [8] Amin, A., Riding, M., Shepler, R., Smedstad, E., Ratulowski, J., 2005. ***“Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”***, Oilfield Review.
- [9] Andersen, A., Sivertsen, A., 2001. ***“Downhole Blowout Preventer”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE 71370.
- [10] Assayag, M., 2002. ***“El PROCAP 3000 y la tecnología de producción en aguas profundas”***, Artículo Revista Petrotecnia, Año XLIII, No. 3 Junio, Instituto Argentino Del Petróleo Y Del Gas.
- [11] Bailey W., Couët, B., Lamb, F., Simpson, G., Rose, P., 2001. ***“Riesgos medidos”***, Oilfield Review.
- [12] Baker, J. W., Gómez, R. K., 1987. ***“Formation of Hydrates During Deepwater Drilling Operations”***, International Association of Drilling Contractors, SPE/IADC 16130.
- [13] Barbosa Cano, F., 2008. ***“Situación de los Campos Petroleros en Aguas Profundas”***, Artículo de la Revista Problemas del Desarrollo, Vol. 39, No. 155 Octubre-Diciembre.

- [14] Barbosa, F., Domínguez, N., 2006. ***“Situación de las reservas y el potencial petrolero de México”***, Revista Economía UNAM, Vol. 3, No. 7.
- [15] Barbosa, F., Domínguez, N., 2008. ***“Situación actual de Pemex en las aguas profundas del golfo de México”***, Revista Economía UNAM, Vol. 5, No. 15.
- [16] Barranco Cicilia, F., 2009. ***“Sistemas Flotantes de Producción”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.
- [17] Barranco Cicilia, F. 2012. ***“Sistemas Flotantes para la Producción de Petróleo en Aguas Profundas Mexicanas”***, Academia de Ingeniería.
- [18] Barreda, A., 2007. ***“Las Exploración Petrolera en las Aguas Profundas del Golfo de México”***, Frente de Trabajadores de la Energía de México.
- [19] Betancourt, S., Davies, T., Kennedy, R., Dong, C., Elshahawi, H., C. Mullins, O., Nighswander, J., O’Keefe, M., 2007/2008. ***“Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos”***, Oilfield Review.
- [20] Blanco Galán, J., 2009. ***“Perforación de Pozos en Aguas profundas”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.
- [21] Bloys B., Davis, N., Smolen, B., Bailey, L., Houwen, O., Reid, P., Sherwood, J., Fraser L., Hodder, M., 1994. ***“Designing and Managing Drilling Fluid”***, Oilfield Review.
- [22] Brandt, H., Isaksen, S., Norske Veritas, D., Helle Friedemann, S., 2009. ***“Deepwater Developments: Successful Application of New Technology”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE 125048.
- [23] Bratton, T., Stephen, E., Fuller, J., Murphy, L., Harrold, T., Holt, J., Lechner, J., Nicholson, H., Standifird, W., Wright, B., 2001. ***“Prevención de problemas durante la perforación”***, Oilfield Review.
- [24] Brewer, T., Endo, T., Kamata, M., Jeffrey Fox, P., Goldberg, D., Myers, G., Kawamura, Y., Kuramoto, S., Kittredge, S., Mrozewski, S., Rack, F. R., 2005. ***“Perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos: Revelación de los secretos de la Tierra”***, Oilfield Review.
- [25] Bluston, H. S., 1979. ***“Deep Water Oil Production Methods: A Survey of Currently Available Techniques”***, Energy Consultancy, Great Britain.
- [26] Caicoya Ferreiro, M., Alza Castillo, B., Couñago Lorenzo, B., 2011. ***“Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar”***, 50º Congreso de Ingeniería Naval e Industria Marítima, Cádiz.

