



**Universidad Nacional Autónoma de México**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“FUNDAMENTOS Y OPERACIONES DE LA INDUSTRIA  
PETROLERA EN AGUAS PROFUNDAS”**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**QUE PRESENTAN:**

**DANIELA CÁRDENAS HERNÁNDEZ**

**VÍCTOR MANUEL GARCÍA VALLADARES**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M.C. CARLOS A. MORALES GIL**



**México D.F. Ciudad Universitaria 2013**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

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

*Designación de sinodales de Examen Profesional*

A los señores profesores:

- Presidente: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA  
 Vocal: M.C. CARLOS ARNOLDO MORALES GIL  
 Secretario: DR. NESTOR MARTINEZ ROMERO  
 1er Suplente: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA  
 2o suplente: I.Q. MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA

*[Handwritten signatures and dates]*  
 05/04/2013  
 8/04/2013  
 05/abril/2013

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

NO. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
304194759	GARCIA VALLADARES VICTOR MANUEL	INGENIERÍA PETROLERA
305709185	CARDENAS HERNANDEZ DANIELA	INGENIERÍA PETROLERA

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

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

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

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

Atentamente,  
 "POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 04 de Abril de 2013.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

*[Handwritten signature]*  
 DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

### *Agradecimientos*

*A mi mamá hermosa Patricia Hernández Gálvez, no sólo por darme la vida, si no también por todo lo que me ha enseñado durante toda mi vida, por quererme, por ser la mejor amiga, consejera y confidente que alguien pueda tener. Mamí créeme que sin ti no sería el ser humano que soy, has sabido ser mi guía y mi ejemplo. Gracias por todo tu cariño, paciencia, amor y cuidados, por ser tan única y por dejar que vuele libremente para cumplir mis sueños y mis metas, por acompañarme en cada uno de mis triunfos y también de mis fracasos de los cuales me he podido levantar y seguir adelante gracias a ti, por que tu me has demostrado que no hay que darnos por vencidos nunca y que cuando uno realmente quiere se puede, sin importar los múltiples obstáculos que se nos presenten en la vida. TE AMO. Gracias simplemente por ser la mejor mamá del mundo.*

*A mi papá José Antonio Cárdenas Rivero, por quererme y apoyarme en cada una de las decisiones que he tomado durante mi vida, por estar presente cuando más lo he necesitado, por escucharme, aconsejarme y no criticar lo que decido. Te amo papá. Gracias por alentarme a seguir adelante.*

*A mi abuelito Adalberto Hernández, porque sin duda no hay mejor abuelo que usted, por cada una de las anécdotas e historias que me ha contado, que sin duda llevo en mi mente, por cuidarme y quererme como me ha querido siempre. Gracias por confiar en mí. Lo admiro por el gran ser humano que es y los valores que de usted he aprendido. Lo amo papá Beto.*

*A mi mamá Fanny †, hace cinco años juntas iniciamos este sueño que hoy cumplo y sé que desde el cielo usted está feliz de ver que se culmina. Siempre voy a extrañarla y quererla, pero sé que siempre me cuida, y está presente en cada momento de mi vida; de verdad siempre me hará falta, sus pláticas, cariño y abrazos los tengo presentes. Esta meta que hoy cumplo se la dedico, por que se que desde donde se encuentra me estará cuidando y acompañando toda mi vida.*

*A Víctor Manuel García Valladares, por estar presente en mi vida, por todo lo que me has enseñado durante todo este tiempo que llevamos juntos, las risas, alegrías, buenos y malos momentos. Gracias por compartir este sueño conmigo, por aceptar el reto de la tesis, por tu insistencia para terminarla, por el gran ser humano que eres. He aprendido muchas cosas de ti, eres un ser humano al que admiro por los grandes valores que tienes y espero que siempre conserves. Te quiero.*

*A toda mi familia, por que cada uno de ustedes han sido parte de este sueño que inicié hace cinco años. A mis tíos Eduardo Hernández y Carlos Hernández, por que sin su apoyo no podría decir que por fin culmina esta etapa de mi vida,*

*gracias tíos por todo su amor, apoyo, consejos y preocupación que han demostrado siempre por mí, los admiro y los quiero mucho. A mis primos Denise, Roberto, Jessica, Citlalhy, Alejandra, Siobhan y Nathalia, porque sin ustedes no tendría con quien compartir mis alegrías y tristezas, porque han hecho que cada una de mis vacaciones sean maravillosas e inolvidables, porque me daban ánimos y me recargaban de energía para iniciar un semestre más de mi carrera, los amo!!!!*

*A mis amigas Sofía, Rebeca y Paola, porque aunque la distancia nos separe sé que siempre estaremos juntas, y nuestra amistad será capaz de sobrevivir al tiempo y la distancia. Gracias amigas por compartir mis logros, por llorar y emocionarse y alegrarse por mí con esto. Las quiero mucho ustedes saben que siempre podrán contar conmigo.*

*A mis amigos de carrera Jorge Varela, Karenina Del Angel, Alberto Montesinos, Juan Carlos Pérez, Fidel Toquero, Juan Carlos Medina, Karen Meza, Alan Sotelo, Ariel Cervantes, Mario Campos, Osvaldo Beltrán, Germán Velnezquí por cada uno de los momentos compartidos en clase y fuera de ella, por hacer que los días en la universidad fueran menos pesados, por hacerme reír tanto pero sobre todo por permitirme ser parte de su vida. Gracias los quiero.*

*A mi director de tesis Carlos A. Morales Gil, por creer en mí, por tanto apoyo, tiempo y paciencia para la realización de este trabajo. Usted es un gran ser humano que como se lo dije una vez admiro por que a pesar de sus múltiples ocupaciones siempre tiene un espacio para sus alumnos. He aprendido de usted que no importa en que lugar nos encontremos la humildad y el carisma son algo que debe identificarnos. Gracias por todo Maestro. En verdad lo apreció.*

*Al ingeniero Edmundo Rivera por su tiempo, apoyo y dedicación a este trabajo. Muchas Gracias.*

*Al Ing. Mario Becerra por todo lo que me enseñó en sus clases y consejos que me dio.*

*A mis sinodales Dr. Néstor Martínez, M.I José A. Gómez Cabrera, e Ing. Cristina Avilés por su apoyo en este trabajo.*

*A todos mis profesores y al departamento de Ingeniería Petrolera por todo su apoyo.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México por darme la mejor educación que pude recibir.*

*Daniela Cárdenas Hernández*

*Agradecimientos*

*A mi mamá por darme todo el apoyo necesario para poder terminar la carrera, así como el brindarme todo su amor, tiempo y dedicación a lo largo de mi vida.*

*A mi papá por brindarme el apoyo durante mi carrera.*

*A mi familia por ser parte de vida, y brindarme grandes momentos.*

*A nuestro director de tesis M.C. Carlos Morales Gil por apoyarnos para poder culminar nuestra etapa universitaria, así como el conocimiento que nos heredó durante su asignatura.*

*Al Dr. Nestor Martínez por brindarme un gran conocimiento y visión durante dos ciclos escolares.*

*A mis sinodales M.I José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Mario Becerra y la Ing. Cristina Avilés.*

*A las personas con las cuales compartí mi estancia en la UNAM, amigos conocidos, profesores, coordinadores, etc.*

*A mi compañera de tesis que es parte importante de este trabajo.*

*Víctor Manuel García Valladares*

## RESUMEN

Los yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas son de gran importancia para la industria petrolera, puesto que representan un volumen importante de reservas a nivel mundial, sin embargo su descubrimiento y desarrollo implican un gran reto técnico, económico y ambiental.

En la perforación en aguas profundas es indispensable el uso de instalaciones con una alta capacidad de estabilidad en el mar ya que, debido a la ubicación de estos yacimientos se presentan factores ambientales que ponen en riesgo las operaciones que se quieren llevar a cabo.

Los procesos de producción y transporte de hidrocarburos en grandes tirantes de agua necesitan de la implementación de herramientas y equipos especiales que soporten la carga hidrostática que ejerce el mar sobre ellas, y de una gran eficacia para llevar a los hidrocarburos hasta la superficie, así mismo se requiere de metodologías adecuadas para poder controlar problemas en los ductos por las diferentes causas que se presentan a dicha profundidad, dentro de las que se encuentran la baja temperatura, corrosión, paso de los fluidos, etc.

Desde el 2004 México ha realizado descubrimientos de yacimientos importantes en aguas profundas, con lo cual ha podido incrementar las reservas de hidrocarburos con las que cuenta. Por esto, es necesario estar inmersos sobre las operaciones y equipo que son utilizadas en aguas profundas para explotar de manera adecuada y eficiente estos campos, tomando en cuenta el daño que se puede ocasionar al medio ambiente en caso de realizar una operación de manera incorrecta.

## ABSTRACT

Hydrocarbon reservoirs in deep water are of great importance to the oil industry, because they represent a significant volume of reserves in the world, but the discovery and development involve a great technical challenge, economic and environmental.

In deepwater drilling is essential to use installations with high stability in the sea, because, due to the localization of these reservoirs is common to present environmental factors that jeopardize the operations are to be carried out.

Production processes and transport of hydrocarbons in deep water require large deployment of special tools and equipment to endure the hydrostatic head exerted by the sea upon them, and high efficiency to bring the hydrocarbons to the surface, also suitable methodologies are required to monitor for problems in the different ducts causes said depth are presented, among which are low temperature, corrosion, passage of fluids, etc.

Since 2004, Mexico has made significant oil discoveries in deep water, which has been able to increase hydrocarbon reserves with which account. For this is necessary be immersed on operations and equipment that are used to produce properly and efficiently deepwater basins, taking into account the damage it can cause to the environment in case of an operation incorrectly.

# Índice

<b>Resumen</b>	<b>Vi</b>
<b>Abstract</b>	<b>Vii</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>1. Principios de la Explotación en Aguas Profundas</b>	<b>4</b>
1.1. Definición de aguas profundas	4
1.2. Localización de aguas profundas en el mundo	5
1.3. Descubrimientos mundiales en aguas profundas	6
1.4. Reservas y producción de EUA, Noruega, Brasil y México en aguas profundas	10
1.5. Provincias petroleras mexicanas en aguas profundas.	11
1.5.1. Cinturón Plegado Perdido	12
1.5.2. Provincia de las Cordilleras Mexicanas	12
1.5.3. Salina del Golfo Profundo ó Cuenca Salina del Istmo	13
1.5.4. Cinturón Plegado Catemaco	14
1.6. Exploración de hidrocarburos en aguas profundas	15
1.6.1. Prospección geofísica	16
1.6.1.1. Perfil sísmico vertical	17
1.6.1.2. Implementación de gravimetría y magnetometría a la exploración petrolera en aguas profundas	18
1.7. Planeación de la explotación de yacimientos en AP	19
<b>2. Perforación en Aguas profundas</b>	<b>24</b>
2.1. Instalaciones superficiales de perforación	24
2.1.1. Evolución de las instalaciones marinas	24
2.1.2. Instalaciones superficiales de perforación para Aguas Profundas	27
2.1.2.1. Plataforma de piernas tensionadas (TLP)	27
2.1.2.2. Plataforma Spar	28
2.1.2.3. Plataforma semisumergible	29
2.1.2.4. Barcos perforadores	30
2.1.3. Sistemas de control de movimiento	31
2.1.3.1. Sistema de anclaje	31
2.1.3.2. Sistema de posicionamiento dinámico	32
2.2. Operación de instalación de tubería conductora	33
2.2.1. Método de Jetting	34

2.2.2.	Instalación con apoyo de martillo hidráulico	35
2.2.3.	Instalación vía torpedo	37
2.3.	Instalación de equipo en lecho marino	39
2.3.1.	Instalación del cabezal del pozo	39
2.3.2.	Instalación del preventor	40
2.4.	Métodos de perforación en aguas profundas	40
2.4.1.	Perforación con riser	40
2.4.1.1.	Elementos del riser	42
2.4.1.2.	Perforación con BOP superficial	43
2.4.2.	Perforación sin riser	45
2.4.2.1.	Ventajas de perforar sin riser	47
2.5.	Consideraciones que deben tenerse en cuenta al perforar	49
2.5.1.	Presión de poro y fractura	49
2.5.2.	Doble gradiente de fluido de control	50
2.5.3.	Sistemas de control	51
2.5.3.1.	Preventor submarino	52
2.6.	Cementación de pozos	54
2.6.1.	Cementación en aguas profundas	54
2.6.2.	Factores que afectan la cementación en aguas profundas	55
2.7.	Equipos adicionales necesarios para la perforación	57
2.7.1.	Barcos de apoyo	57
2.7.2.	Vehículos operados remotamente	58
3.	Terminación en Aguas Profundas	60
3.1.	Lavado del pozo	62
3.2.	Aparejo de producción	63
3.2.1.	Colgador de tubería	64
3.2.2.	Válvulas de seguridad subsuperficial	66
3.2.3.	Sistema de aislamiento tubería de revestimiento-tubería de producción	68
3.2.3.1.	Empacador de producción	68
3.2.3.2.	Fluido empacador	71
3.3.	Disparos	71
3.4.	Árbol submarino de prueba	74
3.5.	Tipos de terminación para el control de arena	75
3.5.1.	Terminaciones en agujero descubierto con cedazos	76
3.5.2.	Terminación con empacador de grava	77
3.5.3.	Terminación de fracturamiento y empaque	79
3.5.4.	Terminación con fracturamiento de agua y empaque de grava	81
3.6.	Terminación inteligente	81
3.7.	Soluciones no convencionales a trabajos de terminación y reparación	83

<b>4. Producción en Aguas Profundas</b>	<b>85</b>
4.1. Sistemas flotantes de producción	85
4.1.1. FPSO	85
4.2. Equipo de producción submarino	87
4.2.1. Árbol submarino	87
4.2.1.1. Árbol seco para aguas profundas	89
4.2.2. Manifold submarino	90
4.2.2.1. Operación de instalación del manifold	94
4.2.2.2. Manifold de levantamiento artificial	96
4.2.3. PLEM	97
4.2.4. PLET/FLET	99
4.2.5. In-line sled	100
4.2.6. Jumper	100
4.2.7. Cable umbilical	102
4.2.8. Sistema de control	103
4.3. Líneas de flujo	105
4.3.1. Tendido de tuberías	105
4.3.1.1. Tendido S	105
4.3.1.2. Tendido J	106
4.3.1.3. Transportación especial de las tuberías	107
4.3.1.4. Instalación de tuberías por técnicas de remolque	107
4.4. Riser de Producción	110
4.4.1. Riser de acero en catenaria (SCR)	110
4.4.1.1. Lazy wave	111
4.4.2. Riser tensionado	112
4.4.3. Riser flexible	114
4.4.4. Risers híbridos	115
4.5. Procesamiento submarino	116
4.5.1. Bombeo submarino	118
4.5.2. Separación submarina	119
4.5.3. Compresión submarina	121
4.6. Sistemas de producción artificial	121
4.6.1. Sistemas de producción artificial en el pozo	121
4.6.1.1. Bombeo electrocentrífugo	121
4.6.1.2. Bombeo neumático	123
4.6.2. Levantadores de presión en el lecho marino	124
4.6.2.1. Bombeo electrocentrífugo en el lecho marino	125
4.6.2.1.1. Sistema BEC en jumper	125
4.6.2.1.2. Sistema BEC Horizontal	126
4.6.2.1.3. Bombeo con separador caisson-BEC	126
4.6.2.2. Bombas multifásicas	127

4.6.2.2.1.	Tornillos gemelos	129
4.6.2.2.2.	Bombas helico axiles	129
4.6.2.3.	Bombeo neumático en el riser	130
4.7.	Configuración de la arquitectura submarina	131
4.8.	Aseguramiento de flujo	133
4.8.1.	Asfaltenos	135
4.8.1.1.	Control y remediación para la precipitación de asfaltenos	137
4.8.2.	Ceras	138
4.8.2.1.	Problemas que se ocasionan por la formación de ceras	140
4.8.2.2.	Control para la formación de ceras	141
4.8.3.	Incrustaciones	143
4.8.4.	Hidratos de metano	145
4.8.4.1.	Control para la formación de hidratos	146
4.8.5.	Emulsiones	147
4.8.6.	Espumas	148
4.8.7.	Flujo bache	149
4.8.8.	Producción de arenas	150
5.	Factores Ambientales y Técnicos que Generan Problemas en la Infraestructura de Aguas Profundas	152
5.1.	Factores geofísicos	152
5.1.1.	Huracanes	152
5.1.2.	Corrientes marinas y oceánicas	154
5.2.	Factores geológicos	158
5.3.	Factores físicos y químicos	159
5.3.1.	Hidratos de metano	159
5.3.2.	Corrosión	161
5.3.2.1.	Factores que inducen la corrosión	162
5.3.2.2.	Control de la corrosión	162
5.3.3.	Erosión	165
5.3.3.1.	Tipos de erosión	166
5.3.3.2.	Control de la erosión	167
5.3.4.	Cambios generados por la temperatura	168
6.	Efectos en el Medio Ambiente por las Actividades Petroleras en Aguas Profundas	170
6.1.	Efectos de baja intensidad	170
6.2.	Liberación de fluidos al medio ambiente	171
6.3.	Derrames de petróleo	173
6.3.1.	Respuesta a los derrames	173
6.4.	Métodos de limpieza de los derrames	175

6.4.1. Métodos naturales	175
6.4.2. Métodos físicos	176
6.4.3. Métodos químicos	177
6.5. Caso ejemplo de derrame de petróleo y su impacto ambiental	178
6.5.1. Efectos de los hidrocarburos derramados	179
<b>7. Casos de Campos Petroleros en Aguas Profundas</b>	<b>183</b>
7.1. Parque das Conchas	183
7.1.1. Perforación de los pozos	185
7.1.2. Terminación de los pozos	185
7.1.3. Producción del Parque das Conchas	186
7.2. Campo Dalia	188
7.2.1. Descripción del yacimiento y características de los fluidos	189
7.2.2. Pozos desviados y horizontales perforados a través de los árboles submarinos	190
7.2.3. Terminación de los pozos productores, e inyectores de gas y agua	192
7.2.4. Producción de Dalia	193
7.3. Thunder Horse	195
7.3.1. Perforación y terminación de los pozos	195
7.3.2. Producción de Thunder Horse	197
Conclusiones y Recomendaciones	198
Nomenclatura	200
Lista de figuras	203
Lista de tablas	209
Bibliografía	210

## Introducción

Desde que el ser humano habitó por primera vez la Tierra, éste ha buscado la forma de acceder a los recursos que la naturaleza le ofrece, debido a las necesidades que ha tenido que ir cubriendo. Sin embargo estas necesidades con el paso del tiempo han ido aumentando, lo que conlleva que los seres humanos busquen cada vez más recursos que le ayuden a mejorar su calidad de vida, ya no sólo cubriendo las necesidades básicas como son la sed, el hambre si no también su comodidad.

La energía (ya sea solar, eólica, geotérmica, etc.) ha tenido un papel fundamental para el desarrollo de las sociedades y para mejorar la calidad de vida del ser humano; como ejemplo se tiene el fuego que representa el primer contacto del hombre con la energía. Posteriormente, en el siglo XVIII, con la llegada de la revolución industrial dada por la invención de diversas máquinas dentro de las cuales destaca la máquina de vapor de James Watt, se logró una evolución imprescindible en la manera de trabajo en diversos sectores de la economía primero en Europa y después en el resto del mundo, lo cual cambio en muchos aspectos la forma de vida del ser humano.

Con el aumento del desarrollo industrial en la civilización se comenzó a reingeniar la sociedad completa en cuanto a su forma de pensar y sus actividades, existiendo posteriormente filosofías como la de Auguste Comte que afirmaba que la ciencia y la industria traían consigo prosperidad y felicidad a las naciones, este pensamiento comenzó a ligarse con el aumento en el nivel de vida a causa del uso de herramientas u objetos que lograban simplificar trabajos y dar espacio para otras actividades. Así mismo la invención del motor de combustión interna ayudó a hacer eficiente el trabajo usando como recurso la energía proveniente de combustibles.

Dadas las condiciones anteriores, el aumento de la tecnología y el deseo de los países por ampliar sus territorios para tener mayores recursos naturales, comenzaron los conflictos bélicos mundiales del siglo XX, la primera y segunda guerra mundial, en las cuales los países en conflicto requirieron grandes provisiones de energía para solventar las necesidades de sus ejércitos.

Como sabemos, los hidrocarburos han sido utilizados de diversas formas en diferentes civilizaciones antiguas y a lo largo del tiempo, no obstante en el siglo XX se convirtió en el energético más importante, es por eso que con el sistema tecnológico y la demanda de petróleo para generación de electricidad y transporte (así como otros usos), ha requerido de la extracción rápida y continua de los yacimientos petroleros más grandes del planeta, en la que muchas veces no se ha tenido la planeación ni una racionalidad adecuada; no obstante esta necesidad inevitable ha traído consigo la búsqueda insaciable del valioso recurso que cada vez ha aumentado en más su valor económico por la aparente declinación de los grandes yacimientos.

La industria petrolera ha sido orillada a volcarse sobre los yacimientos más recónditos, profundos y con una dificultad técnica mayor, esta necesidad probablemente ha propiciado la creación de sistemas tecnológicos complejos que desafían las fuerzas más grandes de la naturaleza, algunas veces dominándola, algunas otras errando, originando daño a su entorno y pérdidas económicas.

Dentro de la industria petrolera uno de los nuevos retos se encuentra en los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, lugar en el que se han dado grandes avances durante los últimos diez años.

El desarrollo de tecnología para perforar, y producir los hidrocarburos de estas áreas ha sido acelerado. Esta tecnología ha mejorado la ya utilizada en equipos de tierra y aguas someras, ya sea con materiales que resisten ambientes más abrasivos y condiciones extremas, o combinando equipos para mejorar la ya existente, así como la invención de nuevos dispositivos.

Realmente la industria en aguas profundas está iniciando a pesar de que los campos se descubrieron hace ya varios años; en la mayoría de los campos la perforación de pozos empezó en los noventas, iniciando su producción la mayoría de estos campos entre el 2000 y el 2010, mientras muchos otros aún no producen ni son perforados. Así mismo, cabe aclarar que actualmente no se cuenta con un reglamento internacional en el que se estipule a que profundidad se considera ya un yacimiento de aguas profundas y ultraprofundas, cada país tiene su propio criterio para determinar esto, sin embargo la tecnología utilizada y los métodos son los mismos o muy similares.

En México la exploración que se tiene en yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas es muy reciente, puesto que hace unos cuantos años no se tenía la necesidad de explorar otras áreas, sin embargo los yacimientos con los que México lograba abastecer su producción de hidrocarburos está declinando, por lo que se ha requerido iniciar la búsqueda en otras áreas. Es por esto que la industria del petróleo en México requiere del conocimiento de las tecnologías existentes, no sólo para poder incorporarse y competir al inminente ambiente de las aguas profundas sino también para poder dominar y generar las técnicas adecuadas para la correcta explotación en beneficio de la nación, cuidando de la seguridad tanto del medio ambiente como de su personal y de los intereses económicos del país.

En junio del 2012 PEMEX inició la perforación de dos pozos exploratorios Supremus-1 y Trion-1 en el área conocida como Cinturón Plegado Perdido en aguas ultraprofundas del Golfo de México, anunciando el 29 de agosto del 2012 el descubrimiento de petróleo, después de la perforación del pozo Trión 1, ubicado a 177 km de la costa de Tamaulipas, confirmando la presencia de yacimientos de crudo ligero en la provincia de Cinturón Plegado Perdido. El pozo Trión-1 fue perforado a 2,500 metros (m) de tirante de agua y a una profundidad de 4.5 kilómetros (km), incluyendo la corteza del lecho marino.

Las operaciones en yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas son muy costosas, es por ello que debe realizarse una buena planeación antes de iniciar la etapa de exploración, así mismo se deben realizar los análisis necesarios para determinar que equipos son los más aptos para tener un desarrollo del proyecto exitoso, buscar la forma de tener la mejor caracterización posible del yacimiento, evitándose lo más posible los riesgos que se puedan presentar, ya que al ser profundidades mayores los riesgos incrementan, y un accidente en este tipo de campos puede ser realmente catastrófico, no sólo por lo que la empresa puede llegar a perder sino también por los daños irreversibles que se pueden ocasionar al medio ambiente.

# Capítulo 1

## Principios de la Explotación en Aguas Profundas

### 1.1 Definición de aguas profundas

La evolución natural que se ha tenido en la explotación y exploración de hidrocarburos en el mundo ha estado relacionada con la facilidad de la extracción de los fluidos, dándose primero en tierra y zonas lacustres, para pasar posteriormente a zonas de aguas someras marinas. En la actualidad se están explorando y explotando zonas con mayor dificultad como las aguas profundas y lugares tan inhóspitos como el Polo Norte (ambientes no convencionales).

En la industria petrolera el término de aguas profundas (AP) es utilizado en dos sentidos, el primero se refiere a los procesos de flujo gravitacional de sedimentos marinos, medios ambientes y sus depósitos. El segundo es la definición ingenieril, y se refiere a la profundidad del tirante de agua específicamente a profundidades mayores de 500 m, siendo la profundidad a la cual los equipos tradicionales de desarrollo no pueden ser utilizados.