- [27] Carré, G., Pradié, E., Christie, A., Delabroy, L., Greeson, B., Watson, G., Fett, D., Piedras, J., Jenkins, R., Schmidt, D., Kolstad, E., Stimatz, G., Taylor, G., 2002/2003. **“High Expectations from Deepwater Wells”**, Oilfield Review.
- [28] Caulfield, I., Dyer, S., Hilsman, Y. G., Dufrene, K., F. García, J., Healy Jr., J. C., Maharaj, M., Powers, J., Staderoli, D., Stracke, M., Webb, T., 2007. **“Manejo de proyectos de terminación de pozos marinos”**, Oilfield Review.
- [29] Cecopieri Gómez, M. L., 2008. **“Hidratos de Gas y su Prevención en la Perforación de Pozos”**, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas.
- [30] Cecopieri Gómez, M. L., 2009. **“Evolución de los equipos de Perforación”**, Presentación del Curso de Fluidos de Perforación en Aguas Profundas, FI UNAM.
- [31] Cecopieri Gómez, M. L., 2010. **“Aspectos Generales Sobre Pérdidas de Circulación en la Perforación de Pozos en Aguas Profundas”**, Notas del Curso de Fluidos de Perforación en Aguas Profundas, FI UNAM.
- [32] Chawathe, A., Ozdogan, U., Sullivan Glaser, K., Jalali, Y., Riding, M., 2010. “Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas”, Oilfield Review, Vol. 21, No. 1.
- [33] Christie, A., Kishino, A., Cromb, J., Hensley, R., Kent, E., McBeath, B., Stewart, H., Vidal, A., Koot, L., 1999/2000. **“Subsea Solutions”**, Oilfield Review.
- [34] Cinco Ley, H., 2008. **“Situación Actual y Futura de la Tecnología en la Industria de Hidrocarburos”**, Presentación del Seminario de Aportaciones al debate sobre la Reforma Energética: los hidrocarburos, Academia Mexicana de Ingeniería.
- [35] Coopersmith, E., Dean, G., McVean, J., Storaune, E., 200/2001. **“Making Decisions in the Oil and Gas Industry”**, Oilfield Review.
- [36] Copercini, P., Soliman, F., El Gamal, M., Longstreet, W., Rodd, J., Sarssam, M., McCourt I., Persad, B., Williams, M., 2005. **“Mayor potencia para continuar la perforación”**, Oilfield Review.
- [37] Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., King, G., 1999. **“La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención”**, Oilfield Review.
- [38] Cruz Flores, I., 2000. **“Optimización del Flujo Multifásico en Riser’s en aguas profundas”**, IPN, México DF.
- [39] Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., Mendonça, J., E., Theuveny, B., Vise, C., 2000. **“Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review.

[40] Del Río Hernández, J. A., 2009. ***“Sistemas Submarinos”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.

[41] Devold, H., 2009. ***“Oil and gas production handbook, An introduction to oil and gas production”***, ABB Oil and Gas.

[42] Díaz, J. L., Fornasier, F., Ojeda, A., Blanco, J., Atencio, N., Foramer, P., Giral, L., Beltran, J. C., 2004. ***“Métodos de Evaluación y Selección de Fluidos de Perforación y Prácticas Operacionales para Pozos Cretácicos de Clasificación Bajo Balance IADC 5 en el Lago de Maracaibo”***, V Seminario Internacional de Fluidos de Perforación, Completación y Cementación de Pozos (SEFLU CEMPO), Isla de Margarita.

[43] E. Montgomery, M., P. Leach, C, 1999. ***“Drilling Well Control Practices and Equipment Considerations for Deepwater Operations Plans”***, Offshore Technology Conference, Conference Paper, OTC 10895.

[44] Embrey, M., Larke, J., 2010. ***“Paraffin-Plug Remediation in Deep Water Wells via Capillary Tubing: A Cost Effective Alternative”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE 135136.

[45] Escalera Alcocer J. A., 2010. ***“Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México”***, Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad: Ingeniería Geológica.

[46] Eyles, T., 2011. ***“Single/Dual Barrier HP Drilling Risers”***, 2H Offshore, Riser & Conductor Engineering , Acteon HPHT Subsea Community Breakfast Meeting.

[47] FMC Technologies, 2008. ***“Subsea Drilling Systems”***.

[48] Fuentes Escobar, J.B., Pina Espinoza, G., 1999. ***“Metodología para el diseño básico de una plataforma semisumergible para la explotación de petróleo en AP de la bahía de Campeche”***, UTM.

[49] García Esparza Tapia, N., Mendoza Ruiz, J., Roca Ramisa, L., Mengual, J. F., Sosa Cerón, A., 2004. ***“Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México”***, Oilfield Review.

[50] Geehan, T., Gilmour, A., Guo, Q., 2007. ***“Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación”***, Oilfield Review.

[51] General Electric Oil & Gas, 2009. ***“Drilling Systems reliable to the extremes”***, General Electric Company, Drilling & Production.

[52] Gilyard, D., B. Brookbank, E., 2010. ***“The Development of Subsea Boosting Capabilities for Deepwater Perdido and BC-10 Assets”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE 134393.

[53] Greenpeace, 2010. ***“Exploración en aguas profundas del Golfo de México”***, Hoja Informativa.