Los proyectos son catalogados como aguas profundas o ultraprofundas dependiendo del sistema de regulación que ha sido establecido por cada país, ya sea por detalles técnicos, económicos o ambientales. Como ejemplo tenemos: Estados Unidos de América que de acuerdo a "U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Region" la profundidad a la cual se considera aguas profundas es igual o superior a 305 m (1000 pies), mientras que aguas ultraprofundas la profundidad es igual o mayor a 1524 m (5000 pies). En México, PEMEX consideró por mucho tiempo la misma profundidad que Estados Unidos de América, sin embargo actualmente PEMEX define a los tirantes de agua mayores o iguales a 500 m como aguas profundas, y para aguas ultraprofundas tirantes iguales o mayores a 1,500m (Figura 1).

País	Aguas Someras (m)	Aguas Profundas (m)	Aguas Ultraprofundas (m)
México (PEMEX)	<500	500-1500	≥1500
Brasil (APN)	<400	400-2000	≥2000
Estados Unidos de América (MMS)	<305	305-1524	≥1524
Noruega	<300	300-1500	≥1500

Tabla 1.1 Consideración de AP según el país.

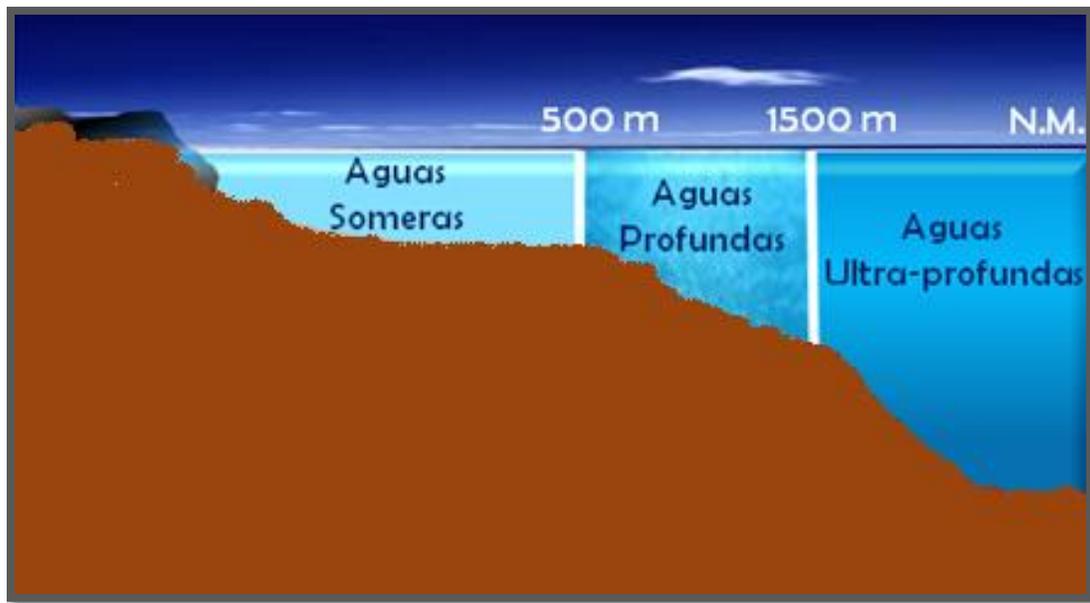


Figura 1.1 Clasificación de la zona marina de acuerdo con PEMEX.

## 1.2 Localización de aguas profundas en el mundo

Las principales regiones en las que existen aguas profundas son: el Golfo de México, en las costas de Brasil, Mar del Norte, y las costas de África. La siguiente imagen muestra las regiones donde existen reservas probadas y recursos prospectivos en el mundo para tirantes mayores a los 500 m.

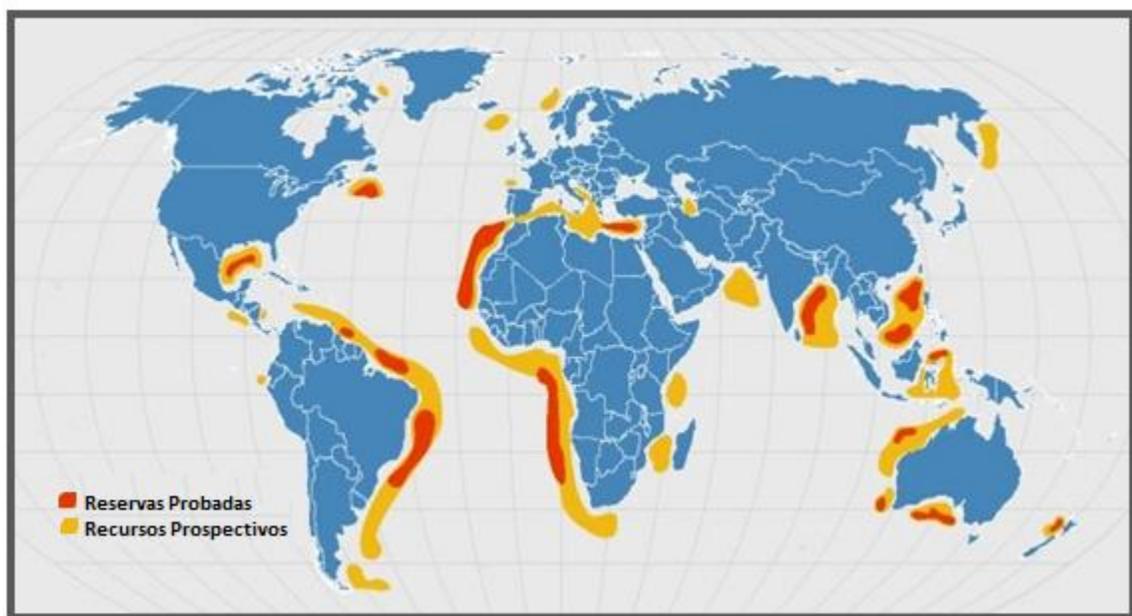


Figura 1.2 Reservas probadas y recursos prospectivos en AP (Baker Hughes Reservoir Blog, 2012).

### 1.3 Descubrimientos mundiales en aguas profundas

Actualmente existe una gran cantidad de países en los que ya sea por compañías nacionales o extranjeras se han realizado descubrimientos de yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas. La mayoría de los descubrimientos se hicieron en los 90's, sin embargo, fue a partir del año 2000 cuando se dio inicio a las operaciones en estos campos.

A continuación se mencionan algunos de los yacimientos por país descubiertos en aguas profundas tomando en cuenta la definición que PEMEX ha establecido para este término.

#### ❖ Nigeria

En este país se obtuvieron las primeras licitaciones en aguas profundas en el año 1990, sin embargo fue hasta 1996 que se descubrió Abo, el primer campo en aguas profundas de Nigeria, iniciando su producción hasta el año 2003, cuenta con tirantes de agua entre 550 m y 800 m. En este país se descubrieron dos campos gigantes en aguas profundas, Bonga a cargo de la compañía Shell, en un rango de tirante de agua de 1,000 m aproximadamente (con una producción diaria de 200 mil barriles de crudo diarios) y Usan a tirantes de agua entre 750 m y 850 m, iniciando su producción en febrero del 2012. Así mismo se encuentra el campo Bosi con 1,458 m de tirante de agua, descubierto en 1999; y el campo Egina descubierto en el 2003, con tirantes de agua entre 1,500 m y 1,750 m.

#### ❖ Angola

Al igual que en Nigeria, el año en el que se hizo el descubrimiento del primer campo petrolero en Angola para aguas profundas fue en 1996 llamado Girassol a un tirante de agua de 1,360 m, el cual inició su explotación en el 2001 con una producción de 200,000 barriles por día (bpd). Posteriormente en 1997 se descubrió el campo Dalia a tirantes de agua entre 1,200 m y 1,500 m, inició su producción hasta el año 2006. En 1998 se descubrió el campo Rosa, a un tirante de agua de 1,350 m, con reservas probadas y probables que ascienden a los 370 millones de barriles. Hasta el 2011 en Angola había 82 campos en aguas profundas con tirantes de agua desde los 500 m hasta los 2,436 m, de los cuales sólo 26 se encontraban produciendo (Petroleum Economist).

#### ❖ Guinea Ecuatorial

En el caso de este país el primer descubrimiento en aguas profundas fue el campo gigante Zafiro, con la perforación del pozo Zafiro-1 en 1995, su producción inició en 1996 contando con una producción inicial de 40 mil barriles diarios de acuerdo con Exxon Mobil, el tirante de agua de este campo va de 600 m de profundidad hasta los 1,500 m.

#### ❖ Ghana

La compañía Kosmos Energy descubrió en el 2008 a un tirante de agua de 1,320 m el primer yacimiento de aguas profundas en este país nombrado Mahogany.

❖ **Congo**

El descubrimiento de yacimientos en aguas profundas en este país data desde el año 1995, con el campo Bilondo, y fue hasta el 2004 que se descubrió Mobim, mientras que en el 2007 se encontró el campo Moho. Estos tres campos son conocidos como Moho-Bilondo, iniciando su explotación en el 2008 a cargo de la compañía Total, ubicados a tirantes de agua entre los 600 m y 900 m.

❖ **Mauritania**

En el año 2001 la empresa australiana Woodside descubrió el campo Chinguetti, el cual se encuentra a un tirante de agua de 791 m, iniciando su producción en el 2006 con 15 Mbbpd. Esta misma empresa descubrió el campo Tiof en el año 2003 a un tirante de agua de 1,080 m.

❖ **Costa De Marfil**

La fecha de descubrimiento del primer campo en aguas profundas en este país fue en 2001, Boabab a un tirante de agua de 1,000 m, su producción arrancó en el 2005. Posteriormente se descubrió el campo Espoir que inició su producción en el 2002 a un tirante de agua de 600 m y Acajou descubierto en el 2003 a 930 m de tirante de agua.

❖ **Indonesia**

La empresa Chevron es quien ha explorado las zonas en aguas profundas de Indonesia, siendo su primer descubrimiento en 1997 a un tirante de agua de 520 m, el segundo que actualmente se encuentra produciendo fue nombrado West Seno, el cual en el 2008 producía más de 40 mil barriles diarios. Campo en el que se construyó un sistema combinado de una plataforma de piernas tensionadas (TLP), dos unidades flotantes y ductos que conducen los hidrocarburos a tierra firme.

❖ **Filipinas**

En el año 1989 fue descubierto el yacimiento Camago a un tirante de agua 736 m, por la compañía Shell, la cual en 1992 descubrió Malampaya, yacimiento que inició su producción de gas en el 2001.

❖ **Japón**

Cuenta con un único campo en aguas profundas conocido como Sanriku Oki ubicado a 857 m de tirante de agua.

❖ **India**

Su primer campo en aguas profundas fue descubierto en el 2000 llamado "Krishna". Este país cuenta actualmente con cuatro campos en aguas profundas, iniciando su producción de gas en el 2009.

❖ **Malasia**

En el 2002 la empresa estadounidense Murphy descubrió el campo gigante Kikeh a un tirante de agua de 1,330 m, iniciando su producción a finales del 2007, con una producción de 100 mil barriles diarios. Así mismo en el 2003 se descubrió el campo Gumusut a 1,200 m de tirante de agua.

❖ **Australia**

En este país se descubrieron en los 90's cuatro yacimientos en aguas profundas: Chrysaor en 1994, Dianysus en 1996, Gargon un año más tarde y Enfield en 1999, de los cuales sólo éste último se encuentra produciendo actualmente. Entre el año 2000 y 2005 se descubrieron seis yacimientos a tirantes de agua entre 780 m y 1,321 m, dentro de los cuales se encuentra el súper gigante Jansz.

❖ **Noruega**

Cuenta con un único campo en aguas profundas Ormen Lange, descubierto en 1997, productor de gas desde octubre del 2007, su producción se destina a Reino Unido por medio de un gasoducto con una longitud de 1,200 km e instalado a una profundidad entre 850 m y 1,100 m.

❖ **Reino Unido**

En 1994 se descubrieron dos campos Cuillin Central y Cuillin South, para 1995 se descubrió Alligin, los tres campos se ubican al noroeste de Escocia, cerca de las islas Faroos, y aún no inician su producción.

❖ **Israel**

Se han descubierto tres campos en aguas profundas, el primero Noa en 1999 a un tirante de agua de 779 m, y en el 2007 Tamar y Mari-B, éste último a 1,646 m de tirante de agua aunque también se localiza en tirantes de agua someros. En el 2010 se descubrió el campo de gas Leviathan a un tirante de agua de 1,645 m.

❖ **Egipto**

Egipto cuenta con diez campos en aguas profundas, siendo su primer descubrimiento el campo Saffron en 1998, iniciando su producción en el año 2003. Los campos de este país fueron descubiertos entre 1998 al 2002, sólo cinco de ellos se encuentran produciendo.

❖ **Brasil**

Este país descubrió su primer campo en 1985 a un tirante de agua de 835 m, este campo fue nombrado Marlim e inició su producción en 1991. Brasil cuenta con 38 campos en aguas profundas descubiertos entre 1985 y 2008, de los cuales sólo 19 se encuentran produciendo. En el

2007 se descubrió el campo que hasta el momento es el más profundo en este país a un tirante de agua de 2,231 m, el campo Tupi.

#### ❖ Estados Unidos de América

Hasta 1997 en Estados Unidos de América existían dieciséis campos localizados en tirantes de agua entre 609 m y 914 m, veintiuno mayores a 914 m y menores o iguales que 1,219 m y dieciocho mayores a 1,219 m. En el 2003 se dio el descubrimiento del campo Tubular Bells a tirantes e agua entre 1,310 m y 1,400 m, localizado en Luisiana.

#### ❖ México

Se encuentra en una fase primaria en la incursión hacia aguas profundas debido a que no se había tenido gran actividad de exploración y delimitación de yacimientos en este ambiente.

La importancia en la exploración y desarrollo de yacimientos en AP en México radica en la gran cantidad de recursos prospectivos que se han estimado en el Golfo de México profundo con cerca de 29 mil 500 MMbpce (50% del total de recursos prospectivos de la nación), representando así riesgos grandes pero a la vez una gran oportunidad de riqueza petrolera, la cual no podrá ser producida instantáneamente al descubrimiento, por lo que se requiere llevar a cabo estrategias a largo plazo, las cuales deberán comenzar lo más pronto posible para alcanzar las ganancias de los precios elevados actuales del petróleo.

A partir del 2003 México inició la perforación de pozos en aguas profundas con la intención de incorporar nuevas reservas, el primer pozo que perforó PEMEX en estas áreas fue Chuktah-201 a un tirante de agua de 513 m, pozo que resultó seco.

Sin embargo, PEMEX continuó con la perforación de pozos exploratorios en el Golfo de México Profundo perforando en el 2004 el pozo Nab-1 en un tirante de agua de 679 m, resultando productor de aceite extrapesado. En el 2006 se incorporaron 1,722 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado con la perforación de los pozos Noxal-1 y Lakach-1 perforados a tirantes de agua de 935 m y 988 m respectivamente. En el 2007 se perforó el pozo Lalail-1 ubicado a 93 km al noroeste del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz a un tirante de agua de 806 m.

Durante el 2008 se perforó el pozo Tamil-1 a un tirante de agua de 778 m resultando productor de aceite, así mismo se perforaron los pozos Chelem-1 y Tamha-1 a 810 m y 1,121 m respectivamente resultando pozos no exitosos.

En el 2009 se incorporaron reservas de gas húmedo no asociado con la perforación del pozo Leek-1 a un tirante de agua de 851 m, el cual arrojó por medio de pruebas de producción mediciones de 22.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Para el 2010 se perforaron los pozos Lakach-2DL a 1,196 m de tirante de agua y Labay-1 a 1,700 m de tirante de agua, mientras que en el 2011 se perforó el pozo Piklis-1 a un tirante de 1,945 m, resultando los tres pozos productores de gas.

En el 2012, en un área de 12 km<sup>2</sup>, a 115 millas náuticas del puerto El Mezquital del municipio de Matamoros, PEMEX inició en junio trabajos en aguas profundas del Golfo de México en el proyecto conocido como Área Perdido, perforando los pozos exploratorios Supremus-1 y Trion-1.

El 29 de agosto del 2012 PEMEX anunció el descubrimiento de petróleo en aguas ultraprofundas, después de la perforación del pozo Trion 1, ubicado a 177 km de la costa de Tamaulipas, confirmando la presencia de yacimientos de crudo ligero en el área Cinturón Subsalino del Proyecto Área Perdido. Este pozo se localiza al 39 km al sur de la frontera territorial, su perforación inició en el mes de junio del 2012 con la plataforma Bicentenario, perforado a 2,500 m de tirante de agua y a una profundidad actual de 4.5 km, incluyendo la corteza del lecho marino. El espesor total impregnado del pozo es de 320 m, con una porosidad de 18% a 25% y una permeabilidad de hasta 250 milidarcys (mD), con un flujo estimado de 10 Mbpd.

Así mismo el 5 de octubre del 2012, se anunció el descubrimiento de un nuevo yacimiento al confirmar la presencia de crudo ligero en el pozo Supremus-1, perforado a 2,900 m de tirante de agua, siendo este pozo el de mayor tirante de agua perforado hasta el momento por PEMEX. Este pozo se localiza a 250 kilómetros de Matamoros, con un espesor total impregnado de 30 m, porosidad del 33% y una permeabilidad de 340 milidarcys (mD).

En México, PEMEX continúa hasta la fecha con los trabajos de exploración en aguas profundas con el fin de encontrar más áreas en las que haya presencia de hidrocarburos.

#### **1.4 Reservas y producción de EUA, Noruega, Brasil y México en aguas profundas**

Estados Unidos de América, en el 2009 había descubierto ya 11 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce) en el Golfo de México norteamericano, contabilizando al 1º de enero del 2010 3.3 millones de barriles de petróleo crudo y 12 billones de pies cúbicos de gas en reservas probadas. Así mismo en el año 2009 la producción de crudo del Golfo de México norteamericano en aguas profundas representó el 80% del Golfo, y el 23% de EUA.

En Noruega al 1º de enero del 2010 se contaba con 558 millones de barriles de condensado y 9.5 MMMMpc de gas en reservas.

Brasil en su campo Marlim descubierto en 1985, cuenta con una reserva recuperable de 1.7 MMMbpce, con un volumen original in situ de aproximadamente 9 MMbpce. Mientras que el campo Albacora-Leste tiene un total de reservas certificadas de 534 millones de barriles de petróleo y 32.6 millones de barriles equivalentes de gas, de los cuales 409 millones son reservas probadas. Así mismo este país hasta junio del 2007 producía 1.5 millones de barriles por día,

superando su producción en el 2010 a 2 millones de bpd, en la Cuenca Campos, (conformado por los campos antes mencionados).

México al primero de enero del 2012 contaba con 736.1 MMBpce en reservas 3P. Con el descubrimiento que se hizo al perforar el pozo Trión-1, las evaluaciones preliminares establecieron un rango promedio de reservas 3P a incorporar de 350 MMBpce. Mientras que el pozo Supremus-1 podría incorporar entre 125 a 447 MMBpce.

### 1.5 Provincias petroleras mexicanas en aguas profundas

Los yacimientos mexicanos en aguas profundas se localizan en el Golfo de México en un área que se extiende en más de 550 mil km<sup>2</sup> a lo que PEMEX ha dividido en siete provincias petroleras debido a sus características estructurales, Cinturón Plegado Perdido, Salina del Bravo, Cordilleras Mexicanas, Planicie abisal, Salina del Istmo, Cinturón Plegado Catemaco y Escarpe de Campeche. Estas provincias se dividen en tres áreas exploratorias y son: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido. En la siguiente imagen se presenta la localización de dichas provincias petroleras:

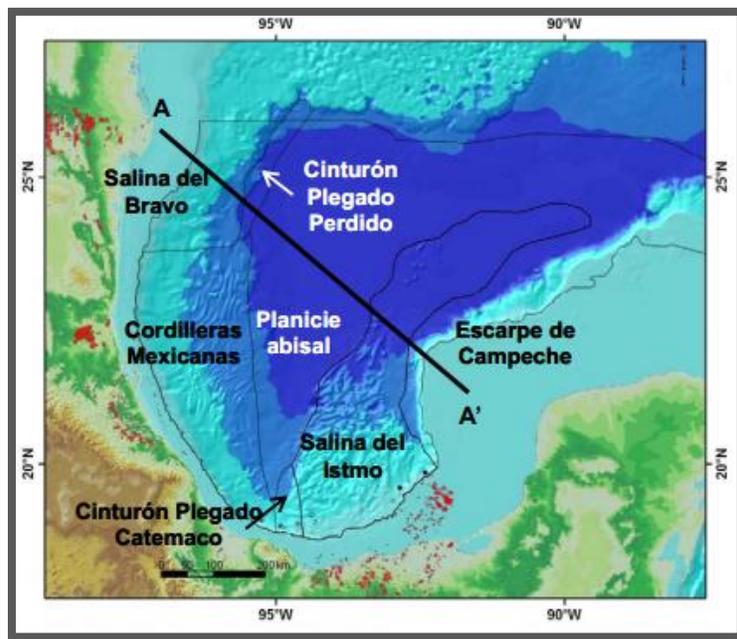


Figura 1.3 Provincias petroleras del Golfo de México Profundo (PEMEX).

Estas provincias geológicas están en rocas generadoras del Jurásico y almacenadoras del Terciario y Mesozoico, destacando su complejidad las provincias que se ven afectadas por la tectónica salina.

Algunas características geológicas de las principales provincias son:

### **1.5.1 Cinturón Plegado Perdido**

Comprende arenas turbidíticas del Eoceno y Oligoceno en estructuras compresivas de grandes dimensiones. Está echado abajo de la Franja de Sal Alóctona, se formó un cinturón plegado y fallado originado por un 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 km) y apretadas. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 m. Hasta el 2011 se contaba con 7,150 km<sup>2</sup> en sísmica 3D.

Las rocas almacenadoras están dentro de la columna mesozoica calizas fracturadas de aguas profundas y en el Terciario turbiditas siliciclásticas.

### **1.5.2 Provincia de las Cordilleras Mexicanas**

Se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas muy 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 Sur del Cinturón Plegado de las Cordilleras Mexicanas, mismas que se asocian a un despegue regional localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno. Se tiene arenas turbidíticas del Eoceno-Plioceno en pliegues gravitacionales esbeltos de gran longitud.

Esta provincia se localiza en tirantes de agua de 500 -3,500 m, hasta el 2011 se contaba con 18,600 km<sup>2</sup> de sísmica en 3D.

Uno de los pozos perforados en esta provincia es el pozo Lakach-1 que fue perforado en el 2006 frente a las costas del estado de Veracruz, a 131 km al noroeste del Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz alcanzando el fondo marino a la profundidad de 988 m. Con este pozo se descubrió el primer yacimiento de gas no asociado en aguas profundas del Golfo de México en rocas del Mioceno.

El volumen original 3P de gas natural es 1,732.7 MMMpc. Las reservas 3P estimadas son 1,301.8 MMMpc de gas, que equivalen a 268.5 MMbpc. Las reservas probadas y probables ascienden a 308.5 y 364.4 MMMpc, respectivamente.

En el marco tectónico, el campo Lakach es un anticlinal que se encuentra al sur del alineamiento Lakach-Labay, con dirección noroeste a sureste. Este alineamiento se ubica en el límite sureste de las Cordilleras Mexicanas. El pozo Lakach-1 atraviesa una columna geológica que comprende rocas del Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior, constituida por intercalaciones de horizontes arcillosos con limolitas y areniscas líticas. Las rocas que constituyen los yacimientos son del Mioceno Inferior formadas principalmente por areniscas líticas y limolitas, y corresponden a complejos de abanicos turbidíticos y canales submarinos en un ambiente de talud.

La roca sello de la parte superior e inferior de ambos yacimientos, está constituida principalmente por lutitas con espesores mayores a 30 m y distribución lateral amplia inferior. La trampa que presenta es de tipo combinada, estructuralmente se encuentra confinado por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos. La respuesta sísmica de los yacimientos presenta claros indicadores directos de hidrocarburos, los límites de sus anomalías son concordantes con los contornos estructurales.

Los resultados de los análisis isotópicos realizados a las muestras de gas recuperados en el pozo Lakach-1, muestran rocas generadoras afines a las rocas del Jurásico Superior Tithoniano presentando una elevada madurez térmica.

Se presentan dos yacimientos, el primero formado por arenisca lítica de granulometría fina a gruesa, matriz limo-arcillosa y cementante calcáreo, con porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria móldica de 15% a 28%, medida en el laboratorio a partir de los núcleos que se cortaron en este yacimiento. En las pruebas de producción se registró un gasto de 25 MMpcd de gas. Mientras que el segundo está formado por arenisca lítica de grano fino a grueso, matriz limo-arcillosa y escaso cementante calcáreo, con intercalaciones de areniscas conglomeráticas y conglomerados poligmíticos. La porosidad es primaria intergranular y secundaria de tipo móldica de 15% a 25% y saturación de agua de 31%, resultando un espesor neto de 38 m. En las pruebas de producción registró un gasto de 30 MMpcd de gas.