- [54] Halliburton, 2005. ***“Perforation Solutions”***.
- [55] Hernández Cortés E., 2001. ***“Análisis comparativo de la explotación de campos en aguas profundas con ‘TIP’ y ‘Boya Spar’”***, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN.
- [56] Hirschfeldt, M., Iglesias, S., 2008. ***“El offshore en el mundo: aspectos técnicos y estadísticas de la industria”***, Primer foro Offshore del Golfo San Jorge.
- [57] Holand, P., 2001. ***“Rentability of deepwater subsea blowout preventer”***, SPE Drilling & Completion.
- [58] Howells, H., Hatton A. S., 1995. ***“Riser Selection for Deep Water Floating Production System”***, The Deepwater Pipeline Technology Congress, Paris.
- [59] Instituto Mexicano del Petróleo, 2011. ***“Visión Estratégica de Investigación y Desarrollo para Afrontar los Retos Tecnológicos de Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas”***, Presentación XI Congreso Anual de la AMEE, III Congreso Anual de Asociaciones Conjuntas AMEE, WEC MEX, AME y AMGN, Acapulco.
- [60] Issamu Tsukada, R., 2009. ***“Comportamiento Dinâmico de Riser Rígido em Catenária Devido à Vibração Induzida por Vórtices em Águas Profundas”***, Tese, Universidade Estadual De Campinas, Faculdade De Engenharia Mecânica E Instituto De Geociências, Brasil.
- [61] J. Armstrong, L., Puz, G., Jean, P., 2003. ***“Deepwater Development Environmental Issues and Challenges”***, HSE Horizons.
- [62] J. Conser, R., M. Bass, R., G. Grecco, M., Chryssostomidis, C., Longbottom, J., Danenberger, E. P., E. Sandström, R., Garcia, C. C., Tranter, P., 2007. ***“Deepwater”***, Working Document of the National Petroleum Council (NPC) Global Oil & Gas Study, Topic Paper #20.
- [63] Journal of Petroleum Technology (JPT), 1999. Official Publication of the Society of Petroleum Engineers, Vol. 51, No. 10 October.
- [64] K. Chakrabarti, S., 2005. ***“Handbook of Offshore Engineering”***, Offshore Structure Analysis, Inc., Volume I, Editorial Elsevier.
- [65] Lajous, A., 2008. ***“La incursión de PEMEX en aguas profundas”***, Artículo Periódico La Jornada, Año 24, No. 8467 Marzo.
- [66] Lara Méndez, L., 2009. ***“Risers y Ductos”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.
- [67] Magdaleno Solís R., 2003. ***“Control de Presiones durante la Perforación de Pozos en Aguas Profundas”***, UNAM.

- [68] Marcos Osnaya, G., 2001. ***“Influencia del Flujo de agua en Formaciones, Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera”***, Tesis UNAM.
- [69] Martínez Marín, H., 2010. ***“Conversiones FPSO’s”***, Foro Offshore Aine.
- [70] McLean, A., Wilde, A., Zamora, M., Rafferty, M., 2010. ***“The Top 10 Mud-Related Concerns in Deepwater Drilling Operations – Revisited After 10 Years”***, American Association of Drilling Engineers (AADE) Fluids Technical Conference and Exhibition, AADE-10-DF-HO-04.
- [71] Medina Muiño, J. F., 2011. ***“Análisis de Riesgos en las Instalaciones Petroleras Costa Fuera ¿Un enfoque Holístico o sinérgico?”***, 1 Simposio de Seguridad y Riesgos ante Derrames de Hidrocarburos, Instituto Panamericano de Ingeniería Naval (IPIN) – Cuba.
- [72] NKT Flexibles, 2008. ***“Highly Engineered Subsea Solutions”***, Presentación.
- [73] O. Iledare, O., 2009. ***“Worldwide Deepwater Petroleum Exploration and Development Prospectivity: Comparative Analysis of Efforts and Outcomes”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE 125085.
- [74] O. Reid, R., 1953. ***“Surface waves and Offshore Structures: The design wave in Deep or Shallow Water, Storm Tide, and Forces on Vertical Piles and Large Submerged Objects: A Technical Report”***, A. & M. College of Texas, Dept. of Oceanography.
- [75] P. Albert, A., L. Lanier, D., L. Perilloux B., Strong, A., 2011. ***“De las líneas de conducción al mercado”***, Oilfield Review, Vol. 23, No. 1.
- [76] Palacios Roque, A., Zaldivar Ochoa, J. A., 1997. ***“Conductores marinos (risers) una nueva tecnología para la explotación y desarrollo en aguas profundas”***, Tesis UNAM.
- [77] PEMEX, 2010. ***“Memoria de Labores”***.
- [78] PEMEX, 2011. ***“Anuario Estadístico”***.
- [79] PEMEX, 2011. ***“Informe Anual”***.
- [80] PEMEX Exploración y Producción, 2011. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero del 2011.
- [81] Pérez Ceja, L. M., 1998. ***“Sistemas de Control de Pozos en Aguas Profundas”***, Tesis UNAM.
- [82] Publicar B2Bportales, 2010. ***“Petróleo Internacional”***, Revista Año 69, No. 5 Octubre- Noviembre.
- [83] Ramírez Amayo, O. O., 2003. ***“Problemas que se presentan durante la perforación de pozos en Aguas Profundas”***, UNAM.