### **1.5.3 Provincia Salina del Golfo Profundo ó Cuenca Salina del Istmo**

Conformada por calizas mesozoicas y areniscas en estructuras complejas asociadas a tectónica salina, ubicada en tirantes de agua de 500 a 3,000 m. Los pozos perforados han permitido descubrir dos yacimientos de aceite extrapesado.

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 del 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.

El pozo Lalai-1 se localiza frente a las costas del estado de Veracruz, a 93 km al noroeste del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz a un tirante de agua de 806 m. Geológicamente se ubica en el límite oeste de la provincia Salina del Istmo. Con este pozo se descubrió un yacimiento de gas no asociado en rocas del Mioceno Inferior.

Por medio de este pozo se descubrieron dos yacimientos. El primero se encuentra en el intervalo 2,347-2,431.5 m, del cual su roca almacén es de arenas y areniscas líticas de grano fino a grueso,

con una consolidación pobre, matriz casi ausente, sus constituyentes son granos de cuarzo anguloso, plagioclasas, muscovita, fragmentos líticos calcáreos y abundantes fragmentos líticos volcánicos. La porosidad primaria intergranular y secundaria móldica se encuentra en el rango de 15% a 28%. En las pruebas de producción se registró un gasto de 18.1 MMpcd de gas. Mientras que el segundo se encuentra entre 2,257 y 2,333.5 m, formado por arenisca lítica de grano fino a grueso, matriz limo-arcillosa y escaso cementante calcáreo, con intercalaciones de areniscas conglomeráticas y conglomerados poligmíticos. La porosidad primaria es intergranular y la secundaria de tipo móldica de 15% a 25%. En las pruebas de producción, el yacimiento registró un gasto de 3.2 MMpcd de gas.

Su geología estructural consta de alineamientos en dirección noreste a suroeste, afectados por cuerpos salinos. Se interpreta que la expulsión de sal en esta área ocurrió principalmente durante el Pleistoceno-Reciente, debido a que se observan plegamientos y cuñas sintectónicas derivados de la contracción pliocénica. La estructura es un anticlinal con cierre contra fallas inversas al noroeste y sureste, y presenta una falla al noreste del pozo que separa la estructura en dos bloques principales.

La columna geológica del campo comprende rocas sedimentarias siliciclásticas que van en edad, desde el Mioceno Inferior al Reciente Pleistoceno. Las cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis de foraminíferos planctónicos índices en las muestras de canal y núcleos. Mediante resultados de estudios de bioestratigrafía de alta resolución se interpreta que el paleoambiente de depósito de las rocas del yacimiento corresponde a un complejo de abanicos submarinos distribuidos en una batimetría que fluctúa de nerítica externa a batial superior.

La roca sello de los plays del Oligoceno y Mioceno son capas de lutitas. Para el Oligoceno, se tienen espesores de más de 100 m, en tanto que para las secuencias arenosas del Mioceno Inferior-Medio, se tienen intercalaciones arcillosas de 30 m a 50 m de espesor, presentando un paquete de lutitas de más de 500 m de espesor que corresponde a la secuencia transgresiva del Plioceno Inferior. Esta secuencia arcillosa del Plioceno presenta un adelgazamiento hacia el norte, en dirección a las aguas profundas del Golfo de México.

El tipo de trampa que presenta esta provincia es combinada; su estructura se encuentra confinada por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos. La roca generadora es del Jurásico Superior Tithoniano, en ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica.

#### **1.5.4 Cinturón Plegado Catemaco**

Esta provincia está formada por rocas sedimentarias del Terciario formando pliegues de orientación preferencial noreste-suroeste. Dicha deformación se asocia al evento Chiapaneco del Mioceno medio y tardío.

El pozo Noxal-1 fue perforado en esta zona, localizado frente a las costas del estado de Veracruz a 102 km al noroeste del Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, con un tirante de agua de 935 m. El

pozo Noxal-1 ayudó en la incorporación de un nuevo yacimiento de gas no asociado en areniscas con intercalaciones de limolitas de Edad Plioceno Inferior.

Con el pozo Noxal-1, se obtuvo una estratigrafía que comprende rocas que van desde el Reciente Pleistoceno al Mioceno Inferior, y está constituida por intercalaciones de horizontes arcillosos con areniscas líticas y limolitas. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis de foraminíferos en las muestras de canal y núcleos cortados por el pozo. El yacimiento se localiza a nivel Plioceno Inferior, el cual forma parte de complejos turbidíticos y canales submarinos depositados en un ambiente de talud.

La trampa se ubica en un anticlinal con cierre propio a nivel de yacimiento y está limitado por fallas inversas en los flancos noroeste y sureste. La roca sello en la parte superior e inferior del yacimiento se constituye de lutitas con espesores mayores a 200 m. Por otro lado los resultados de los análisis isotópicos que se realizaron a las muestras de gas recuperadas del pozo Noxal-1, mostraron que el origen de las rocas generadoras tienen afinidad a las rocas del Jurásico Superior Tithoniano que presentan una elevada madurez térmica.

El yacimiento está constituido por areniscas líticas de granulometría fina a muy fina que gradúa a limolita, en matriz limo-arcillosa y cementante calcáreo, con porosidad primaria intergranular y secundaria de tipo móldica de 16% a 22%, y saturación de agua entre 30% y 50%. El yacimiento de Edad Plioceno Inferior resultó productor con un gasto de 10 MMpcd de gas y está localizado en el intervalo 2,134-2,202 m.

## **1.6 Exploración de hidrocarburos en aguas profundas**

La operación de exploración petrolera se refiere a la actividad por medio de la cual es posible descubrir nuevos yacimientos y así poder incorporar reservas, ya sea de gas o de aceite. La probabilidad de éxito que tiene va de un 10% a un 40%, el cual depende en gran medida de la tecnología con la que se cuenta. Esta actividad se debe visualizar como una fase de inversión, puesto que el valor del proyecto depende de la información que se obtenga en esta etapa.

La exploración dentro de la industria petrolera ha tenido sus altibajos, teniendo grandes avances en cuanto a la tecnología utilizada para poder descubrir nuevos yacimientos en nuevas áreas.

A partir de los 90's se ha dado un gran desarrollo tecnológico en la exploración petrolera, ya que se cuenta con bases de datos de mayor tamaño, modelos tridimensionales, mapas computarizados así como mayor capacidad de procesamiento y nuevos métodos, lo que ha permitido el descubrimiento de más y mayores campos.

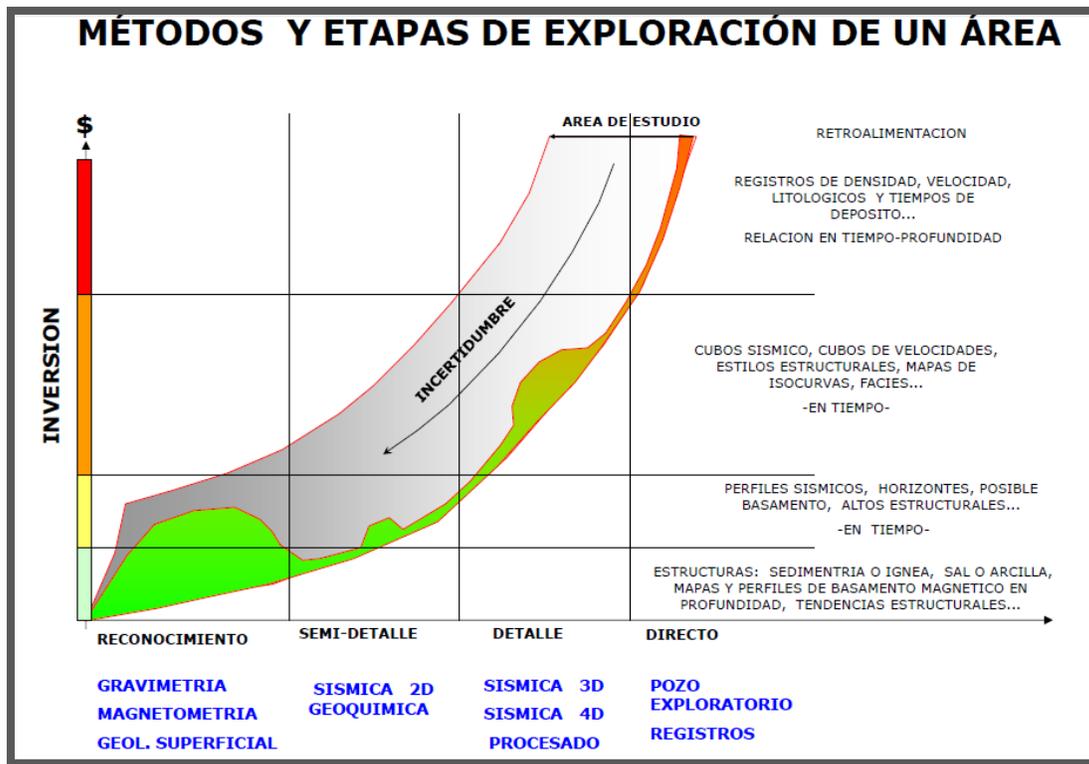


Figura 1.4 Métodos y etapas de exploración (Moreno y Díaz-Navarro, 2012).

### 1.6.1 Prospección geofísica

La sísmica es el método más utilizado dentro de la exploración en la industria petrolera y el que mejores resultados ha brindado, siendo éste método el que ha permitido que la exploración en aguas profundas sea un éxito. En los 80's este método evolucionó pasando de la sísmica 2D a la 3D, que junto con la capacidad computacional y procesamiento de datos le ha sido posible realizar levantamientos 3D, prosperando poco a poco para mejorar estos modelos y proveer imágenes más precisas con el fin de incrementar la probabilidad de éxito en la exploración petrolera. La sísmica involucra cuatro etapas: adquisición, procesamiento, visualización e interpretación.

En aguas profundas la actividad sísmica es la base para la recopilación de datos, así como la localización de yacimientos, realizándose esta actividad por medio de barcos equipados para recolectar datos sísmicos del subsuelo. Sin embargo la sísmica no permite analizar todo lo que se requiere a tirantes de agua más profundos, es por eso que el uso de la gravimetría y la magnetometría han tenido un auge importante en los yacimientos localizados en estas áreas, los cuales se complementan con la prospección sísmica con lo que se pueda tener una mejor interpretación. Al realizar la aplicación correcta en conjunto de estas herramientas, se disminuye el riesgo que se tiene en la exploración, dando lugar a velocidades sísmicas mejoradas así como la obtención de modelos geológicos integrados.

Las áreas prospectivas subsalinas en aguas profundas han demostrado ser difíciles para la obtención de imágenes utilizando datos de los primeros levantamientos 3D. A pesar de que los datos sísmicos proporcionan información para realizar operaciones exploratorias exitosas, la mayoría de los casos no logran arrojar imágenes de calidad en las formaciones de sal.

Lo anterior dio como resultado el desarrollado de nuevos métodos para la obtención de datos dentro de los cuales están: sistemas de adquisición de datos con sensores unitarios "Q-marine", lo que incrementa la resolución de las imágenes sísmicas; la utilización de un nuevo método sísmico llamado registro en círculos, resultando eficaz para la obtención de imágenes debajo de la sal y de otras capas reflectivas; perfiles sísmicos verticales (VSP), técnicas de adquisición de datos sísmicos durante la perforación; el uso de la gravimetría y magnetometría, iniciando su aplicación en los 20's perdiendo importancia a inicios de los 90's, debido a los avances acelerados que se dieron en la sísmica.

Por otro lado, la tecnología electromagnética (EM) ha sido adaptada para aguas profundas, donde los equipos de exploración integran los datos EM con los sísmicos para mejorar la resolución estructural y localizar las reservas de hidrocarburos con gran precisión.

Dentro de las nuevas tecnologías que ayuda a solucionar los problemas de definición de estructura en la exploración del subsuelo, se encuentran los levantamientos sísmicos de cobertura amplia (WAZ, por su nombre en inglés). Este método proporciona los datos de todas las trayectorias de ondas sísmicas que viajan en diferentes direcciones, así como el incremento en la relación señal-ruido demostrando tener una buena resolución en ambientes heterogéneos.

Para las formaciones de sal estas trayectorias sísmicas han sido mejoradas con el uso de WAZ lo que mejora la iluminación en las capas por debajo de la sal, en especial alrededor de los límites.

La tecnología WAZ presenta variantes en la geometría de las embarcaciones, con lo que se descubrió que al realizar la adquisición WAZ en dos direcciones de navegación opuestas en tres orientaciones diferentes el subsuelo se cubría seis veces, y el conjunto de estos datos lograban un registro tridimensional más completo. Al darse cuenta que al tomar datos en varias direcciones ofrecía un mejor modelo 3D, se decidió retomar la idea propuesta en 1980 de navegar en círculos alrededor de un punto establecido, sobre todo en los domos salinos, lo cual ahora es posible ya que los cables sísmicos se pueden mantener en un desplazamiento lateral durante el viraje del barco. Así mismo las capacidades de posicionamiento, sensores marinos y arreglos de fuentes que suministran una penetración profunda actualmente, permiten la adquisición sísmica con la geometría circular.

#### **1.6.1.1 Perfil sísmico vertical**

Los levantamientos de sísmica de pozos (conocido también como VSP), es una de las técnicas más versátiles de medición de fondo de pozo con que se cuenta hasta el momento. Este método vincula las imágenes sísmicas de superficie basadas en el tiempo con los registros de pozos

basados en la profundidad y se clasifica según la geometría del levantamiento que se determina por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de receptores. Este tipo de sismica reduce el riesgo durante la perforación de sedimentos subsalinos mediante la obtención de relaciones de velocidades sísmicas más precisas antes de que el pozo salga de la sal.

### **1.6.1.2 Implementación de gravimetría y magnetometría a la exploración petrolera en aguas profundas**

La gravimetría y magnetometría son dos métodos geofísicos conocidos como métodos potenciales, utilizados comúnmente para la exploración de grandes áreas, visualización de nuevas cuencas y su delimitación.

En el Golfo de México es un procedimiento normal la adquisición de datos magnéticos y gravimétricos de alta resolución complementados con estudios 2D y 3D.

Actualmente las áreas que son exploradas para descubrir yacimientos son ideales para la utilización de gravimetría y magnetometría, puesto que ya se cuentan con los conocimientos y herramientas necesarias para la conjunción de estos estudios con la prospección sísmica; sumándole la facilidad de adquisición de datos potenciales, los bajos costos de sondeos, el buen entendimiento de los algoritmos utilizados en los procesos de información e interpretación. Es por ello que la combinación de estas tecnologías, han hecho más rápida y eficiente la exploración en zonas que no habían sido exploradas.

Por lo general, el uso de la gravimetría y magnetometría se aplica en áreas donde es muy difícil o imposible que la sísmica se realice. Como ejemplo de esto se tienen los bloques de sal, donde la sísmica es muy efectiva sólo para dar las imágenes de la superficie del bloque, sin embargo debido a la alta velocidad que tiene la sal es difícil la visualización mientras se atraviesa dicho bloque.

Así mismo los avances en software han tenido mucho que ver en el uso de la gravimetría y magnetometría, puesto que estos proveen la habilidad de mostrar con eficacia, evaluar rápidamente y además de la experimentación dinámica con un conjunto de datos que ayuda a reducir el riesgo e incrementar la capacidad de prospección en la exploración. A lo que es mucho mejor contar con un software que integre la gravimetría, magnetometría con la sísmica u otro dato ya sea geofísico o geológico.

En la actualidad es común que los barcos que adquieren datos sísmicos, realicen al mismo tiempo la adquisición de datos gravimétricos, tomando en la mayoría de los casos un dato por segundo brindando con ello datos de alta calidad.

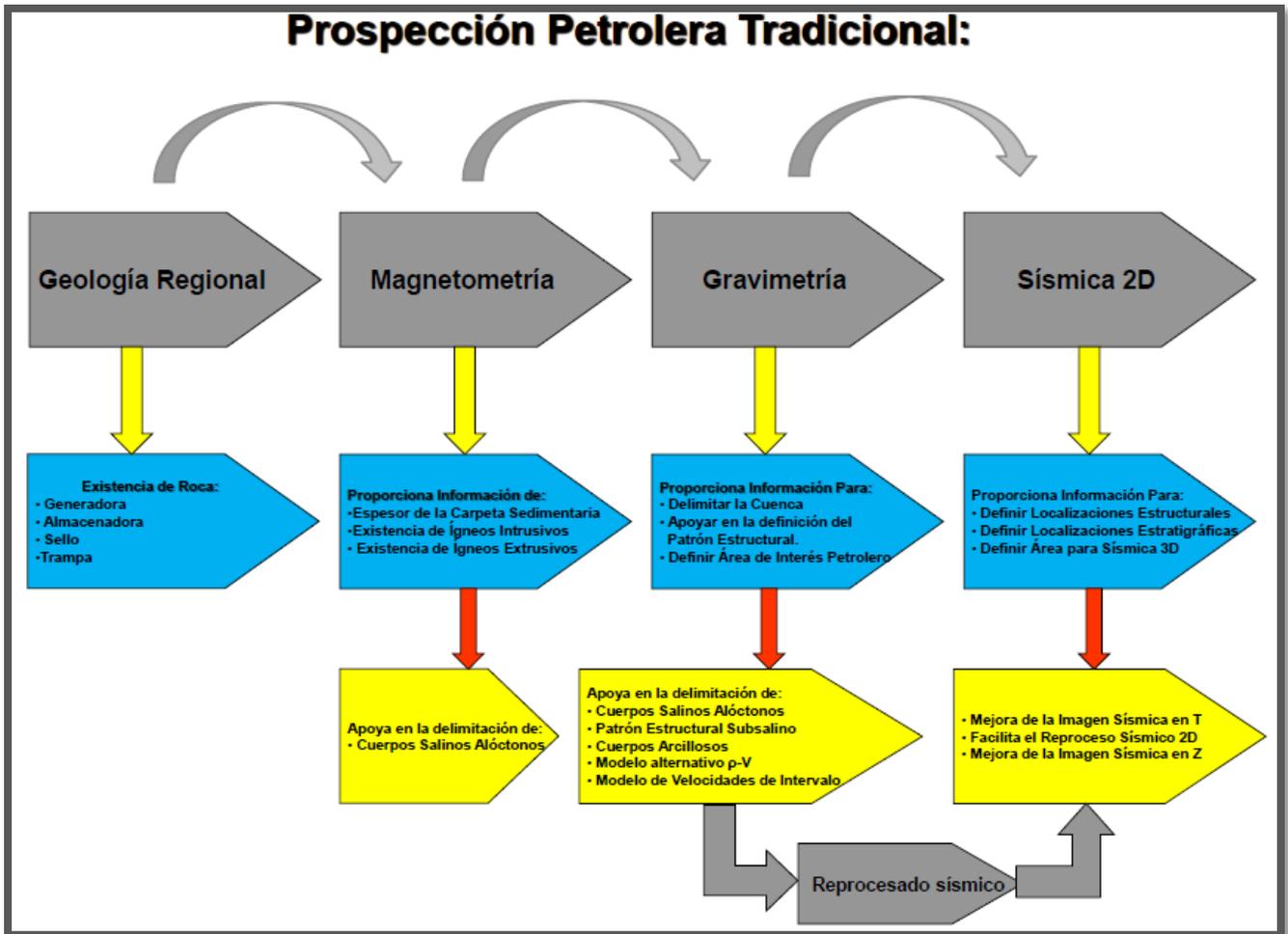


Figura 1.5 Utilidad de los métodos potenciales en la exploración petrolera (Moreno y Díaz-Navarro, 2012).

### 1.7 Planeación de la explotación de yacimientos en AP

En todos los proyectos de la industria petrolera es necesario que se cuente con una planeación detallada en la cual se estipulen y administren las etapas a seguir para el desarrollo de un campo. En aguas profundas debido a los altos costos de cada una de las operaciones, las limitantes y los riesgos del entorno, se hace necesario de una planeación aún más minuciosa.

La planeación requiere de una fuerte base de sustento la cual proporcionará la información de entrada para el desarrollo de cualquier yacimiento o campo.

El sustento del proyecto recaerá en las áreas encargadas del modelado estático y dinámico del yacimiento, las cuales en un primer esfuerzo de comprensión del campo basarán su evaluación en información exploratoria obtenida de la sísmica, gravimetría, magnetometría, estudios de sistemas petroleros, campos cercanos y perforación de pozos exploratorios en los cuales se necesita de la mayor toma de información posible para lograr el modelado estático y el cálculo de

reservas, se requiere tener una evaluación de información cíclica la cual disminuya la incertidumbre de tener una acumulación de hidrocarburos no comercial en el yacimiento que ponga en riesgo el valor económico de la inversión. Con esto se pretende complementar poco a poco la información para tener mayor conocimiento del yacimiento, continuar con el análisis del proyecto, evaluar que se ha hecho bien hasta el momento, modificar lo que sea necesario para no presentar errores y así poder seguir adelante con los calendarios planeados.

Con la información obtenida se debe realizar una evaluación exhaustiva en la cual se muestren todos los caminos viables para desarrollar el yacimiento, así como las medidas que se deberán tomar en caso de presentarse algún obstáculo, las tecnologías y equipos que se requieren para realizarlo, la inversión y los costos que se estiman; todos estos parámetros deben ser integrados en un análisis de sensibilidad el cual nos ayudará a determinar que opción presentará más beneficios, con lo que se logrará establecer cuantos pozos deben ser perforados, si es necesario el uso de pozos inyectoros, de sistemas artificiales, que tecnología y equipo son los más óptimos dadas las condiciones del campo, las medidas que se requieren para lograr el aseguramiento de flujo, como deberá ser la terminación de cada pozo y que características deben cumplir los sistemas submarinos de producción y las instalaciones superficiales

En la figura 1.6 se puede observar la necesidad de integrar diferentes disciplinas para obtener diversos datos, pretendiendo incrementar la comprensión de cada yacimiento en AP, con el fin de tener una base confiable en la toma de decisiones para el plan de explotación, en el cual estarán integradas actividades y estudios como:

- Modelo de yacimiento del subsuelo
- Estrategia de drene y localizaciones de fondo de pozo
- Plan de desarrollo de campos petroleros
- Ingeniería y tecnología de diseño de pozos
- Metodología de intervención de pozos
- Diseño e instalación de líneas de conducción y plataformas
- La integración permite ver como las decisiones tomadas en un área afectan todas las otras áreas

La planeación será clave para lograr el éxito en el desarrollo de un proyecto en aguas profundas, estando presente a lo largo de toda la vida del mismo para poder retroalimentarlo y así generar mejores prácticas (ver figura 1.7), producto de la experiencia de operación de las compañías involucradas; así mismo se requiere de una evaluación continua con el fin de obtener información necesaria para analizar la evolución de cada etapa, las cuales en su mayoría son dependientes entre sí y podrán afectar o no el desempeño de la siguiente.

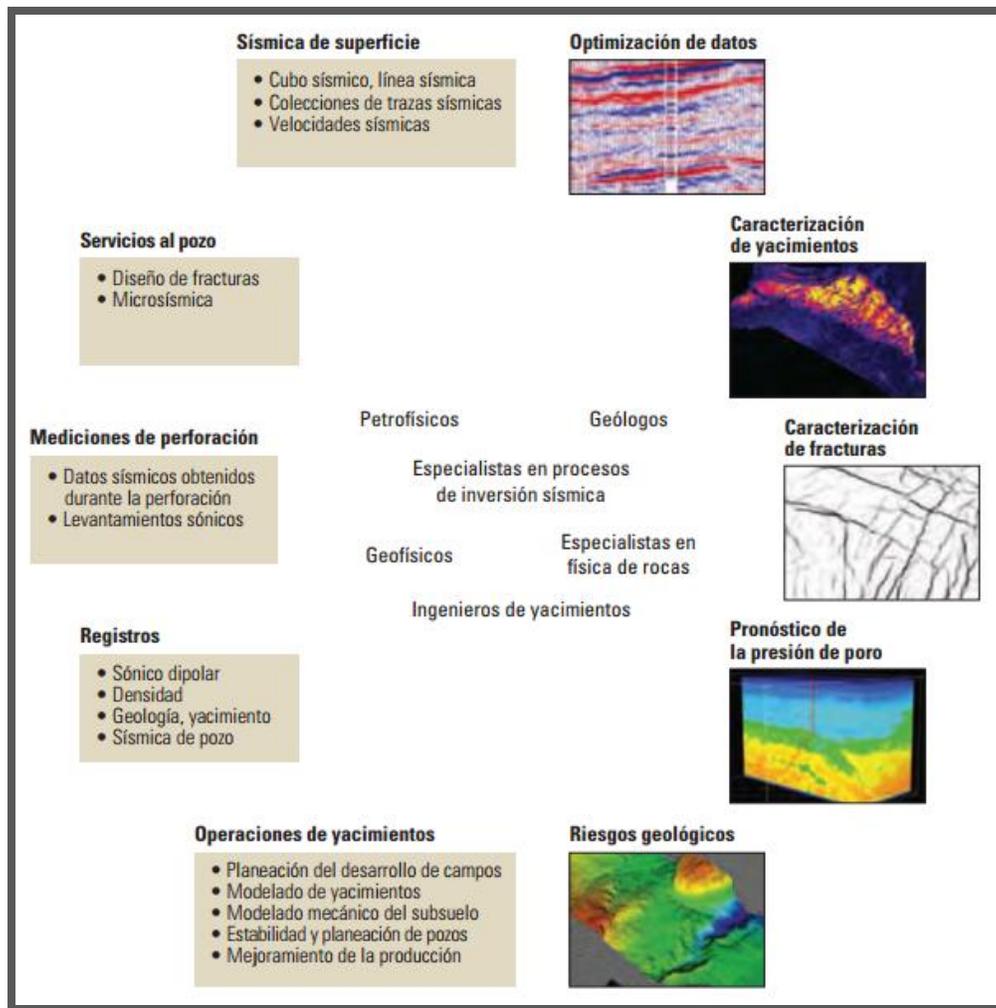


Figura 1.6 Integración de la información para entender el yacimiento (Schlumberger).

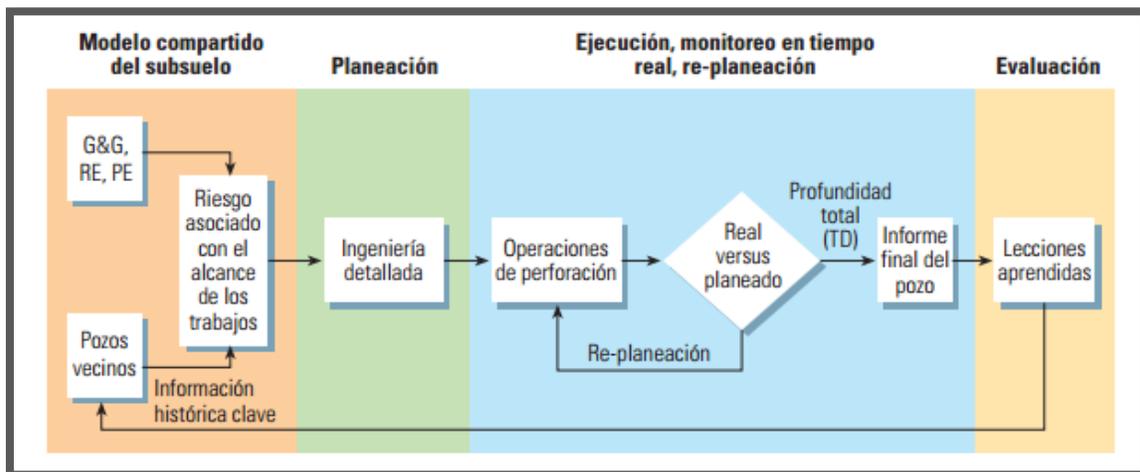


Figura 1.7 Refinación de un proyecto de explotación en AP (Schlumberger).

Para lograr que la actividad de planeación sea exitosa, se debe contar con la sinergia de todas las disciplinas participantes en el desarrollo de un campo, siendo clave la comunicación y la planeación conjunta. Adicionalmente se requiere de la colaboración y eficiencia de las empresas que proveen los equipos, ya que la mayoría son diseñados y fabricados especialmente para cada campo, elevando el tiempo de entrega y desarrollo del proyecto así como el aumento de posibles retrasos.

En general, una planeación de proyectos en AP debe contener las siguientes consideraciones:

- Características del yacimiento y de los fluidos a producir
- Número de pozos necesarios para su explotación dependiendo del área de drene y eficiencia de cada pozo
- Tipo de terminación de los pozos
- Energía del yacimiento
- Declinación
- Tirante de agua
- Infraestructura necesaria para la explotación y las características que debe cumplir
- Localización del campo
- Condiciones ambientales y meteorológicas a lo largo del año
- Recuperación secundaria y mejorada
- Bombeo artificial
- Procesamiento del hidrocarburo
- Disponibilidad de equipos
- Calendario de actividades
- Intervenciones necesarias
- Aseguramiento de flujo
- Logística de abastecimiento
- Abandono del campo

Lo cual hace necesario de una integración y evaluación de las necesidades que se presentarán a futuro y que requieren ser consideradas para no modificar el desempeño del proyecto y su desarrollo. El aseguramiento de flujo y el mantenimiento de las instalaciones son dos factores que generalmente son considerados como correctivos, sin embargo en AP no se pueden tener este tipo de filosofías por lo que se hace necesario la prevención, aun cuando parezcan gastos innecesarios.

El éxito de la planeación de los proyectos de explotación de hidrocarburos en AP solo será confirmado después de abandonar el campo, debido al alto riesgo y tiempo de recuperación de la inversión, por lo que se hace necesario un cambio de visión a largo plazo así como también de la comprensión de los riesgos existentes en toda la vida del proyecto.

Finalmente dentro de la planeación de los proyectos en AP deben ser considerados todos los posibles efectos que pueden causarse al medio ambiente, considerando tomar las medidas de precaución necesarias para evitarlos o dañar lo menos posible. Así mismo se debe establecer claramente el proceso por medio del cual se dejará al ambiente submarino lo más parecido a como fue encontrado antes de iniciar el proyecto, y los costos que esto generará.

## Capítulo 2

### Perforación en Aguas Profundas

La perforación en aguas profundas es una de las actividades más críticas en la explotación de hidrocarburos costa afuera. El diseño, ejecución y control deben de ser lo más preciso posibles debido a que un error en este ambiente puede ocasionar grandes pérdidas humanas, ambientales y/o económicas.

La actividad más riesgosa de la perforación en aguas profundas, es al perforar pozos exploratorios puesto que en ese momento no se han podido determinar las presiones anormales exactas que serán enfrentadas, por lo cual se requieren modelos de gradiente de presión y presión anormal lo más cercano a la realidad. Existiendo adicionalmente un riesgo asociado a no encontrar acumulaciones de hidrocarburos económicamente rentables.

Las unidades de perforación costa afuera (MODU, por su nombre en inglés) llevan su propio equipo de perforación, conformado de una tubería de perforación, tubería pesada de perforación, lastra barrenas, llaves, cuñas, elevadores, sarta de perforación, herramientas de pozo, etc. La mayoría de estos elementos deben cumplir con los estándares del API (American Petroleum Institute).

#### 2.1 Instalaciones superficiales de perforación

Las instalaciones superficiales en aguas profundas son el pilar de las operaciones de perforación, y pueden tener capacidades y características diferentes según el tipo de tecnología utilizada. A continuación se describirá una breve historia de su evolución así como la descripción de las unidades superficiales de perforación utilizadas actualmente en aguas profundas.

##### 2.1.1 Evolución de las instalaciones marinas

El desarrollo tecnológico necesario para solventar las necesidades que van surgiendo en la sociedad, presenta cada vez más y mayores innovaciones conforme transcurre el tiempo, lo que dentro de la industria petrolera no se queda fuera. Tal es el caso de las plataformas que se han utilizado a lo largo del tiempo para poder perforar pozos y extraer los hidrocarburos en las zonas marinas, evolución que se ha presentado debido a la necesidad de explotar ambientes no convencionales y más riesgosos.

Los primeros pozos petroleros que tenían como objetivo yacimientos bajo algún cuerpo de agua fueron perforados con plataformas de madera construidas sobre pilares de éste mismo material generalmente con 3 m de profundidad de tirante de agua en el Gran Lago St. Marys localizado en el estado de Ohio, EUA, alrededor del año 1891. Los primeros problemas de perforar bajo

percusión como se realizaba en el pasado consistían en que el tirante de agua generaba resistencia a la caída del sistema de perforación, lo cual causaba menor daño a la roca con una precisión nula, por lo que para solucionar estos problemas se generaron los primeros risers que tenían como fin aislar el tirante de agua de la zona a perforar.

Poco a poco se descubrieron yacimientos en tirantes de agua más profundos lo cual dificultaba la instalación de los pilotes debido al movimiento de los barcos de instalación y a la baja precisión con la que se montaban, por ello se decidió construir estructuras con un material más resistente. Fue hasta el año 1948 en el campo "Grand Isle" a un tirante de agua de 14 m donde se tuvo la primera plataforma con estructura de acero, misma que estaba conformada por 25 columnas de 4 pilares cada una, con lo que se soportaba la plataforma.

Debido a que los yacimientos se localizaban a tirantes de agua cada vez más profundos, la construcción de plataformas con piernas de acero más largas provocaba que éstas tuvieran mayor flexibilidad, dando como resultado la pérdida de estabilidad causado por las corrientes marinas, donde incluso las piernas podían llegar a romperse, por lo que se buscó la forma de tener mayor soporte. Como resultado de esto, se construyeron plataformas con soporte o patas de concreto, como ejemplo se tiene la plataforma "Beryl Alpha", ubicada en el Mar del Norte, con un tirante de agua de 120 m, construida en 1975.



Figura 2.1 Plataforma Beryl Alpha.

En 1978 la compañía Shell instaló la plataforma Cognac con un tirante de agua de 311 m. Esta plataforma pesaba aproximadamente 50,000 toneladas, siendo la plataforma de perforación y

producción fija más grande hasta ese momento. La plataforma Cognac no sólo utilizó tecnología nueva, si no también requirió de la ayuda de buzos para posicionar, alinear y ensamblar las 3 partes de la estructura de acero de la que está compuesta. Cognac inició su producción en 1982 con 72,000 barriles de aceite y 100 millones de pies cúbicos de gas por día.

En 1984 se utilizó por primera vez una plataforma de piernas tensionadas en el campo Hutton, ubicado en el Mar del Norte de la zona británica con un tirante de agua de 148 m. Sin embargo fue en 1989 que la empresa Shell anunció la construcción de la TLP "Auger", la cual sería instalada a una profundidad de 870 metros en el Golfo de México, rompiendo el récord en profundidad de una plataforma de perforación y producción. Dicha plataforma tuvo su primera producción el 15 de abril de 1994.

Las plataformas SPAR fueron utilizadas por primera vez en el año 1996 en el campo Neptuno, ubicado en el Golfo de México, a una profundidad de 588 m. En el año 2009 la empresa Shell utilizó esta tecnología a una profundidad de 2,838 m, en el campo Perdido, ubicado en el Golfo de México.



Figura 2.2 Spar, proyecto Perdido Shell.

En los últimos años se ha empezado a utilizar una tecnología conocida como "posicionamiento dinámico" con la que las plataformas y barcos por medio de potentes propulsores son recolocados en el punto exacto en el que deben permanecer, contrarrestando el movimiento del mar. Para esto es necesario el uso de sistemas GPS (Global Positioning Systems) que mediante triangulación satelital y la utilización de sistemas automatizados por computadora, comparan las posiciones y rectifican automáticamente la posible traslación, controlando los motores y propulsores de la plataforma. Esta técnica es muy utilizada en plataformas y barcos de exploración y mantenimiento de pozos, evitando así el uso de sistemas de anclaje que además de costosos, no presentan la versatilidad de un barco o plataforma con posicionamiento dinámico.

## 2.1.2 Instalaciones superficiales de perforación para Aguas Profundas

### 2.1.2.1 Plataformas de piernas tensionadas

La idea básica detrás del concepto de una plataforma de piernas tensionadas era hacer una estructura que en parte fuera rígida y en parte flexible. Por lo que las plataformas TLP se definen como estructuras flotantes, pero también pueden ser clasificadas como plataformas fijas. En general las TLP son similares a las columnas estabilizadas de plataformas fijas con la excepción de que la flotabilidad de las TLP excede su peso por lo que el equilibrio vertical de las plataformas requiere cables tensos conectados con la estructura superior de la plataforma al fondo del mar. Estos cables tensos son conocidos como piernas tensionadas o tendones.

Estas plataformas son estructuras flotantes fijadas debajo del agua con anclas y cables de diferente tensión. La flotación de la plataforma ayuda a mantener los cables tensos, aunque la forma en que se encadenan puede tener un impacto. Se emplean para la perforación de pozos en aguas profundas a tirantes de agua entre 460 m y 2,200 m.



Figura 2.3 Plataforma de piernas tensionadas.

Los cables de la plataforma están diseñados para ser flexibles pero resistentes, permitiendo movimientos horizontales, con lo que se evita la rotura y desgaste debido a la constante lucha contra la fuerza del mar. Así mismo los cables se tensan lo suficiente para que el movimiento vertical no sea posible.

Un elemento importante de estas plataformas son las juntas flexibles (flex-joints), fabricadas de acero y material elastómero, permitiendo que la estructura se desplace horizontalmente sin provocar deformación en los tensores.

Su instalación es sencilla ya que no requiere barcas grúa. Presentan gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas. Los elementos verticales son anclados al fondo marino por medio de una estructura de acero cimentado mediante pilotes.

El costo de la TLP incrementa conforme el tirante de agua es mayor debido a los cables de anclaje, presentando como otra desventaja que soporta un solo equipo de perforación y tiene una tecnología compleja. Sin embargo esta plataforma no sólo se puede utilizar para perforación como los barcos o las semisumergibles, sino también para terminación, reparación y producción de pozos.

### **2.1.2.2 Plataforma Spar**

Es una estructura flotante utilizada para la perforación y producción de hidrocarburos en aguas profundas, pudiendo operar en tirantes de agua de más de 3,000 m. Consiste en una estructura cilíndrica vertical con paneles interiores los cuales forman tanques que dan soporte y flotación a las instalaciones que son montadas en la parte superior del cilindro. Los cuatro principales sistemas de estas plataformas son el casco, anclajes, hardware superficial y risers.

El cilindro está diseñado de tal manera que pueda adaptarse a las corrientes marinas severas, así como también puede amortiguar condiciones meteorológicas adversas. La determinación del tamaño del cilindro y el diámetro del casco depende del número de pozos, el espaciado de la cabeza del pozo superficial y el peso de la instalación. Aproximadamente el 90% de la estructura del cilindro se encuentra bajo el agua. El casco del cilindro está rodeado con un espiral de aspas para añadir estabilidad. Además, la parte inferior del cilindro incluye una sección de lastrado con un material que pesa más que el agua, garantizando que el centro de gravedad esté situado debajo del centro de flotabilidad. La estructura de esta plataforma debe ser amarrada al lecho marino para prevenir el desplazamiento debido a las corrientes oceánicas.

Existen dos variaciones del diseño original de las plataformas SPAR:

#### **❖ Truss Spar**

El cilindro de estas Spar es más corto y está unido a una subestructura la cual usualmente incorpora placas horizontales que ayudan a disminuir el movimiento vertical. Esta modificación elimina gran cantidad de acero y por consiguiente de peso, disminuyendo costos y facilitando su transporte.

La "Truss Spar" se divide en tres secciones distintas. La sección cilíndrica superior, conocida como "tanque duro" proporciona la mayor parte de la flotabilidad en el lugar donde se encuentre la plataforma. La sección media es la armadura que soporta las placas y provee la separación entre el "tanque suave" y el "tanque duro". El tanque suave, contiene el lastre fijo y actúa como un lugar de colgado natural para exportar las líneas de flujo.

### ❖ Spar de celdas

Es la más reciente variación, y es una versión de menor escala que el diseño original. Consiste en seis tanques a presión los cuales se encuentran rodeando un séptimo tanque. Para proporcionar la flotabilidad en la instalación, los tanques se mantienen en su lugar por medio de una estructura de acero que se extiende por debajo de los mismos lo cual proporciona estabilidad.

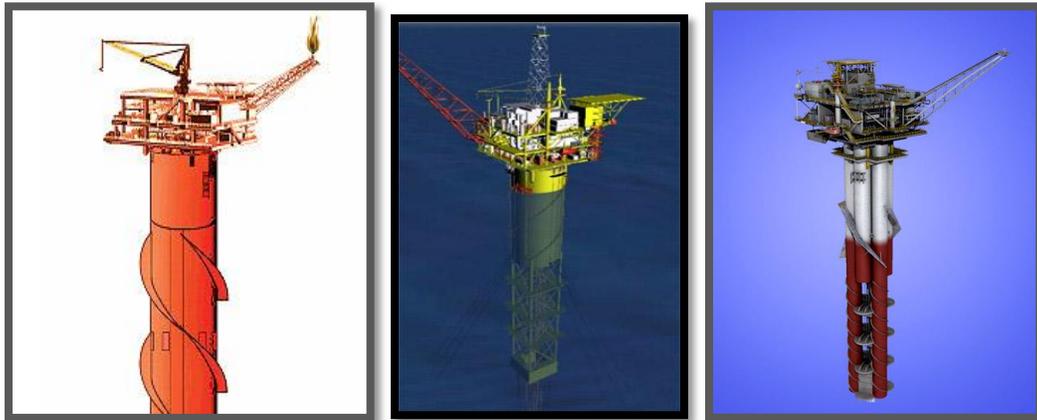


Figura 2.4 A la izquierda Spar tradicional, en medio Truss Spar y a la derecha Spar de celdas.

### 2.1.2.3 Plataformas semisumergibles

Estas plataformas incluyen columnas y pontones que se llenan de agua con el fin de que se sumerjan a una profundidad determinada y sobre ellos flote la estructura de la plataforma. Cuando estas plataformas se mueven, los pontones contienen demasiado aire para que el equipo flote sobre la superficie, con el fin de que puedan ser sujetadas a barcos remolque para ser movidas hasta el punto donde se desea perforar, sin embargo otras plataformas semisumergibles son autopropulsadas por motores empotrados que pueden conducir el equipo hasta donde se requiera. Las plataformas semisumergibles permanecen posicionadas con sistema de anclaje o posicionamiento dinámico.



Figura 2.5 Plataforma semisumergible "Bicentenario" (La Jornada).

Este tipo de plataforma no tiene contacto con el fondo marino cuando se está perforando, y es más estable que el barco perforador. Las columnas cilíndricas o cuadradas se extienden desde los pontones hacia arriba, para que sobre ellas descansa la cubierta principal. Por lo general, estas plataformas suelen utilizar sistemas de anclaje para mantenerse en la sección que se está perforando, siendo capaces de soportar condiciones meteorológicas severas.

El movimiento que causa mayor problema en estas plataformas es el que se provoca por el oleaje, lo cual se debe considerar en el diseño y operación así como la propulsión debido a los altos costos que genera.

Existen dos tipos de plataformas semisumergibles:

❖ **Semisumergible tipo botella**

Consisten en cascos con forma de botella localizados de bajo de la cubierta de perforación la cual puede ser sumergida al llenar los cascos con agua. Conforme pasó el tiempo, los ingenieros navales se dieron cuenta que la plataforma mantendría mayor estabilización si las botellas se encontraban parcialmente sumergidas. Este tipo de plataformas requiere de un sistema de anclaje para mantenerse en el lugar requerido.

❖ **Semisumergible de columnas estabilizadas**

Las plataformas semisumergibles de columnas estabilizadas tienen dos cascos horizontales conectados a través de columnas cilíndricas o rectangulares a la planta de perforación que se encuentra por encima del agua, así mismo utilizan pequeñas columnas diagonales para soportar la estructura. Este tipo de semisumergible es sumergida hasta la profundidad deseada rellenando parcialmente los cascos horizontales con agua. El sistema de amarre mantiene la plataforma por encima del pozo, pudiendo ayudar en esto el sistema de posicionamiento dinámico.

Generación	Período	Tirante de agua	Cubierta de carga variable
I	1960's	182.88 m	-
II	Principios de los 1970's	609.6 m	2,000 T
III	Principios de los 1980's	914. 4 m	3,000 T
IV	1990's	1219.2 m	5,000 T
V	Principios de los 2000's	2286 m	7,000 T
VI	2010's	3048 m	8,000 T

Tabla 2.1 Generaciones de las plataformas de perforación semisumergibles.

**2.1.2.4 Barcos perforadores**

Un barco perforador es una embarcación marina modificada capaz de perforar pozos de aceite y gas, equipado con una torre de perforación y presa de lodos. Adicionalmente, cuentan con sistema de anclaje o equipo de posicionamiento dinámico.

A diferencia de otras instalaciones superficiales de perforación, los barcos perforadores son unidades móviles autopropulsadas que poseen cascos aerodinámicos como un barco normal, motivo por el que deben considerarse como la primera opción para perforar pozos en localizaciones remotas. La velocidad a la que se mueven es razonablemente alta teniendo un bajo consumo de energía.

La forma y capacidad de la cubierta de los barcos perforadores les permite cargar gran cantidad de equipo y material para perforar. Algunos de estos barcos operan a tirantes de agua entre 300 m y 1,000 m, mientras que otros pueden utilizarse a tirantes de agua de 3,050 m, y son capaces de perforar pozos de casi 10,000 m de profundidad desde el lecho marino.

Debido a que son unidades susceptibles a ser agitados por el viento, corrientes y olas, es necesario que utilicen sistema de anclaje en la zona cuando van a perforar; cuando se utilizan para perforar en aguas profundas se requiere de posicionamiento dinámico.



Figura 2.6 Barco perforador.

### 2.1.3 Sistemas de control de movimiento

Los sistemas de control de movimiento son necesarios durante la perforación para poder dar una estabilidad a la unidad de perforación flotante, la cual está sometida a diferentes fuerzas causadas por los vientos, mareas, oleaje, fenómenos meteorológicos, corrientes y demás efectos dinámicos que se presentan en los mares y océanos.

#### 2.1.3.1 Sistema de anclaje

Los sistemas de anclaje están conformados por líneas, conectores y pilotes. Son diseñados para mantener las plataformas en un lugar ejerciendo una fuerza sobre la misma cuando las condiciones meteorológicas y oceánicas pueden llegar a moverla de donde se encuentra el pozo. Las largas cadenas o líneas están unidas de un extremo a los pilotes en el fondo marino mientras que del otro extremo se unen a la plataforma. Existen diferentes tipos de sistemas de anclaje incluyendo: catenaria convencional, semitensa y tensa.

Los factores de diseño de un sistema de anclaje dependen de las condiciones meteorológicas, oceanográficas y del daño que pueden provocar a las instalaciones cercanas. Un pozo exploratorio requiere un menor diseño comparado con un programa de un pozo multilateral, el cual requiere un período de perforación más largo con ambientes extremos. Cuando se requiere evaluar un sistema de anclaje se necesitan como consideraciones integrales: evaluaciones de riesgo y análisis de límite de estado.

La línea de anclaje puede estar fabricada de cuerda de fibra sintética, cable de acero o cadenas, incluso puede ser combinación de los tres. Los factores ambientales tales como las corrientes, el viento y las olas ayudan a determinar el material que conformará el sistema de anclaje.

La opción más común para anclajes permanentes en aguas poco profundas es la cadena, mientras que los cables de acero tienen mayor uso en tirantes de agua más profundos. Por otro lado, en aguas ultraprofundas es más común utilizar combinaciones de cadena con cable de acero, cadena con cuerda de fibra sintética y la combinación de las tres.

El sistema de anclaje está basado en la fuerza de los pilotes o anclas, de las cuales su capacidad de retención depende de la profundidad de penetración y las propiedades del suelo. Clasificándose en arrastre de ancla, succión y carga vertical.

El ancla de arrastre se remolca por el lecho marino hasta llegar a la profundidad requerida. A medida que penetra el fondo marino utiliza la resistencia del suelo para mantener el ancla en su lugar. Se utiliza principalmente para anclajes de catenaria donde la línea de anclaje en el fondo marino llega en posición horizontal.

Los pilotes de succión son los más utilizados para proyectos en aguas profundas. Los pilotes tubulares se introducen en el fondo marino mientras una bomba succiona el agua de la parte superior del tubular. Los pilotes de succión se pueden utilizar en suelos de arena, arcilla, lodo con sólidos pero no en grava ya que aquí la succión del agua se complica.

El anclaje de carga vertical es similar al de ancla de arrastre, puesto que se instala de la misma manera. Sin embargo, éste puede soportar fuerzas de anclaje horizontal y vertical. Se utiliza principalmente en anclaje de piernas tensionadas.

### **2.1.3.2 Sistema de posicionamiento dinámico**

El sistema de posicionamiento dinámico (DPS, por sus siglas en inglés) es utilizado para que las plataformas de perforación en aguas profundas permanezcan en un lugar sin la necesidad de instalar anclas al lecho marino.

Al principio se empleaba en barcos pequeños que se encargaban de extraer núcleos del fondo del mar en aguas profundas. Actualmente el DPS se usa en unidades de perforación, manteniendo su posición dentro de una tolerancia especificada por el uso de vectores de empuje, contrarrestando las fuerzas del viento, olas y corrientes que puedan mover la unidad de la localización deseada.

Las mejoras en su diseño y confiabilidad permiten mantener la posición deseada durante períodos prolongados. El incremento en la potencia disponible y los avances en el equipo de control ayudan a mantener la posición a pesar de las condiciones adversas.

Parámetro	TLP	SPAR	SEMI	BARCO P.
Tipo de sistema de control de movimiento más utilizado.	Anclaje	Anclaje	Posicionamiento dinámico (en condiciones ambientales tranquilas)	Posicionamiento dinámico (en condiciones ambientales tranquilas)
Respuesta a los factores ambientales extremos.	Estable	Estable	Sensible	Sensible
Respuesta a la profundidad de agua.	Sensible	Poco sensible	Poco sensible	Poco sensible.