- [84] Rassenfoss, S., 2011. ***“Growing Offshore Water Production Pushes Search for Subsea Solutions”***, Journal of Petroleum Technology (JPT), Official Publication of the Society of Petroleum Engineers, Vol. 63 August, No. 8.
- [85] Rodríguez Toral, M. A., 2009. ***“Sistemas de Procesamiento”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.
- [86] Romero Avelino, J., ***“Sistemas de Anclaje de plataformas semisumergibles para la explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas”***, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN.
- [87] Romero Mata, O., 2009. ***“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas”***.
- [88] Sánchez Hernández, O. R., 2001. ***“Análisis y diseño de sistemas de Amarre de tensión en polyester para plataformas semisumergibles en Aguas Profundas”***, UNITEC.
- [89] Secretaría de Energía, 2007. ***“Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012”***.
- [90] Secretaría de Energía, 2011. ***“Estrategia Nacional para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía”***.
- [91] SENER y PEMEX, 2008. ***“Diagnóstico: Situación de Pemex”***.
- [92] Seng Chan, K., Choudhary, S., Ahmad Mohsen, A. H., Samuel, M., Delabroy, L., Flores J. C., Fraser, G., Fu, D., Gurmen, M. N., R. Kandle, J., M. Madsen, S., Mueller, F., T. Mullen, K., A. Nasr-El-Din, H., O’Leary, J., Xiao, Z., Radikovich Yamilov, R., 2006/2007. ***“Química de los campos petroleros en condiciones extremas”***, Oilfield Review.
- [93] Shanks, E., Dykes, A., Quilici, M., Pruitt, J., 2003. ***“Deepwater BOP Control Systems - A Look at Reliability Issues”***, Offshore Technology Conference, Conference Paper, OTC 15194.
- [94] Shaughnessy J. M., Armagost, W. K., Herrmann, R. P., Cleaver, M.A., 1999. ***“Problems of Ultra-Deepwater Drilling”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE/IADC 52782.
- [95] Tenaris, Pipeline Services, 2006. ***“Soluciones Tubulares para Aguas Profundas y Ultraprofundas”***.
- [96] Tollefsen, S., 2004. ***“Into Deeper Waters”***, Overview, Deepwater E&P Technical Papers.
- [97] Uruchurtu G., 2010. ***“Aguas Profundas. Crónica de un desastre anunciado”***, Artículo de la Revista ¿Cómo vez?, Vol. 12 Noviembre, No. 144, UNAM.
- [98] Valle Molina, O., 2009. ***“Introducción, La Tecnología Costafuera en México”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Explotación de Campos en Aguas Profundas.

- [99] Valle Molina, O., 2010. ***“Deep water hydrocarbon exploitation in Mexico”***, Presentación Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- [100] Vázquez Hernández, A. O., 1997. ***“Análise de fadiga de lihas de ancora gem de navios para produção’ de petróleo em águas profundas”***, Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil.
- [101] Walters, D. Thomas, D., Hatton S., 2004. ***“Design and Optimization of Top Tension Risers for Ultra Deep Water”***, 2H Offshore Inc., Floating Production Systems Conference.
- [102] Weatherford, 2003. ***“Drilling & Intervention, Float & Stage”***, Equipment Catalog.
- [103] Weatherford, 2009. ***“Control de la Producción y Comunicación Bajo el Nivel del Mar, Instalación y operación simplificada y flexible de redes submarinas”***.
- [104] Yong, B., Quiang, B., 2010. ***“Subsea Structural Engineering Handbook”***, Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- [105] Yousif, M. H., Dunayevsky, V. A., Hale, A. H., 1997. ***“Hydrate Plug Remediation: Options an Applications for Deepwater Drilling Operations”***, Society of Petroleum Engineers, Conference Paper, SPE/IADC 37624.