Tabla 2.2 Comparación de aspectos de las diferentes unidades flotantes de perforación.

## 2.2 Operación de instalación de tubería conductora

La tubería conductora es la primer tubería en ser instalada dentro del proceso de construcción del pozo, siendo así la primer barrera que existe entre el exterior y el agujero del pozo y cuyas funciones principales son dar estructura y soporte a la tubería de revestimiento, preventor y árbol submarino. Esta tubería debe resistir la flexión que ejerce el MODU sobre ella así como las operaciones de producción que se llevarán a cabo en el futuro. Generalmente esta tubería no está en contacto con los fluidos del yacimiento, sin embargo debe resistir las presiones del mar y de los fluidos utilizados en la perforación ya que en ella se alojarán las tuberías de revestimiento que se requieran para alcanzar el objetivo y asegurar al pozo de zonas de presiones anormales.

En AP la instalación de la tubería conductora representa todo un reto puesto que su instalación depende de factores geotécnicos como son: tipo de suelo, estabilidad, relieve del lecho marino y de otros factores como el tirante de agua. Los factores antes mencionados ayudarán a determinar que método de instalación es el más adecuado. Las decisiones anteriores requieren de la intervención de diferentes áreas de ingeniería, debido a que el diseño de explotación, los equipos e instalaciones submarinas que se emplearán requieren de un diseño, evaluación económica y técnica conjunta.

Esta operación requiere una mínima tolerancia de error, pues un desplazamiento horizontal o una inclinación de las tuberías conductoras provocarían la modificación en las trayectorias de los pozos, así como cambios en el diseño de los ductos, jumpers, manifolds y demás herramientas e instalaciones necesarias para manejar la producción.

Los ambientes de depósito que han afectado las secuencias estratigráficas someras afectarán de manera importante el diseño de la tubería conductora, además de la técnica necesaria y velocidad de instalación de la misma.

Para la instalación de la tubería conductora se han desarrollado diferentes técnicas las cuales se describen a continuación.

### **2.2.1 Método de Jetting**

Esta técnica de instalación de la tubería conductora es la más utilizada en la actualidad, debido a la disminución de tiempo consumido por la operación comparándolo con técnicas en la que se perfora primero un agujero para luego bajar y cementar la tubería conductora así como la reducción de costos por renta de equipo de perforación. Sin embargo la diferencia existente entre el método de jetting y el método de perforar un agujero antes de la instalación de la tubería conductora radica en la capacidad de ejecución dependiendo del tipo de suelo, pues el primero difícilmente podría ser empleado en suelos compactos y consolidados debido a la configuración en la que se encuentra la barrena y la tubería conductora, mientras que el segundo al no tener aditamentos adicionales en la sarta de perforación es mucho más factible en este tipo de suelos. En suelos no consolidados como arcillas o arenas la situación es contraria, pues se requiere dejar un soporte para que el agujero realizado no colapse, dando lugar a una alta viabilidad del método de jetting.

Para explicar este método se requiere recordar algunas configuraciones de la sarta de perforación las cuales en su mayoría están compuestas de elementos importantes como son: barrena, motor de fondo, lastrabarras, tuberías pesadas, estabilizadores, centradores, registros para obtener información en tiempo real de la operación, tuberías de perforación, etc. Cabe mencionar que los elementos son elegidos de acuerdo a las necesidades de penetración y de funcionamiento con el sistema de jetting, por lo que se tendrá que analizar primeramente el diámetro y longitud de tubería conductora a instalar.

Una vez calculados los requerimientos, se procede a ensamblar el equipo de instalación, el cual se configura de la siguiente manera: la sarta de perforación se posiciona dentro de la tubería conductora que está unida al housing de baja presión del cabezal, la herramienta de corrida del cabezal del pozo estará sujeto a la sarta de perforación a una distancia tal que permita posicionar la barrena a la altura del extremo inferior de la tubería conductora o en algunos casos por debajo de esta altura, lo anterior depende de la necesidad de lavado del suelo marino antes de la penetración de la tubería conductora. Se debe resaltar que la configuración también depende de la relación del diámetro de barrena con el de la tubería conductora, pues se tratará de evitar que la barrena se atasque con sedimento; la herramienta de corrida a su vez cuenta con puertos especiales con los cuales pueda desalojar todos los recortes o sedimentos arrojados por la acción de la barrena y del lavado del fluido que pasa por las boquillas de la misma.

Esta operación se lleva a cabo hasta lograr la profundidad deseada cuidando la trayectoria con las herramientas de registro acopladas a la sarta.

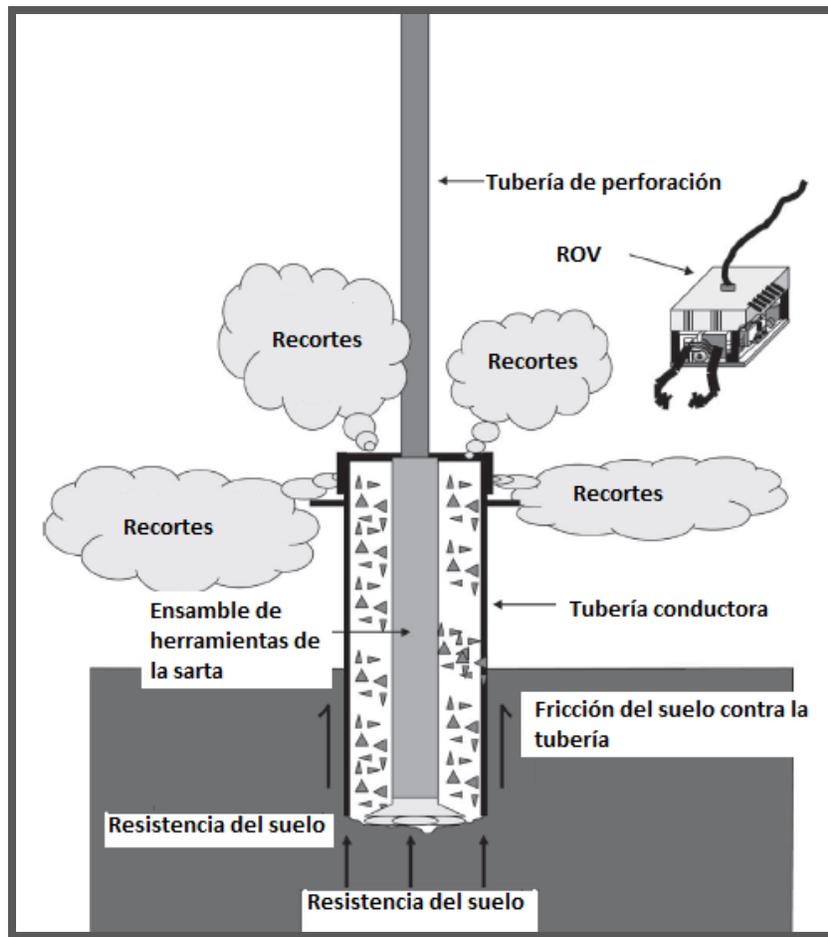


Figura 2.7 Método de instalación de tubería conductora Jetting.

### 2.2.2 Instalación con apoyo de martillo hidráulico

Utilizando barcasas para la transportación de tuberías y con apoyo de un buque de asistencia para la instalación de pilotes (AHV) se procede a instalar tuberías conductoras en el fondo marino.

La primera etapa de instalación consiste en posicionar el AHV junto a la barcaza que transporta las tuberías, manteniendo la posición mientras la tripulación de cubierta pasa el cable del AHV a la barcaza, cable con el cual se baja la tubería conductora al lecho marino.

El cable del AHV se conecta a la cabeza de la herramienta de succión que está conectada en uno de los extremos de la tubería; asegurada la tubería con el cable, se procede a pasar la tubería a la rampa de lanzamiento para poder ser lanzada al mar.

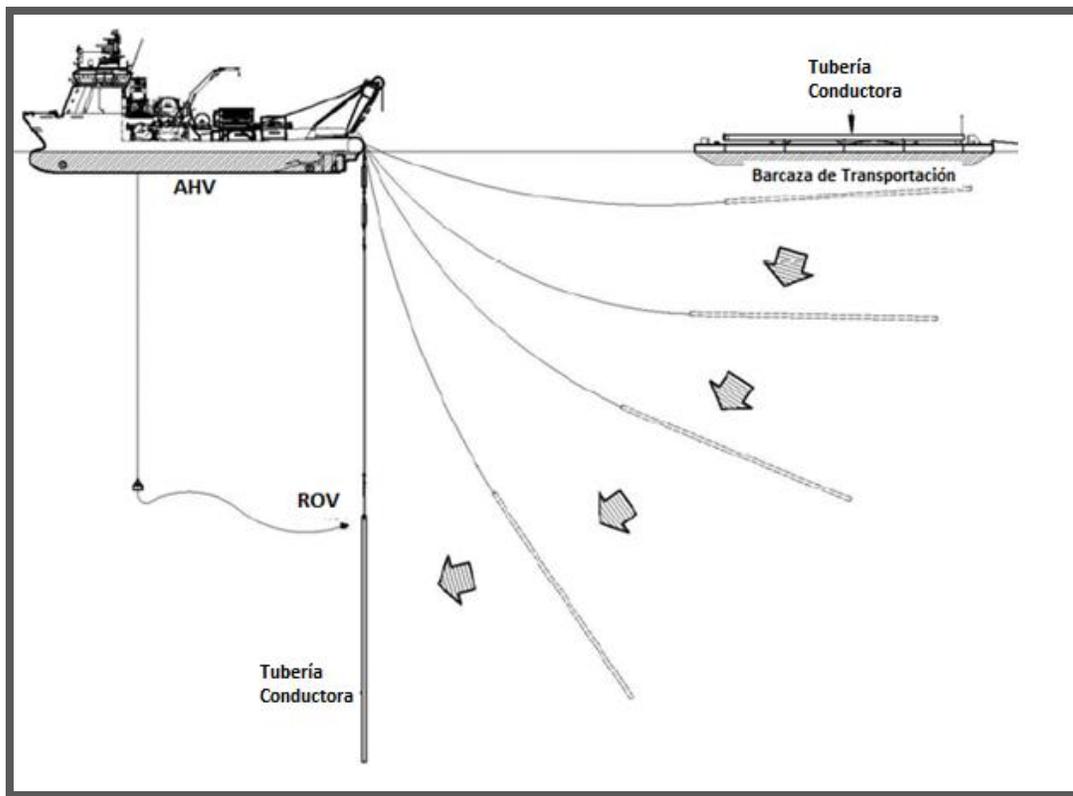


Figura 2.8 Lanzamiento de la tubería conductora.

Una vez en el mar la tubería se inunda instantáneamente inclinándose de forma vertical mientras se hunde bajo el AHV hasta ser soportado por el cable de trabajo.

Se continúa bajando la tubería, en donde con ayuda del ROV, se verifica la posición e inclinación. Al momento de llegar al lecho marino se encuentra con la resistencia del suelo y comienza la penetración debido a su peso. La verticalidad se confirma durante toda la operación por el ROV.

Posteriormente el ROV cierra la válvula de ventilación de la cabeza de la herramienta de succión de la tubería y conecta el puerto de succión; se comienza el bombeo y se genera un vacío dentro de la tubería conductora logrando una penetración secundaria con la cual se obtiene estabilidad lateral y estructural.

Dependiendo del tipo de suelo y la tubería instalada, en la penetración por peso propio se pueden alcanzar profundidades de alrededor de 12 a 14 m, más una profundidad de alrededor de 5 m extras por la succión.

La última etapa consiste en desplegar el martillo hidráulico sobre el housing del cabezal, acoplándolo con ayuda del ROV. Con lo que se pueden conseguir los últimos metros requeridos de profundidad de la tubería conductora.

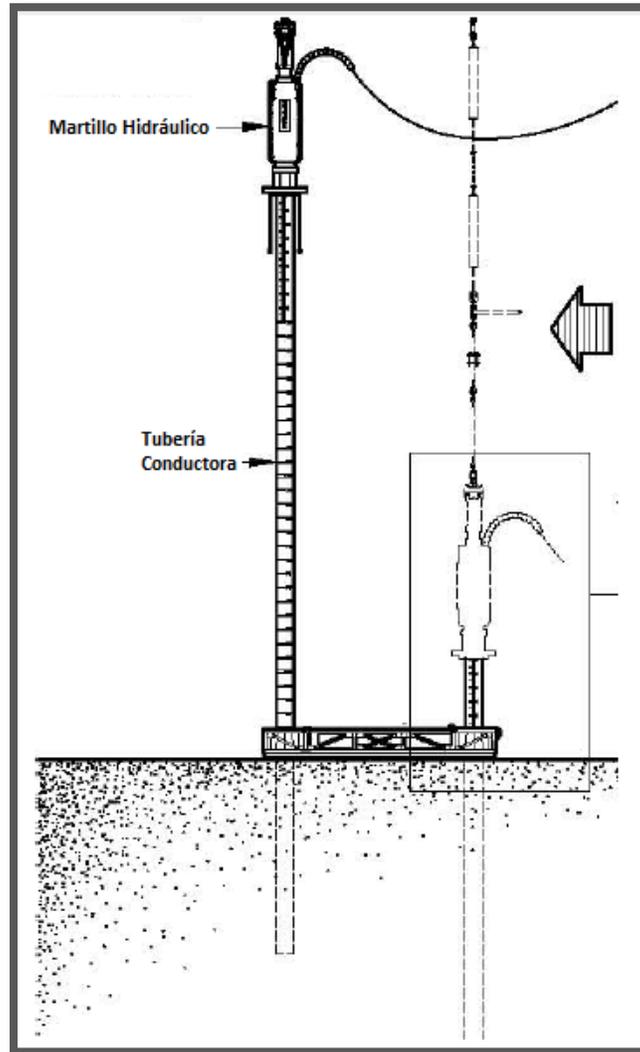


Figura 2.9 Posición del martillo hidráulico.

### 2.2.3 Instalación vía Torpedo

Este método de instalación de la tubería conductora surgió basándose en la idea de las anclas instaladas vía torpedo, las cuales son necesarias para optimizar y reducir el costo del sistema de anclaje y consisten en pilares tubulares cuyo método de instalación utiliza la energía generada por la caída libre del pilar desde el barco que las transporta.

Debido a que la instalación de las anclas torpedo es barata y sencilla, se decidió copiar la idea para instalar las tuberías conductoras, dando como resultado la reducción de tiempo en la instalación.

Los componentes del sistema torpedo se dividen en:

- **Torpedo Base**

Está compuesto por conexiones soldadas junto con la tubería conductora, en la parte superior se encuentra acoplado el housing de baja presión del cabezal del pozo; para proporcionar mayor fricción con el suelo marino y dar mayor estabilidad se le agregan aletas, las cuales también servirán como soporte contra el lecho marino para mitigar los movimientos ejercidos por el riser.

En la parte superior de la tubería conductora cuatro cajas son conectadas a las largas aletas y en conjunto con la tubería conductora forman el freno geotécnico, el cual permite la entrada del suelo en el interior hasta llegar a los tapones, los cuales frenarán el avance del sistema. Dos abrazaderas soldadas debajo del housing de baja presión permiten la instalación del cable del sistema de lanzamiento.

Para facilitar la penetración se suelda una punta en la parte inferior de la tubería, el material utilizado puede variar dependiendo del diseño y es utilizado desde el cemento hasta polímeros.

- **Torpedo**

Esta parte es la responsable de la acción de martilleo para obtener la penetración final, se compone de dos tubos concéntricos soldados a un tapón en la parte superior, en el espacio anular entre las tuberías concéntricas se llena de una mezcla de cemento y fierro los cuales dan el peso necesario para la penetración, siempre manteniendo el centro de gravedad del torpedo lo más bajo que sea posible

- ❖ **Instalación**

El proceso de instalación requiere de pruebas de lanzamiento y estudios del suelo, con los que se podrá determinar el peso en el espacio anular del torpedo y la altura a ser soltado sobre el lecho marino requerida para obtener la profundidad de penetración necesaria. Otro aspecto importante a verificar en las pruebas son la precisión y la inclinación que puede tener el sistema.

Una vez realizadas dichas pruebas se procede a posicionar el sistema de torpedo utilizando un AHV desde el cual se dejará caer.

El sistema debe cumplir con un margen de inclinación mínimo, en cuanto a la profundidad de penetración regularmente se tienen tres casos, que el sistema esté en posición correcta, que se encuentre a metros de completar la profundidad y la última posibilidad es un hundimiento por falta de soporte y fricción del suelo marino, por lo que se deberá levantar el sistema y recalculer el peso para volver a realizar la operación; en dado caso de que el freno geotécnico se encuentre metros arriba de su posición, se soltará el cable de lanzamiento y se utilizará algún martillo hidráulico para conseguir los últimos metros.



Figura 2.10 Torpedo base lanzamiento desde AHV.

## 2.3 Instalación de equipo en el lecho marino

### 2.3.1 Instalación del cabezal del pozo

El sistema de cabeza del pozo es un accesorio en el que se conecta, sella y da soporte a las tuberías conductoras, tuberías de revestimiento, preventores, riser y equipo necesario en la terminación de un pozo. Se instala en el extremo superior de las tuberías conductoras a nivel del lecho marino, generalmente el procedimiento de su instalación se realiza en dos etapas.

La primera etapa consiste en conectar un extremo de la tubería estructural o conductora al housing de baja presión el cual da soporte para el siguiente accesorio (la instalación de la tubería conductora explicada anteriormente).

La segunda etapa consiste en instalar el housing de alta presión con la siguiente tubería de revestimiento dentro del housing de baja presión, este accesorio es de gran importancia ya que conecta y da sello al pozo con los preventores submarinos y posteriormente en la etapa de terminación será conectado al árbol de producción submarino.

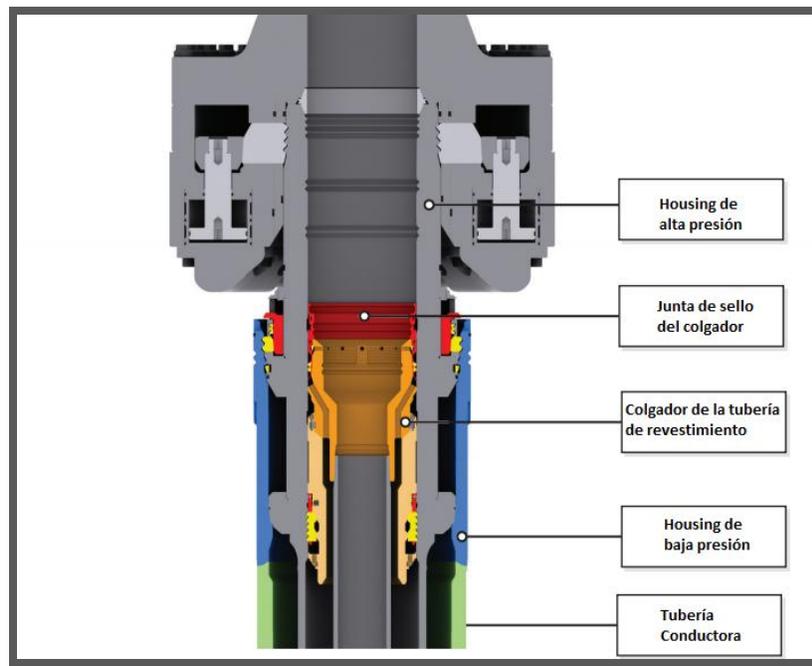


Figura 2.11 Cabezal del pozo.

### 2.3.2 Instalación del preventor

Dependiendo de la técnica de perforación utilizada, el preventor será instalado superficialmente o en el fondo del mar. Para el primer caso el preventor se encuentra en la plataforma de perforación acoplado a la parte superior del riser de alta presión, con lo que se requiere del equipo de tensión y soporte necesario el cual es explicado posteriormente.

Para el caso en que el preventor sea submarino, generalmente se realizan las conexiones en la plataforma entre el LMRP y el riser, así como también la conexión con las líneas de estrangulación y matar, posteriormente se baja el equipo para ser conectado al cabezal, conectando cada sección del riser hasta alcanzar la profundidad necesaria.

## 2.4 Métodos de perforación en aguas profundas

### 2.4.1 Perforación con riser

El riser es un conducto que sirve para proteger la tubería de perforación y permitir la circulación de fluido entre la plataforma y el pozo. El sistema del riser soporta la tensión aplicada para mantenerlo alineado entre la plataforma de perforación y el cabezal del pozo, junto con el peso de las líneas de control y las líneas de servicio. El sistema del riser incluye pequeños estranguladores de alta presión y líneas de matar que facilitan la circulación fluidos y operaciones de control del pozo.

Los risers de perforación necesitan resistir la carga ambiental, manteniendo los ángulos necesarios de las juntas de flexión para una utilidad óptima.

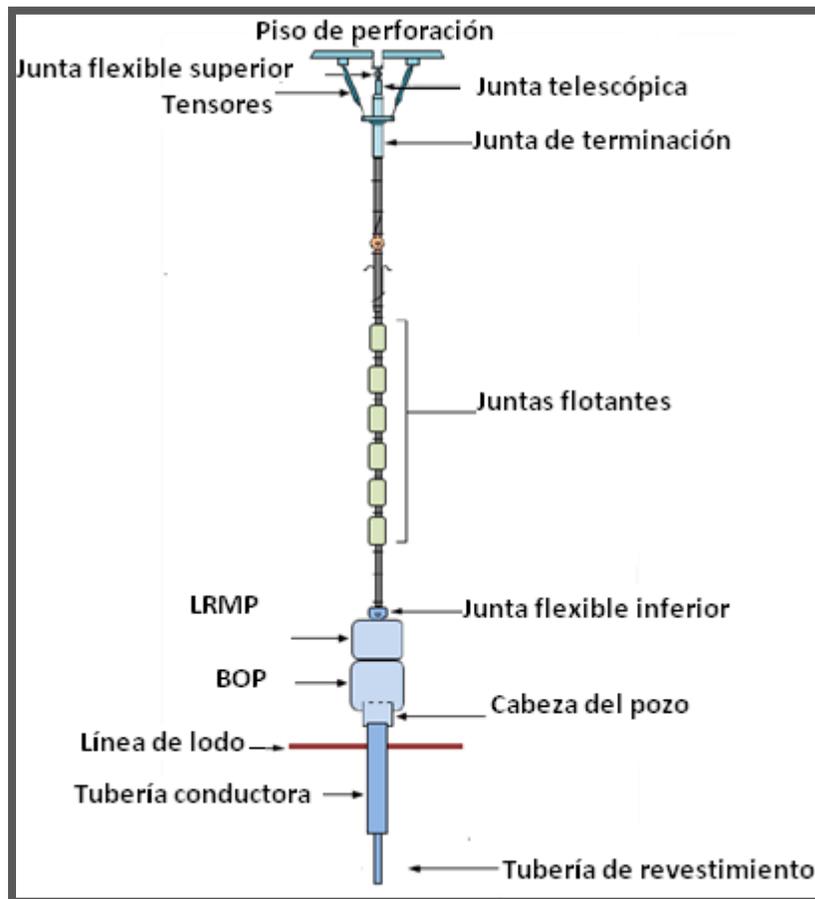


Figura 2.12 Configuración del riser (Deepwater Well Design and Construction).

Los risers para unidades de perforación flotante están compuestos normalmente de tramos de 15.25 m de largo. Cada extremo de los tramos posee juntas integrales de acoplamiento rápido. Cuentan con una junta telescópica localizada en el extremo superior del conductor, normalmente diseñada para un movimiento vertical.

En muchos casos los tensores se conectan al extremo fijo del exterior de la junta telescópica, para proporcionar la fuerza axial suficiente y prevenir que el riser se flexione. El exterior de la junta telescópica y el riser tienen movimientos laterales, inducidos por el movimiento lateral y longitudinal de la unidad, pero no tienen movimiento vertical. Cuando ésta se mueve verticalmente, se mueve junto con la camisa interior de la junta telescópica. Las juntas esféricas colocadas en cada extremo del riser permiten la rotación en cualquier dirección entre 7 y 9 grados.

#### 2.4.1.1 Elementos del riser

##### ❖ Desviador

El desviador (conocido como diverter), es un dispositivo que desvía el flujo de fluidos del espacio anular del riser hacia las presas de lodo con el fin de evitar que lleguen al piso de perforación.

El desviador está diseñado para períodos cortos de alto gasto de flujo, pero no puede contener grandes cantidades de presión. Con un alto gasto de flujo, la erosión puede ocurrir fácilmente hasta en la más grande y mejor línea de desvío. Además, las líneas de desvío rectas son las más preferibles.

##### ❖ Junta flexible

Las juntas flexibles permiten un movimiento limitado angular en el riser. En algunos casos, las juntas flexibles pueden ser una serie de articulaciones esféricas. La presión compensada en las juntas flexibles debe utilizarse para disminuir el torque que se requiere para desviar la junta. Las fuerzas que actúan sobre la junta empujan la esfera interior contra el exterior de la tubería, haciendo que la junta se una. Para disminuir el torque se inyecta fluido para separar y lubricar las partes móviles. Con la gran área involucrada, se requiere relativamente poca presión.

##### ❖ Junta telescópica

La junta telescópica es un componente instalado en la parte superior del riser y sirve para amortiguar el movimiento vertical de la plataforma de perforación flotante. Dicha junta telescópica consiste en un barril interno y uno externo separados por un sello que sirve para sellarlos a presión.

Existen dos tipos de juntas telescópicas usadas en los risers. La más común es la de sistema de tensión constante, debido a que su mantenimiento es más fácil y porque mantiene una fuerza igual en los cables de acero conectados a la camisa exterior de la junta telescópica.

Otro tipo de junta que usa es el sistema de tensión axial directo, mecanismo en el que los sellos y el anillo se guían de la junta telescópica, están diseñados para compensar por presión interna y tiene la doble función de permitir el movimiento vertical de la unidad de perforación y actuar como un pistón tensionador directo.

En el extremo superior de la junta telescópica, se instala un desviador de flujo mediante el cual, dependiendo de la magnitud del cabeceo, se envía el lodo gasificado a la temblorina a través de la la popa de la unidad.

La junta telescópica compensa la oscilación y desplazamiento de la embarcación y está disponible para todos los sistemas de riser. Este movimiento se consigue a través del roce entre el barril interior y exterior de la junta telescópica.

### ❖ Tensor

Se utiliza para mantener una tensión constante en el riser, ayuda a compensar el viento, las olas y las corrientes, evitando que el riser se colapse bajo su propio peso. Existen dos tipos de tensores uno es el de peso muerto y los de sistemas neumáticos. Ambos tipos tensan las líneas que conectan la junta de flotación al anillo tensor sobre el barril exterior de la junta telescópica. El sistema tensor también se utiliza para mantener la tensión en el anclaje de una plataforma de piernas tensionadas.

### ❖ Junta de terminación

La junta de terminación está instalada en el riser debajo de los tensores, junta telescópica, y junta flexible superior. El lodo se bombea a través de la línea de esfuerzo para aumentar el flujo hacia arriba a través del riser a la superficie. La junta de terminación ofrece la circulación adicional necesaria para perforar en aguas profundas. Esta junta está equipada con una válvula de retención automática, permitiendo que el lodo fluya solamente hacia abajo de la línea de circulación y arriba del riser.

### ❖ Juntas de flotación

El sistema de flotación del riser está compuesto por un conjunto de juntas de flotación. Este sistema se usa para minimizar la tensión superior y prevenir el estrés del riser cuando se reducen las cargas durante la recuperación del BOP. Así mismo se utiliza para minimizar la carga de la sarta de perforación y los fluidos de perforación en el riser.

Cada módulo de flotación consiste en un cilindro alargado, suministrado cada uno en dos o tres elementos discretos que rodean el riser de perforación y las líneas auxiliares. Estos elementos están unidos entre sí utilizando un elemento de fijación interno o externo por correas circunferenciales.

Las almohadillas circunferenciales de soporte proveen un espacio libre adecuado entre la superficie externa del riser y la superficie interna de los módulos cuando el riser se dobla durante el manejo o su instalación.

#### **2.4.1.2 Perforación con BOP superficial**

La perforación en aguas profundas con BOP superficial requiere de la modificación del arreglo del sistema tradicional.

En primer lugar se presenta un cambio de preventor submarino por uno más ligero instalado en la parte superficial del riser, acoplándolo en la unidad de perforación flotante justo debajo de las conexiones telescópicas, siendo soportado por los tensionadores del riser.

El segundo cambio consiste en la utilización de un riser de alta presión en lugar del de baja presión que tiene acopladas a sus costados las líneas de matar, lo cual facilita la operación de control en los dispositivos puesto que no presenta las grandes caídas de presión con las que se requería lidiar; el sistema de desconexión submarino es el último dispositivo el cual no se encontraba en la configuración tradicional, este dispositivo provee seguridad, pues tiene la capacidad de sellar el pozo y desconectar el riser en caso de falla.

El cambio más sensible de este sistema es la disminución de tamaño de diámetro del BOP superficial, ya que generalmente se tienen rangos más pequeños de tamaño que los BOP marinos, lo cual puede provocar ventajas como:

- ✓ La reducción en el peso que tiene que soportar la MODU al cargar tuberías más ligeras.
- ✓ La posibilidad de utilizar MODU de generaciones antiguas con menor capacidad de carga. reducción de costos.
- ✓ La posibilidad de utilizar tubería de revestimiento como riser mejorando las velocidades de armado y desarmado.
- ✓ Control de brotes más seguro y rápido.

Con respecto a las desventajas de este sistema encontramos que son necesarias condiciones ambientales tranquilas, pues al emplear tubería rígida se pueden generar problemas de funcionamiento, ya que el movimiento que pueden soportar las conexiones flexibles entre el BOP-riser en la parte superior y el sistema de desconexión-riser en la parte inferior, son mínimos, el grado de estabilidad requerido para este tipo de operaciones también es función de los tipos de MODU empleados, las SPAR y TLP que por lo general son más estables en condiciones climáticas adversas, lo que representa mayor seguridad y la posibilidad de reducir la cantidad de dispositivos de seguridad en el ensamblado del sistema de perforación, eliminando el sistema de desconexión submarino.

Al tener una configuración del pozo más delgada se dificulta y en algunos casos se imposibilita la instalación de todas las herramientas, colgadores de tubería de revestimiento, pruebas de producción, terminaciones inteligentes y demás elementos que requiere un pozo de producción.

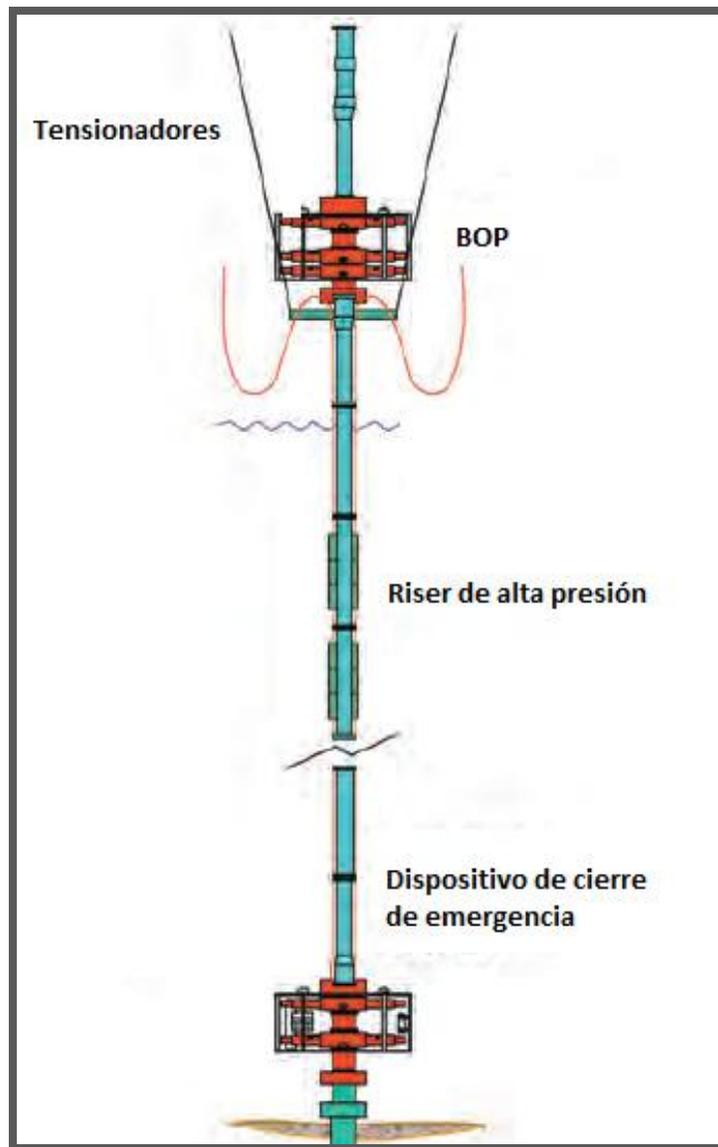


Figura 2.13 Sistema de perforación con BOP superficial.

#### 2.4.2 Perforación sin riser

Con el aumento del tirante de agua se dificulta la perforación con riser y el establecimiento del límite operacional, ya que el tamaño de la cabeza de pozo y el riser también incrementan, así como el espesor de la pared del riser para controlar el incremento de presión, peso y tamaño, por lo que a las instalaciones superficiales de perforación se les dificulta soportar el incremento del peso que se genera en el riser. El desarrollo en aguas profundas está caracterizado por las altas corrientes, conduciendo a daños por fatiga acelerada debido a las vibraciones inducidas por vórtices. Estas condiciones pueden afectar la curvatura del riser incrementando el desgaste de la cadena rotatoria al perforar.

Debido a estos problemas se desarrolló un nuevo método para perforar pozos en AP, que consiste en la perforación sin riser. Esta idea surgió entre 1960 y 1970, para reducir las conexiones de la tubería de revestimiento y el peso en la plataforma en las operaciones de perforación de lo que en esa época se consideraban aguas profundas. El concepto fue promovido por primera vez por Shell, quienes trabajaron en conjunto con Charles Poterman, sin embargo la idea no pudo realizarse en la década de los 70's debido a que la profundidad máxima a la que se perforaba era de 915 m, requiriendo únicamente uno o dos conexiones adicionales de la tubería de revestimiento. En aquel entonces la solución fue incrementar el tamaño del riser y del cabezal del pozo. Actualmente la perforación sin riser se lleva a cabo para la perforación de pozos en aguas profundas logrando con ello tener un mejor desempeño al llevar a cabo esta operación.

La perforación sin riser es una solución innovadora para perforar pozos en aguas profundas, la cual consiste en un sistema que circula lodo sin la necesidad de usar riser. Se utilizan bombas de lodo submarinas para bombear el lodo de perforación desde el fondo marino hasta el piso de la plataforma. Este método se conoce como perforación sin riser con doble gradiente de presión. En dicho método, al perforar a mayor tirante de agua la circulación del lodo de perforación con densidad regulada debe ser constante, logrando con ello mantener el agujero del pozo sin colapso y poder remover los recortes del agujero.

Una variante de la perforación sin riser se presenta cuando las bombas submarinas y la línea de retorno del lodo no son instaladas, por lo que es necesario que el lodo de perforación se sustituya por agua de mar, donde al término de la operación es vertida en el fondo marino. Debido a que el agua de mar tiene menor densidad comparada con la del lodo de perforación se requiere que en este método de perforación sin riser se tenga sumo cuidado, ya que el agujero de pozo tiende a colapsar conforme la profundidad del agujero incrementa y la presión de poro excede la presión hidrostática ejercida por el agua de mar. Además de que este método suele contaminar el ambiente, por lo que es más recomendable el método de perforación sin riser con doble gradiente de presión.

En la figura 2.14 se muestra una comparación entre la perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser.

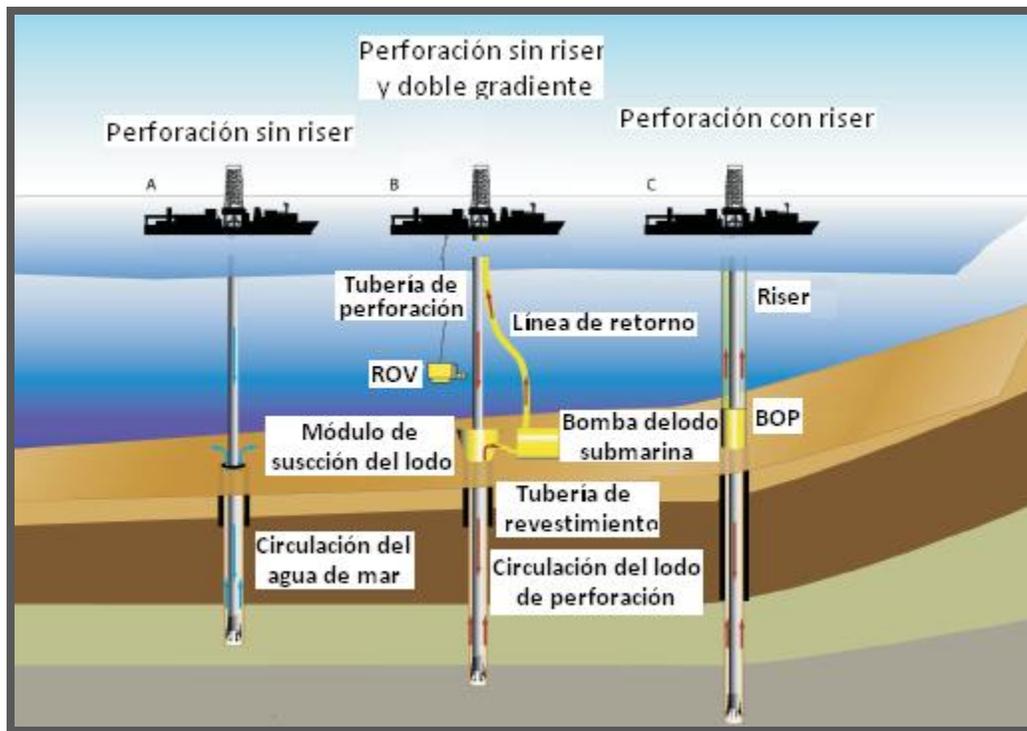


Figura 2.14 Perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser.

Para perforar sin riser con doble gradiente es indispensable que el sistema cuente con un recolector submarino de lodo, bombas submarinas y una línea de retorno del fluido de perforación que llegue a la instalación superficial.

En otras configuraciones el sistema de perforación sin riser con doble gradiente de presión consiste en tuberías de perforación y una línea de separación no concéntrica para el lodo de retorno. Un RBOP (rotating blow out preventor) encargado de direccionar el retorno del lodo hacia la bomba de lodo submarina con la transferencia de fluido a través de la línea de retorno hasta la plataforma. Dependiendo de la configuración del sistema y velocidad de flujo, se pueden utilizar más de una línea de retorno. Los estranguladores y las líneas de matar pueden trabajar en conjunto o aparte de la línea de separación.

#### 2.4.2.1 Ventajas de perforar sin riser

A lo largo del tiempo se han presentado variaciones sobre esta tecnología las cuales han ayudado que sea más eficiente y se resuelvan diferentes problemas que se presentan en la perforación, algunas de las ventajas son las siguientes.

- Control de pozo: al tener un mejor control de pozo se tiene mayor seguridad ambiental. De igual manera se logra tener mejor detección, reacción y cuidado dando como resultado menores riesgos para el pozo y peligros para el ambiente. En una de las

variaciones de perforación sin riser está comprobado que el golpeteo es detectado rápidamente ayudando a manejarlo. Así mismo el control de pozo al perforar sin riser es muy simple y no presenta ninguna dificultad, además de que es similar al control de pozo con perforación convencional utilizando riser.

- Menos tuberías de revestimiento
- Diferentes oportunidades de terminar el pozo
- Reduce los costos de perforación debido a que se usan menos tuberías de revestimiento y se tiene un mejor control del pozo lo que reduce la posibilidad de que haya pérdidas de circulación, así mismo se reduce el costo de los cabezales al ser de menor tamaño.

Perforación	Ventajas	Desventajas
Con Riser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor control del agujero</li> <li>• Mayor capacidad de introducir herramientas por su diámetro</li> <li>• Presenta una mayor flexibilidad en comparación el riser de alta presión</li> <li>• Técnica bien conocida en la actividad de perforación en AP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requerimientos de mayor peso y espacio en la unidad de perforación.</li> <li>• Peso del lodo de perforación en el riser, aumento de estrés en el riser.</li> <li>• Dificultad para mantener la estabilidad del riser.</li> <li>• Mayor cantidad de tuberías de revestimiento debido a que la columna de lodo de perforación incrementa el gradiente de presión hidrostática.</li> </ul>
Con riser y BOP superficial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo de presiones altas</li> <li>• Menores costos</li> <li>• Reducción del tamaño del agujero del pozo</li> <li>• Acceso directo al pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poco viable en ambientes difíciles.</li> </ul>
Sin riser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pueden usarse más de una línea para el retorno del lodo de perforación.</li> <li>• Más económico.</li> <li>• No presenta límites con respecto al tirante de agua.</li> <li>• Menor requerimiento de lodo de perforación.</li> <li>• Menor espacio y peso requerido en la unidad de perforación.</li> <li>• Reducción de tuberías de revestimiento.</li> <li>• No existe pérdida del riser en caso de requerir una desconexión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnología relativamente nueva</li> <li>• Dependencia del dispositivo de desvío submarino</li> </ul>

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de perforación en AP.

## 2.5. Consideraciones que deben tenerse en cuenta al perforar

### 2.5.1 Presión de poro y fractura

En las cuencas sedimentarias, las formaciones se compactan a medida que se produce la sedimentación y se forman los estratos. La mayoría de los fluidos contenidos en los poros son expulsados y los sedimentos se compactan para formar rocas consolidadas dando como resultado el aumento en la presión de poro proporcional a la profundidad. En el caso de las cuencas en donde la depositación sea muy alta, como el Golfo de México, los fluidos excedentes pueden quedar atrapados en los sedimentos de baja permeabilidad mientras continúan enterrándose.

Analizar la presión de poro es de suma importancia en la industria petrolera para poder realizar una buena planeación y diseño de la perforación de pozos, puesto que con ello se logra establecer la ventana operacional apropiada, densidad necesaria del lodo de perforación así como la trayectoria óptima del pozo, disminuyendo con esto los riesgos asociados a las pérdidas de circulación, brotes e inestabilidad del pozo.

En aguas profundas la predicción de la presión de poro se hace aún más necesaria debido a que en este ambiente la construcción de un pozo estable se convierte en todo un reto, principalmente en cuencas sedimentarias jóvenes con altas tasas de deposición donde los sedimentos pueden subcompactarse durante el enterramiento.

Generalmente en AP las presiones de poro son elevadas y los gradientes de fractura son bajos comparados con los de los pozos terrestres en las mismas profundidades, y la ventana operacional es muy estrecha entre la presión de poro y el gradiente de fractura.

Ya que el diseño del pozo está en función de la ventana de operación, al tener un margen más estrecho se requiere de un mayor número de tuberías de revestimiento que permitan el control del pozo por presiones de poro altas o presiones de fractura bajas, protegiendo también a las formaciones aledañas de sobrepasar su presión de fractura debido al aumento de la densidad del fluido de control.

Sin embargo, el aumento en el número de tuberías de revestimiento genera mayor costo, así como pérdidas de tiempo generadas por los viajes al realizar cambio de diámetro tubería y su respectiva cementación.

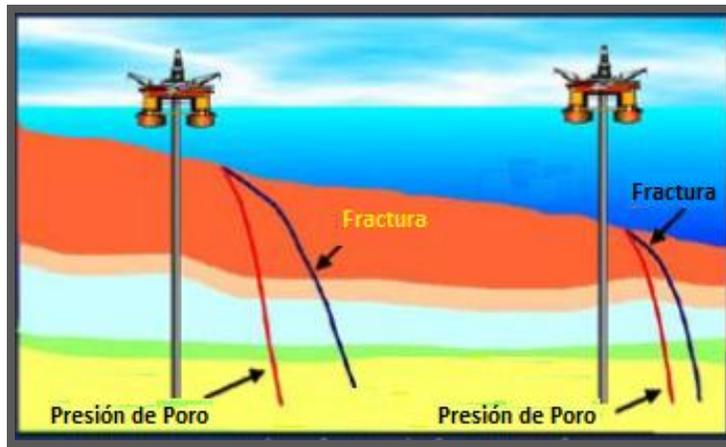


Figura 2.15 Comparación de la ventana operacional entre aguas someras y aguas profundas.

### 2.5.2 Doble gradiente de fluido de control

Una de las problemáticas que se presenta al perforar en aguas profundas, está relacionada con la presión ejercida por la columna de fluido de control acumulada en el espacio anular del riser, lo que genera un aumento lineal de presión hidrostática desde la superficie, dando como resultado una presión proporcional a la altura del riser en la cabeza del pozo, contrario a la perforación en tierra que genera un gradiente de presión hidrostático comenzando casi en la cabeza del pozo. Este represionamiento en las primeras etapas del pozo se ve más marcado a medida que se requiere mayor densidad del lodo de perforación para controlar formaciones de alta presión.

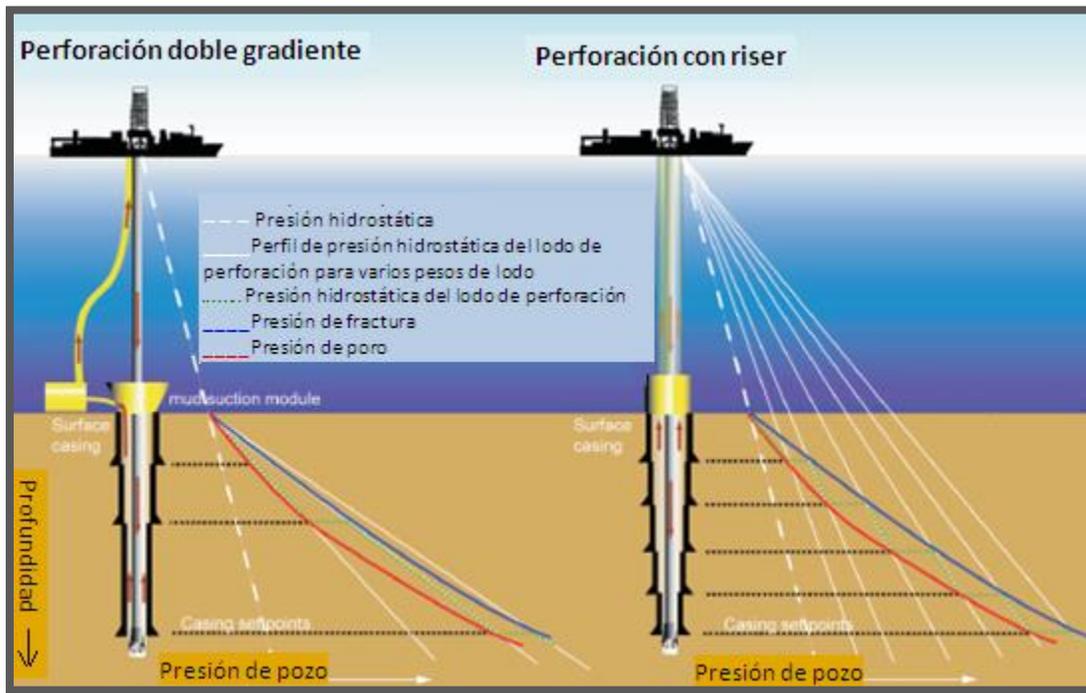


Figura 2.16 Diferencias entre perforación con riser y doble gradiente.

Para solucionar este problema se requiere eliminar la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de control sobre la cabeza del pozo, para lo cual existen varias formas de lograrlo.

Los sistemas de doble gradiente de perforación son:

❖ **Levantamiento de lodo con bombas submarinas**

Consiste en colocar bombas en el lecho marino para el cual la presión de succión sea igual a la ejercida por la columna de agua de mar, esta implementación puede ser instalada con una línea de retorno del lodo separada del riser.

❖ **Levantamiento por gas**

Consiste en generar un levantamiento por gas en el lecho marino, inyectando gas para aligerar la columna de fluido y así obtener una disminución de presión a la altura del cabezal del pozo.

❖ **Diluyendo líquidos en el riser**

Otra alternativa de inyección al fluido de control pueden ser líquidos que generen una disminución en la densidad del lodo de perforación aligerando la carga que genera la presión hidrostática.

❖ **Sistema sin riser con regreso al lecho marino**

La opción más sencilla es mantener abierto la salida del fluido de control al suelo marino con lo que la presión sobre el fluido de control solo estará dada por el peso del tirante de agua de mar, dependiendo del tipo de lodo y de las condiciones existentes en el fondo marino podrá usarse esta técnica ya que puede ser altamente peligrosa para el medio ambiente.

### 2.5.3 Sistemas de control

En las operaciones de perforación de un pozo en aguas profundas, la seguridad y protección ambiental son prioridad para toda empresa petrolera, ya que una mala práctica puede representar algún desastre ecológico y económico de grandes proporciones, dejando daños irreparables y aumentando los gastos previstos para el proyecto en cuestión.

Esta razón de seguridad ha llevado a implementar equipos especiales que funjan como barreras de protección entre el pozo y el exterior, con lo cual se tenga mayor certeza de poder controlar y prevenir descontrol. Dichos equipos deben ser capaces de contener las presiones máximas que han sido previstas a lo largo de la perforación de un pozo, y en conjunto con la capacidad técnica de los operadores puede lograrse su efectividad.

Durante las operaciones de perforación muchos errores e imprevistos pueden ocurrir, los brotes son uno de los sucesos más catastróficos si no llegan a ser controlados a tiempo, ya que esto

implica un flujo ascendente a gran velocidad con fluidos altamente inflamables, corrosivos y tóxicos, algunas de las causas de un brote pueden deberse a:

- Un incorrecto llenado del pozo cuando se viaja con la tubería de perforación
- Densidad insuficiente el lodo
- Sondeo del pozo al sacar la tubería rápidamente
- Perdidas de circulación
- Presiones anormales de formación no esperadas
- Arenas gasíferas someras
- Velocidad de perforación excesiva en arenas gasíferas

### 2.5.3.1 Preventor submarino

Un preventor submarino (BOP, por su nombre en inglés) es un arreglo largo conformado por un conjunto de válvulas, instalado en la parte superior de la cabeza del pozo el cual tiene como función "prevenir" o cerrarse cuando los fluidos de perforación no puedan ser contralados dentro de las operaciones de perforación. También es utilizado cuando se tienen presiones anormales en el flujo que proviene del pozo durante la perforación, así mismo se encarga de centrar y colgar la tubería de perforación en el pozo. En general los BOP son incorporados con el LMRP permitiendo la desconexión rápida entre el riser y el BOP en caso de emergencia.

Los BOP's se conforman por un preventor anular, preventores ariete, válvulas, y carretes ensamblados en una pila. Esta pila tiene como fin el control de los fluidos de formación, permitir la liberación de los fluidos del pozo bajo condiciones controladas, equilibrar la presión de formación, prevenir una futura afluencia del fluido de perforación que es bombeado dentro del pozo bajo condiciones controladas y permitir que la sarta de perforación se mueva fuera y dentro del pozo.

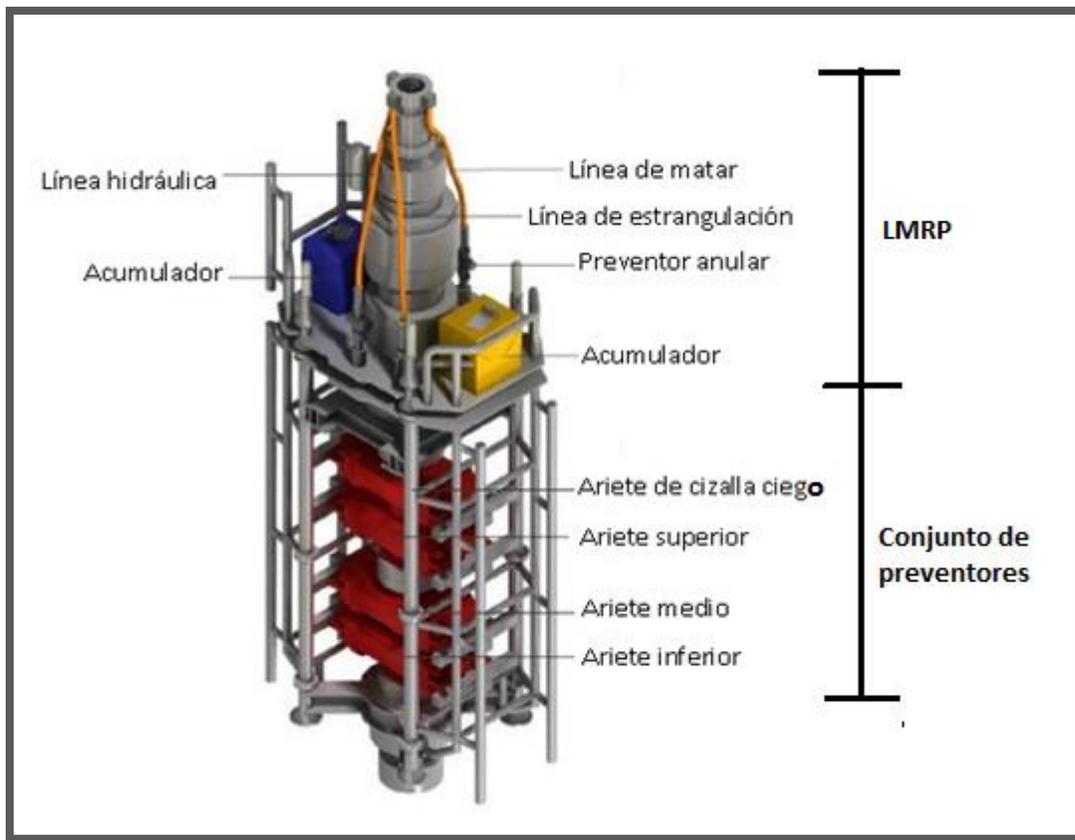


Figura 2.17 Componentes de un preventivo submarino (Subsea1,2010).

Los preventores submarinos son diferentes en su tamaño, rango de presión, estilo, y se eligen de acuerdo a la función que desempeñaran y el diseño del pozo. Así mismo la configuración de la pila depende de las operaciones que se tienen planeadas, flexibilidad, redundancia y el equilibrio que se tiene de las ventajas y desventajas de cada configuración.

El preventivo submarino se activa cuando un brote ocurre, donde su funcionamiento se basa en el cerrado del preventivo anular y/o los preventores de ariete evitando con ello que el brote llegue a la superficie. La apertura y cerrado de los preventores (anular y ariete) son manejados por fluidos hidráulicos que se controlan manualmente desde la superficie por medio de un sistema de control del BOP o puede ser activado por medio de un ROV. Modo de función automática (AMF) es una parte importante para cerrar los arietes automáticamente en caso de que haya pérdida de comunicación con la superficie

El preventivo anular es aquel que se localiza en la parte superior de la pila, y son diseñados para formar un sello en el espacio anular entre la tubería de perforación y el pozo, sin embargo pueden adaptarse para sellar y cerrar cualquier tipo de tubería. Mientras que los preventores de ariete son aquellos que tienen empaques y sellos divididos en dos partes opuestas entre sí los cuales se unen con presión hidráulica para sellar el pozo y por lo general se instalan dos o más en la pila.

## 2.6 Cementación de pozos

La cementación es la operación que se lleva a cabo en el pozo en donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta, con el fin de cumplir los objetivos:

- Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
- Proteger al revestidor del proceso de corrosión.

La cementación se clasifica de acuerdo al objetivo que se quiere cumplir en: cementación primaria, cementación forzada y tapones de cemento.

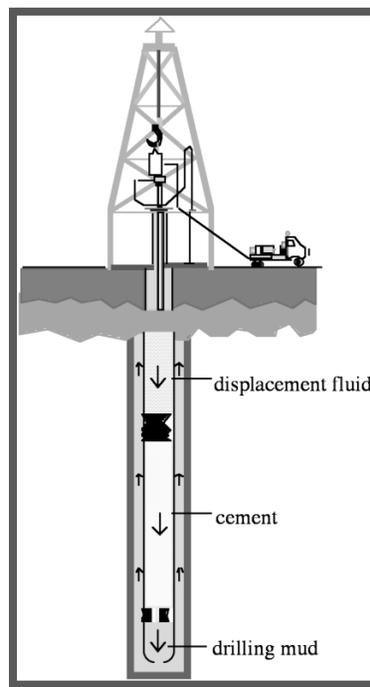


Figura 2.18 Cementación de un pozo petrolero.

### 2.6.1 Cementación en aguas profundas

La cementación en aguas profundas es un aspecto crítico en la cual se deben considerar el ambiente de AP y las condiciones de fondo de pozo. Para la minimización de los riesgos, los costos, y el tiempo no productivo se requiere entender las limitaciones que se tienen al cementar en AP así como planificar las medidas de seguridad que se llevaran a cabo en caso de algún imprevisto en lugares donde debe cementarse por primera vez. Así mismo se debe contar con sistemas especializados de cementación para realizar esta operación durante la perforación sin riser.

Los objetivos que tiene la cementación en aguas profundas son:

- ✓ Proveer un soporte estructural para resistir el pandeo y desgaste de la TR, así como brindar una base estable para la colocación de tuberías más profundas.
- ✓ Obtener un sello hidráulico eficiente que ayude a evitar la migración de fluido detrás de la tubería de revestimiento y sellar las zonas de migración somera.
- ✓ Disminuir tiempo de fraguado del cemento WOC no importando la temperatura que se tenga.

### 2.6.2 Factores que afectan la cementación en aguas profundas

Dentro de la cementación en aguas profundas se pueden presentar ciertos factores (flujos someros, ventana operacional estrecha, baja temperatura) que afectan dicha operación por lo que es necesario tener cuidado y hacer una buena planeación de la cementación para elegir el cemento adecuado, evitando con ello que se presenten inconvenientes ambientales y técnicos con consecuencias económicas. Los problemas que se pueden presentar son los descritos a continuación:

#### ❖ Flujo somero en aguas profundas

El flujo somero es un fenómeno que ocurre cuando el sedimento se deposita rápidamente, atrapando agua de mar en los poros de los sedimentos y cuando nuevas capas de sedimentos comprenden arena o arcilla permeable. Las capas permeables atrapan el agua de mar provocando que la presión incremente a medida que la sobrecarga aumenta. Cuando la barrena penetra en la capa permeable, se libera presión, causando extracción de la arena, donde grandes volúmenes del sedimento se llevaran a cabo en la formación. Por lo general esto se da en arenas poco consolidadas y geopresionadas entre los 100 y 1,650 m debajo del suelo marino.

Los métodos que existen para perforar sin riser pretenden mantener la presión hidrostática equilibrada ya sea con lodo de perforación o con agua de mar, sin embargo este equilibrio puede verse afectado al cementar en el segmento del pozo que atraviesa la zona de flujo somero y se da la transición del cemento de líquido a sólido. El cemento líquido transmite la presión hidrostática asociada a los líquidos en la operación, pero cuando el cemento comienza a fraguar, no es líquido ni sólido, si no un gel que transmite la presión hidrostática basada en la fuerza del gel. Cuando el cemento se está solidificando y tiene alta resistencia de gel transmite poca presión hidrostática, pudiendo caer por debajo de la presión hidrostática equivalente a una columna de agua dulce. Por ello es necesario que el cemento tenga un buen diseño para que compense la pérdida de presión hidrostática al atravesar la zona de flujo somero.

Debido a que las formaciones donde hay flujo somero suelen ser débiles y poco compactadas, la presión de ruptura es muy baja por lo que se requiere una ligera cementación para evitar que la formación se fracture.

Para evitar los problemas que se producen por el flujo somero se han desarrollado varios métodos, dentro de los cuales, uno de ellos cuenta con una base espumosa diseñada para configurar rápidamente y resistir el flujo somero, esto se logra por medio de aditivos de polímero que ayudan a minimizar la pérdida de fluido desde la suspensión líquida al gel. Al igual que una esponja, la suspensión puede expulsar fluido cuando se exprime, pero existen aditivos especiales que pueden taponar la suspensión en los poros o reaccionar con la suspensión de fluido para controlar la cantidad de agua que se pueda extraer de la suspensión. La espuma de la suspensión debe ser completamente estable cuando la espuma esté en el fondo del pozo.

#### ❖ **Temperaturas bajas**

La línea de temperatura del lodo para pozos en aguas profundas está cerca del punto de congelación; razón por lo cual se requiere de un cemento ligero que ponga a los pozos rápidamente a temperaturas por debajo de los 60° Fahrenheit reteniendo con ello el agua de mar que se encuentra presurizada durante el período de transición del cemento.

La temperatura también afecta el fraguado del cemento así como su viscosidad.

#### ❖ **Presión de fractura**

Después de que el casing y el cabezal de alta presión se corren y son cementados, los preventores y el riser se instalan, proporcionando una conexión desde el lecho marino hasta la plataforma. El fluido de perforación pesado se circula para facilitar la eliminación de los recortes y dar estabilidad al pozo igualmente controla la presión de poro. En aguas profundas la ventana de operación es estrecha entre la presión de poro y la presión de fractura, por lo que se requiere tener cuidado al diseñar el cemento para lograr que tenga la densidad, viscosidad y propiedades de la lechada ideales. Utilizando un software, se debe diseñar un cemento espaciador y capaz de suspender los recortes para poder remover el lodo de perforación y reemplazarlo por lechada de cemento.

Para lograr esto se deben considerar otros factores como son, que el casing esté centrado en el agujero, ya que de no estarlo provocara que el lodo de perforación no pueda ser removido provocando que el cemento no pueda ser colocado. Así mismo el lodo debe ser móvil con propiedades consistentes, el espaciador y suspensión deben tener viscosidades y densidades que permitan eliminar eficazmente el lodo de perforación.

Finalmente se debe realizar una simulación dinámica para constatar que las piezas encajan y la densidad de circulación equivalente, encaja en la ventana de operación entre la presión de poro y presión de fractura.

## 2.7 Equipos adicionales necesarios para la perforación

### 2.7.1 Barcos de apoyo

Los barcos de apoyo para las operaciones de perforación en aguas profundas son necesarios para abastecer de materiales, herramientas y dar soporte a las plataformas y barcos que realizan las actividades de desarrollo, su logística es la base para poder completar diferentes operaciones en AP.

Existe una gran diversidad de barcos de apoyo, siendo los AHV (Anchor Handling Vessel) los más empleados para apoyar directamente en la etapa inicial de perforación, algunas de las operaciones que dependen parcial o totalmente de este tipo de embarcaciones son:

- Instalación de sistemas de anclaje para plataformas.
- Instalación de tuberías conductoras con el fin de ahorrar tiempo de plataforma.
- Instalación de sistemas de producción submarino.
- Instalación de ductos.

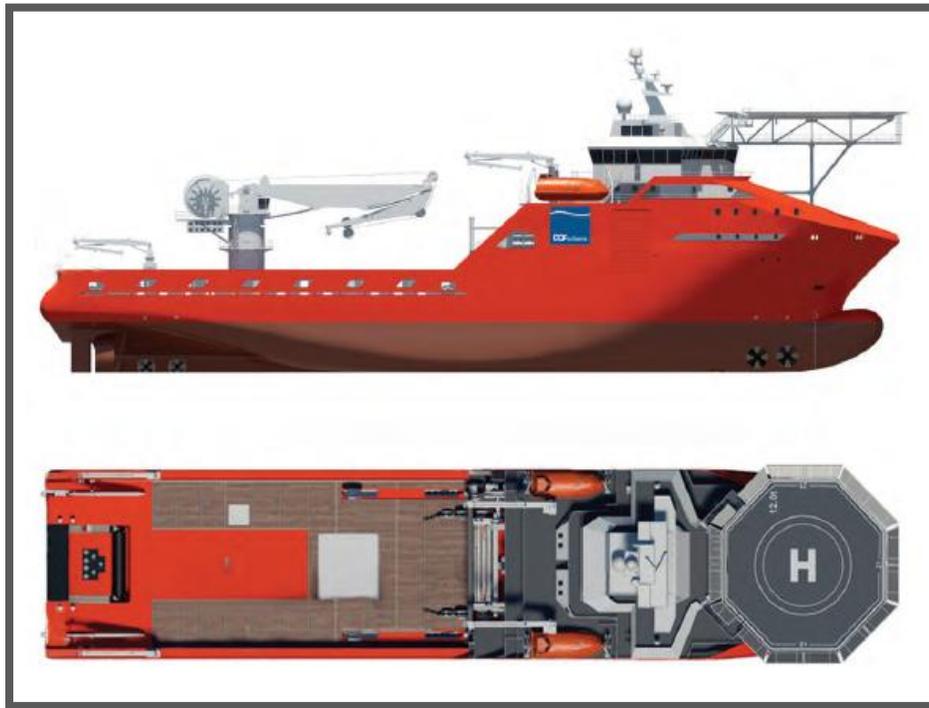


Figura 2.19 AHV propiedad de la empresa DOF subsea.

Cabe mencionar que este tipo de embarcaciones que operan en las etapas de instalación de la tubería conductora y sistemas submarinos cuentan con su propio sistema de vehículos operados remotamente para dar apoyo a las operaciones

### 2.7.2 Vehículos operados remotamente

Los vehículos operados remotamente (ROV, por sus siglas en inglés), son robots submarinos que pueden ser controlados desde las instalaciones superficiales a través de cables umbilicales, encargados de mandar señales eléctricas entre el ROV y la superficie.

Los ROV's cuentan con cámaras que ayudan a observar las diferentes operaciones e instalaciones que se realizan bajo el mar, y algunos otros cuentan con herramientas especiales permitiendo con ello la operación de válvulas y equipos submarinos.



Figura 2.20 Vehículo operado remotamente.

#### ❖ Tipos de ROV's

Existen diferentes tipos de ROV's, siendo las principales diferencias su tamaño, la función que desempeñaran, y las profundidades en las cuales pueden operar.

Principalmente, los ROV's tienen como función el observar e inspeccionar, para lo cual los Pequeños Vehículos Electrónicos cumplen adecuadamente dicha función limitándose a una profundidad de 300m. Los Pequeños Vehículos Electrónicos cuentan con una sola cámara y son la versión más pequeña que existe.

Los ROV's de Alta Capacidad Electrónica realizan la misma función que los Pequeños Vehículos Electrónicos, sin embargo son más largos y pueden ser utilizados en tirantes de agua de hasta 6,069 m.

El Vehículo de Trabajo es alimentado electrónica e hidráulicamente, permitiendo con ello trabajos submarinos más serios. Su capacidad de carga útil y descenso están restringidas, esta versión de ROV incluye un manipulador con siete funciones y un captador de cinco funciones. Por lo

general este tipo de ROV se usa en la construcción y perforación del pozo, así como en la inspección de las tuberías.

La versión más avanzada del ROV es el Vehículo de Trabajo Pesado, el cual pueden trabajar a tirantes de agua de 3,000 m. Este tipo de ROV trabaja a una potencia entre 100 y 250 hp. Cuentan con manipuladores múltiples y capturadores capaces de realizar conexiones submarinas e instalaciones en aguas profundas.

Actualmente los ROV's se han convertido en una herramienta esencial para la perforación, desarrollo y perforación en aguas profundas, siendo algunos de estos diseñados para llevar a cabo tareas más específicas.

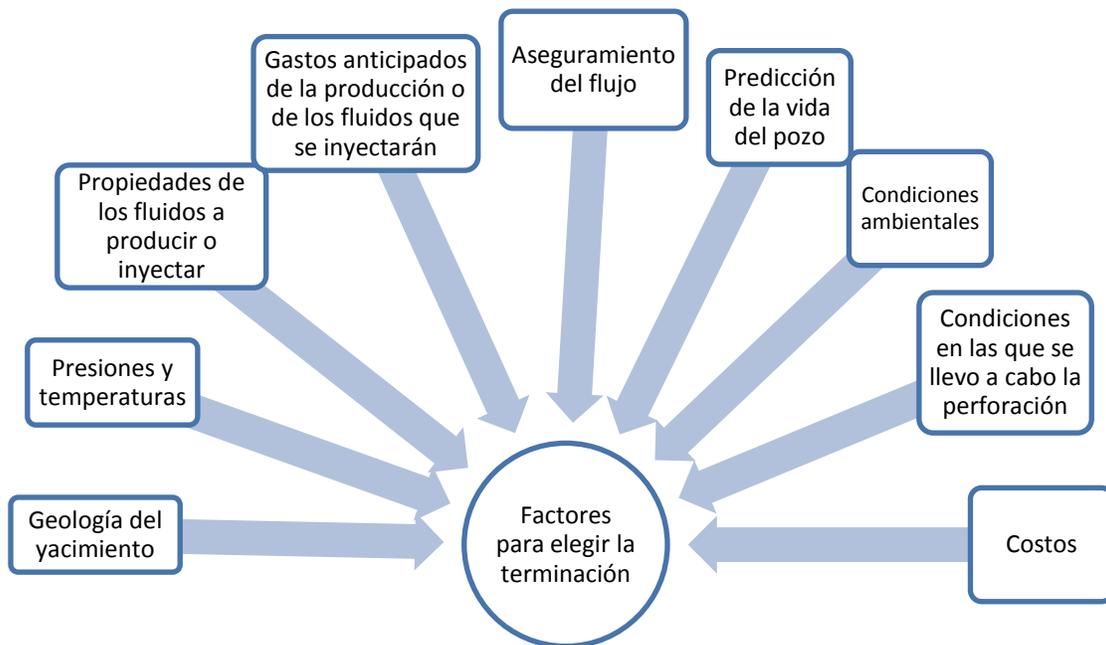
## Capítulo 3

### Terminación en Aguas Profundas

La terminación de pozos es la etapa que se realiza después de la cementación de la última tubería de revestimiento programada, esta operación consiste en convertir al pozo en un sistema operacional seguro y eficiente para poder controlar y producir los hidrocarburos del yacimiento o en el caso de pozos inyectores lograr la inyección de fluidos al yacimiento. Las operaciones de terminación incluyen la instalación del aparejo de producción, lavado de pozo, instalación de las herramientas del aparejo de producción, estimulaciones, control de arena y operaciones de prueba del equipo, además dependiendo del tipo de terminación y las condiciones del yacimiento se requerirá realizar o no fracturamiento hidráulico y/o disparos. Siendo ésta la etapa final antes de comenzar la producción de un pozo productor en aguas profundas.

Por otro lado, la operación de terminación de pozos es el aspecto clave para lograr maximizar la producción en aguas profundas, siempre y cuando se realice una planeación en la cual se elija la mejor terminación o conjunto de terminaciones para cada pozo, considerando los aspectos del yacimiento y los fluidos a producir o inyectar.

La terminación de cada pozo es única, donde deben tomarse en cuenta ciertos factores para elegir la terminación más adecuada y óptima para el proyecto, estos factores son:



Las técnicas de terminación son similares independientemente de la profundidad del agua, sin embargo en aguas profundas y ultraprofundas son limitadas las técnicas que pueden llevarse a cabo, además se requiere que la terminación seleccionada cumpla con la duración esperada para evitar reparaciones posteriores.

La operación de terminación se divide en:

❖ **Terminación baja**

Es la parte de la terminación en la cual se une al yacimiento con el pozo. Contempla la instalación de los dispositivos de filtrado que se encuentran en la zona productora del yacimiento, así como las operaciones y accesorios necesarios para poner en contacto al yacimiento con la sarta de producción.

❖ **Terminación superior**

Es la parte de la terminación en la que se une la terminación baja con la superficie. Aquí se involucra el colgador de la tubería de producción, mandriles de inyección, válvula de seguridad subsuperficial, empacador de producción y otros accesorios que se colocan desde el árbol submarino hasta el empacador de producción.

La terminación según el criterio que se tome en cuenta se clasifica en:

❖ **Interfaz del pozo-yacimiento**

- **Agujero descubierto:** es factible cuando la formación del yacimiento está lo suficientemente consolidado para no desprenderse o desmoronarse. La ausencia de la tubería de revestimiento maximiza el contacto de la formación con el agujero del pozo. Para prevenir que los sólidos entren junto con los fluidos de producción se colocan cedazos o liners perforados en las secciones descubiertas del pozo. Este tipo de terminación permite la minimización de gastos para llevar a cabo la terminación de los pozos y opciones de tratamiento flexible en caso de que el pozo se haga más profundo en un futuro.
- **Pozo entubado:** consiste en la instalación de la tubería de revestimiento a través del intervalo a producir y es cementada en su lugar. El flujo de fluidos es establecido mediante la perforación de la tubería de revestimiento conectando de esta forma el yacimiento con el pozo. El túnel perforado generalmente se extiende pasando más allá de la región de daño de la formación vecina al pozo exponiendo la roca sin daños, con lo que la producción del yacimiento se logra sin presentar obstáculos.

### ❖ Zonas productoras

- **Simple:** involucra una tubería de producción o tubería conductora, donde el empacador establece la separación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento o liner. Los empacadores generalmente son considerados la herramienta más importante para realizar la producción ya que debe proveer a largo plazo una barrera hidráulica entre los fluidos del yacimiento y los fluidos del espacio anular.
- **Múltiples:** este tipo de terminación se lleva a cabo para producir más de un intervalo. Existen varias configuraciones para producir simultáneamente todos los intervalos o ciertos intervalos. Las zonas múltiples son separadas por tres razones principales: 1) los hidrocarburos de cada zona pueden ser químicamente incompatibles; 2) las zonas con alta y baja presión son separadas para evitar el cruce de flujo; 3) las regulaciones gubernamentales generalmente requieren que los operadores monitoreen la producción de cada zona.

### ❖ Método de producción

- **Flujo natural:** los pozos con terminación en la cual no se requiere de asistencia, resultando ser más económicos.
- **Artificialmente:** en muchos casos, donde los yacimientos tienen alta presión y alta temperatura, estos fluyen naturalmente en un inicio, sin embargo después de un periodo de tiempo requieren de la ayuda de sistemas artificiales para seguir produciendo. Para las terminaciones con métodos artificiales de producción en aguas profundas se deben considerar las técnicas de bombeo neumático o bombeo electrocentrífugo, así como el impulso del flujo en el lecho marino por medio de bombas.

## 3.1 Lavado del pozo

El lavado del pozo es necesario para desplazar y eliminar el lodo de perforación, recortes, partículas sólidas de las etapas de perforación y cementación que puedan causar obstrucciones en la tubería de producción (TP) o daños a la formación mientras se dispara el intervalo productor.

La operación consiste en desplazar y remover los elementos no deseados empleando una sarta de lavado la cual puede tener acoplada escariadores y raspadores que eliminen partículas adheridas a las tuberías de revestimiento, posteriormente se requiere bombear un fluido espaciador que desplace el fluido de perforación, después se bombea un fluido lavador seguido de un fluido viscoso que permita desplazar los anteriores de una forma homogénea, por último se emplea un fluido de terminación, el cual tiene las características más compatibles con la formación y los fluidos del yacimiento, evitando así cualquier tipo de reacción o daño a la formación al comenzar la producción.

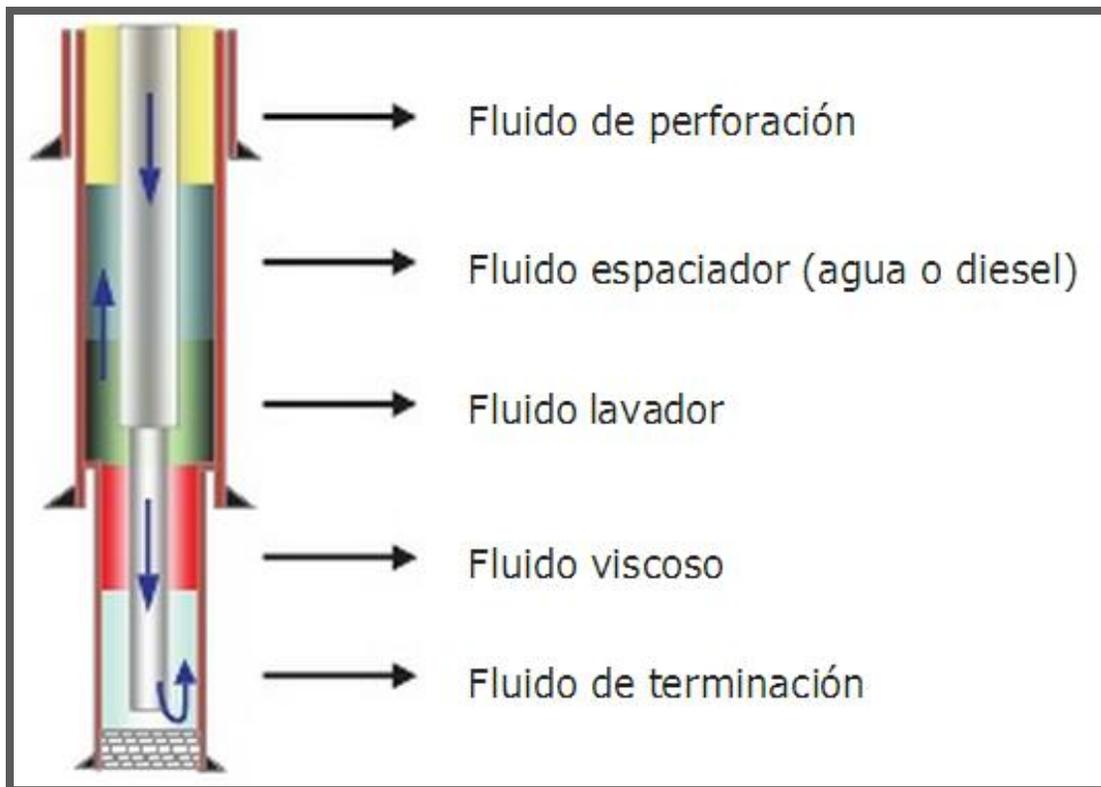


Figura 3.1 Configuración del lavado de un pozo (PEMEX).

### 3.2 Aparejo de Producción

El aparejo de producción es el conjunto de accesorios que son introducidos al pozo junto con las tuberías de producción con el fin de transportar los hidrocarburos desde los intervalos productores hacia la superficie. Los objetivos que debe cubrir un aparejo de producción son:

- Maximizar la rentabilidad de la inversión hecha en el pozo.
- Construir un medio sencillo de instalar, operar y mantener, que garantice con seguridad el flujo de los hidrocarburos del yacimiento.
- Ser un elemento confiable y versátil que pueda adaptarse de manera eficiente al comportamiento cambiante del pozo durante la vida productiva del mismo.
- Proporcionar el elemento de seguridad y control subsuperficial del pozo.

La configuración del aparejo de producción puede variar dependiendo del estado mecánico del pozo generando así 3 tipos de configuraciones: instalación abierta, instalación semicerrada, e instalación cerrada.

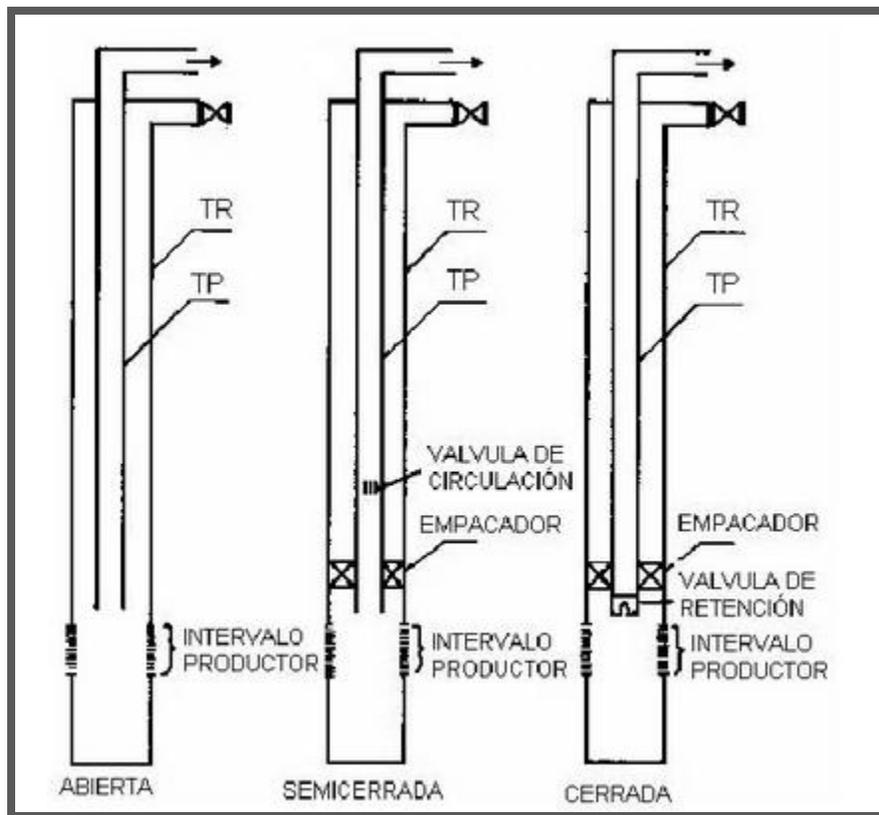


Figura 3.2 Aparejo de producción.

### 3.2.1 Colgador de tubería

En un pozo submarino, la tubería de producción es soportada y sellada en el interior del housing del cabezal del pozo por medio de un colgador de tubería. En los pozos submarinos los colgadores de tubería son corridos y aterrizados a través del riser y el BOP con la columna de fluido de perforación/fluido de terminación en su lugar. En pozos que fueron perforados con BOP superficial, los colgadores de la tubería de producción son colocados en el cabezal del pozo a través del riser de alta presión y el BOP superficial.

Las funciones básicas del colgador de la tubería son:

- ✓ Suspender la sarta de la tubería al nivel del lecho marino.
- ✓ Sellar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.
- ✓ Controlar y regular la presión entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.
- ✓ Soportar la presión en la tubería de producción, del pozo y el peso de la tubería de producción.
- ✓ Proveer acceso al espacio anular.
- ✓ Proveer una interfaz con el árbol submarino.
- ✓ Proporciona un conducto a través de la válvula de seguridad sub superficial para su control, inyección de químicos y monitoreo.

Los tipos de colgador de tubería son:

- Agujero concéntrico o colgador de tubería no orientado
- Agujeros múltiples o sistema de colgador de tubería orientado

La vida del árbol submarino depende directamente de la fiabilidad del colgador de la tubería, ya que esta fiabilidad es la base para tener una producción exitosa y puede depender de ciertos factores como son: su diseño, errores humanos y la validez de su sistema de control. Los principales factores que deben ser tomados en cuenta para la fiabilidad del colgador de tubería son:

❖ **Profundidad del agua**

Debido a que el ambiente en aguas profundas se tiene una presión externa muy alta, para el diseño del colgador de la tubería submarina se debe considerar la presión de colapso. Así mismo en aguas profundas validar y reparar el sistema de control se vuelve más complicado por lo que es necesario tener mucha precaución en su diseño y su prueba.

❖ **Presión del crudo**

Las presiones internas provocadas por los hidrocarburos pueden provocar el colapso del colgador, por lo que es necesario diseñar un colgador de tubería con paredes relativamente gruesas que logran soportar las presiones a las que se verá sometido.

❖ **Impacto de carga**

El impacto de carga generalmente se da durante la instalación, debido a las ondas formadas que pueden provocar choques entre los equipos lo que puede tener graves daños sobre ellos.

❖ **Corrosión**

La corrosión en el colgador de tubería puede ocasionar fugas, dando como resultado el cierre del pozo para la reparación del colgador.

❖ **Carga de la tubería de producción**

Debido a que una de las funciones principales del colgador es soportar la tubería de producción, se requiere tener una alta fiabilidad de que la estructura del colgador será capaz de soportar todo el peso que deberá sostener y que el método de conexión entre el colgador y la tubería de producción sea lo más seguro posible.

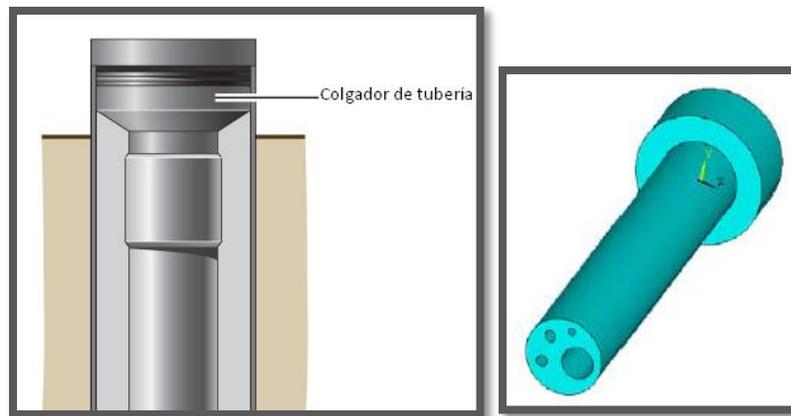


Figura 3.3 Colgador de tubería.

En una configuración con árbol submarino vertical, el colgador de la tubería y la tubería de producción son instaladas antes de instalar el árbol, este sistema es corrido en un riser de terminación de doble agujero o en un riser de un solo agujero que tenga la posibilidad de circular el flujo de los fluidos en el espacio anular.

### 3.2.2 Válvulas de seguridad subsuperficial

Las válvulas de seguridad subsuperficial son un elemento clave para controlar el pozo en caso de alguna emergencia en donde las válvulas superficiales no puedan actuar de manera correcta, permitiendo así salvaguardar al personal, al medio ambiente y a la empresa operadora de pérdidas económicas sustanciales. Estas válvulas deben de lograr en todo momento:

1. Cerrar y mantener hermética la tubería de producción para controlar la presión ejercida por los fluidos del yacimiento durante alguna emergencia.
2. Mantener su funcionalidad operativa durante todos los períodos de producción a los que estén sometidos.

Los siguientes aspectos influyen en la elección de la SSSV:

- **Fiabilidad de cierre:** La capacidad de cierre en alguna emergencia es la característica principal de una válvula subsuperficial. Esta función preservará y protegerá la seguridad humana, ambiental y económica
- **Costo económico:** Mantener los costos bajos es una prioridad para las compañías operadoras y manufactureras. Diseñar en la medida de lo posible válvulas simples y durables logra bajos costos para las compañías.
- **Funcionalidades adicionales:** Se deben considerar funciones extras que pueden ofrecer ventajas en ciertas aplicaciones, aunque al ir incrementando la complejidad del diseño, se puede generar mayor margen de error o fugas potenciales en su operación, por lo que no se debe perder el objetivo principal de las válvulas ante otras aplicaciones.

Las características funcionales de las válvulas de seguridad subsuperficiales se dividen en:

- Tipo de control de la válvula (contralada superficialmente y subsuperficialmente)
- Tipo de recuperación de la válvula (recuperable vía tubería de producción, por línea de acero, por tubería flexible, etc.)
- Tipo de mecanismo de cierre (bola, charnela, Poppet.)
- Exigencia de autonomía interna
- Capacidad de mantenerse abierta sin la necesidad de la fuente principal de control
- Requerimientos de proporcionar comunicación con fluidos de control a otros dispositivos sub superficiales
- Requerimientos para proporcionar el bombeo a través ella
- Requerimientos de mínimas fugas durante pruebas funcionales

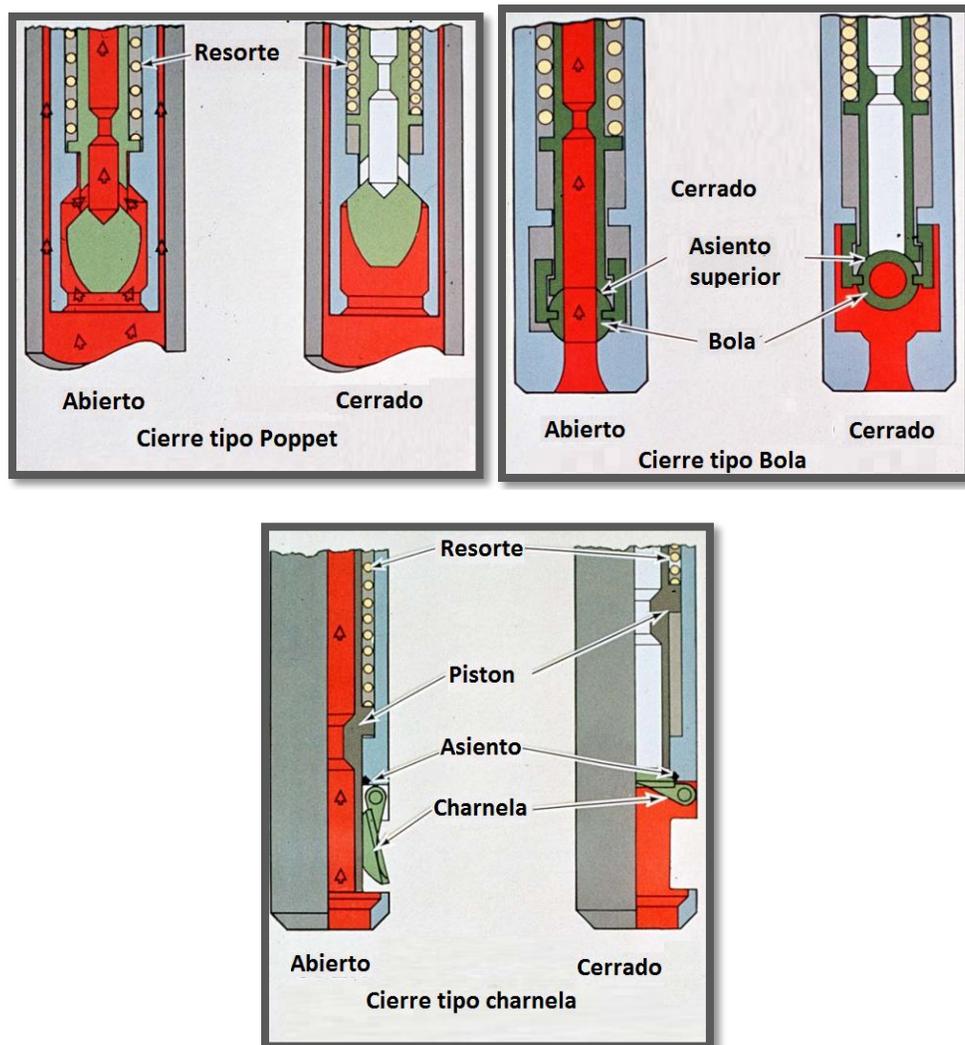


Figura 3.4 Tipos de cierre de las válvulas.

### 3.2.3 Sistema de aislamiento tubería de revestimiento-tubería de producción

#### 3.2.3.1 Empacador de producción

El empacador de producción es un accesorio que sirve para sellar la parte exterior del aparejo de producción y la parte interior de la tubería de producción o tubería de revestimiento, con lo que se bloquea el paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la tubería de producción.

Las funciones principales de los empacadores son:

- Protección a la tubería de revestimiento de las presiones del pozo, operaciones de estimulación y fluidos corrosivos
- Aislamiento de fugas en la tubería de revestimiento
- Aislamiento de disparos cementados a presiones forzadas
- Aislamiento de los diferentes intervalos de producción
- Para mantener los fluidos de "matar", estimulación o de tratamiento dentro del espacio anular

Los componentes básicos de un empacador son:

- **Elementos de sello:** su función es generar un sello entre el empacador y la tubería de revestimiento. Estos pueden ser fabricados de diferentes materiales los cuales pueden ser operados bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.
- **Cuñas:** se incrustan en la tubería de revestimiento para fijarse con el empacador y así evitar el movimiento de éste, además permiten la aplicación de peso y tensión para comprimir el elemento de sello.
- **Conos:** sirven como expansiones para forzar a las cuñas hacia la tubería de revestimiento, también sirven como soporte a los elementos de sello.
- **Cuerpo del empacador:** es una superficie pulida que está en la parte interior del empacador, la cual forma un sello con las unidades de sellos multi-v impidiendo el flujo entre el empacador y el aparejo de producción. Además esta parte del empacador mantiene unidos todos los componentes del dispositivo.

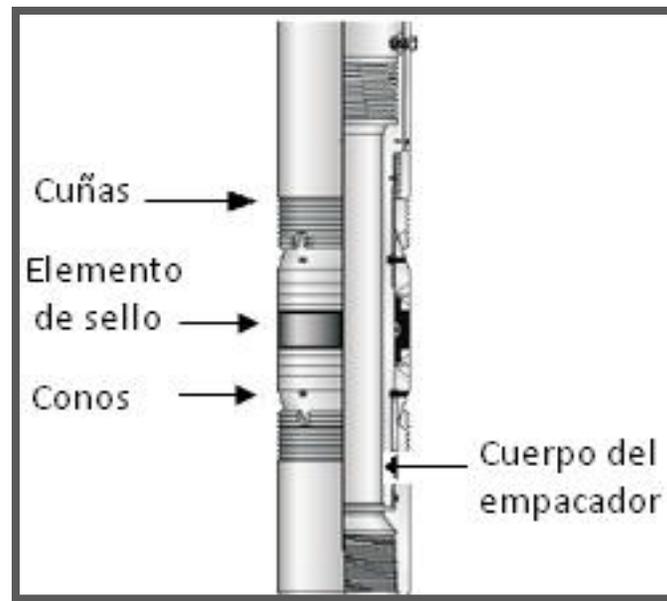


Figura 3.5 Elementos de un empacador.

Los empacadores se clasifican en:

❖ **Empacadores recuperables**

Este tipo de empacador puede ser anclado con peso, tensión, mecánica o hidráulicamente, lo cual dependerá de las operaciones que se realicen en los intervalos de producción. Su principal característica es que pueden ser recuperados después de cierto tiempo y utilizados en otro pozo.

❖ **Empacadores permanentes**

Son diseñados para colocarse en el pozo y permanecer ahí permanentemente. Estos empacadores permiten realizar operaciones con presiones altas, pudiendo ser utilizados en ciertas ocasiones como retenedores de cemento en caso de que exista la necesidad de realizar una cementación forzada para el abandono de un intervalo productor. Generalmente son fabricados de hierro fundido centrifugado, mientras que sus cuñas son de bajo carbón para que puedan ser molidos fácilmente.

❖ **Empacadores de ancla**

Estos empacadores consisten en un empaque el cual puede ser comprimido forzándolo a expandirse hasta la tubería de revestimiento debido al peso ejercido mediante la tubería de producción.

❖ **Empacadores de cabeza de control**

Este empacador está provisto con un dispositivo de igualación arriba del mismo, sin que sea necesario levantar la columna de fluido arriba del empacador y sin desempacar el elemento de sello del mismo.

❖ **Empacadores hidráulicos**

Pueden ser permanentes o recuperables con cuñas o sin cuñas, generalmente se accionan por presión hidrostática en la tubería de producción, aplicada a través de ella desde la superficie.

❖ **Empacadores múltiples**

Pueden ser como los empacadores mencionados anteriormente, sin embargo estos son utilizados para alojar dos o más aparejos de producción, colocados generalmente hidráulicamente.



Figura 3.6 Tipos de empacadores.

Para seleccionar el empacador más óptimo se deben considerar:

- Diámetro de la tubería de revestimiento o agujero descubierto
- Grado de la tubería de revestimiento
- Temperatura y presión a la cual estará sometido
- Tensión y compresión

- Diseño de la operación
- Análisis anticipado de las operaciones de terminación, estimulación y reparación
- Costos
- Resistencia a los fluidos y presiones
- Capacidad para ser o no recuperable
- Mecanismo de sello
- Fluidos de terminación

### 3.2.3.2 Fluido empacador

Un fluido empacador es un fluido que ocupa el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento desde el empacador, hasta el cabezal de tuberías. La diferencia entre los fluidos de terminación y los fluidos empacadores es que los primeros están frente al intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador permanece en el espacio anular durante la vida productiva del pozo, en algunos casos un mismo fluido cumple las dos funciones.

Las funciones del fluido empacador son:

- Generar una presión sobre el empacador para poder contener posibles fugas y las fuerzas de presión interna en la TP.
- Reducir la presión diferencial entre las diversas zonas del aparejo de producción.
- Reducir la corrosión de las tuberías con las que está en contacto.
- Facilitar la recuperación del aparejo de producción en caso de requerir una reparación.
- Aislamiento térmico de la TP.

Tipos de fluidos empacadores:

#### Fluidos base aceite

- Diesel
- Emulsión diesel-salmuera
- Diesel gelificado

#### Fluidos base agua

- Agua de mar o agua dulce
- Fluidos de perforación
- Salmueras claras
- Salmueras con biopolímeros

## 3.3 Disparos

La operación de disparo se refiere al proceso por medio del cual la tubería de revestimiento, el cemento y la formación son perforados con el fin de comunicar el yacimiento con el pozo y con esto lograr la producción o inyección de fluidos.

Para llevar a cabo los disparos se requiere de dispositivos de cargas explosivas, las cuales deben ser capaces de penetrar efectivamente la tubería de revestimiento, cemento y formación.

El disparo es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos y el agujero del pozo que llegan hasta la superficie. Sin embargo, los disparos pueden dañar la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles de los disparos.

Los parámetros de los disparos son:

- Penetración en la formación
- Tamaño del orificio
- Número de disparos
- Ángulo entre los orificios

Tanto el daño como estos parámetros tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo y, por lo tanto, sobre la producción.

- Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:
- Factores geométricos del disparo
- Presión diferencial al momento del disparo
- Tipo de pistolas y cargas
- Daño generado por el disparo
- Daño causado por el fluido de la perforación
- Daño causado por el fluido de la terminación

Por otro lado se han empezado a utilizar los disparos orientados para la optimización de los tratamientos de estimulación con lo que se pretende aumentar la eficiencia de las operaciones de bombeo, reducir las fallas de tratamientos y mejorar la efectividad del fracturamiento hidráulico.

Los disparos orientados ayudan a resolver problemas que pueden ocurrir al llevar a cabo la estimulación del yacimiento, para el control de la producción de arena y satisfacer otros objetivos de la terminación, así como prevenir el daño de los componentes de terminación del pozo, reparar canales de cemento detrás de la tubería de revestimiento, establecer comunicación con pozos de alivio durante operaciones de control de presión y evitar el colapso de la tubería de revestimiento en pozos desviados u horizontales.

La fase óptima, el espaciamiento entre disparos y la orientación correcta de los mismos facilitan el fracturamiento hidráulico y reducen la posibilidad de producción de arena a raíz del colapso generado por los disparos.

En algunas formaciones poco consolidadas o con altos contrastes entre los esfuerzos verticales y horizontales, el colapso de la formación alrededor de los disparos provoca la producción de arena. Así mismo, los túneles efectuados por los disparos pueden colapsar al comprimirse la formación,

ya que durante la producción de los hidrocarburos la roca del yacimiento debe soportar más sobrecarga y con lo que la presión del poro disminuye. Para reducir la producción de arena generada por los disparos, estos deben orientarse la parte de la formación más estable y que tenga mínimos contrastes de esfuerzos, con lo cual se reducen las caídas de presión asociadas con el flujo, modificando así su geometría y creando distribuciones de esfuerzos más homogéneas alrededor del pozo.

En pozos verticales, los disparos pueden ser orientados en cualquier dirección, sin embargo generalmente se realizan de manera horizontal. Para los pozos desviados, horizontales o verticales que atraviesan formaciones con gran inclinación, los disparos radiales se orientan en diferentes direcciones aleatorias dentro de la zona objetivo, dependiendo de la desviación del pozo y del echado de la formación.

En terminaciones sin cedazo, los disparos deben ser orientados a los lugares más estables de la formación alrededor del pozo con contrastes de esfuerzos más bajos con el fin de prevenir la producción de arena.

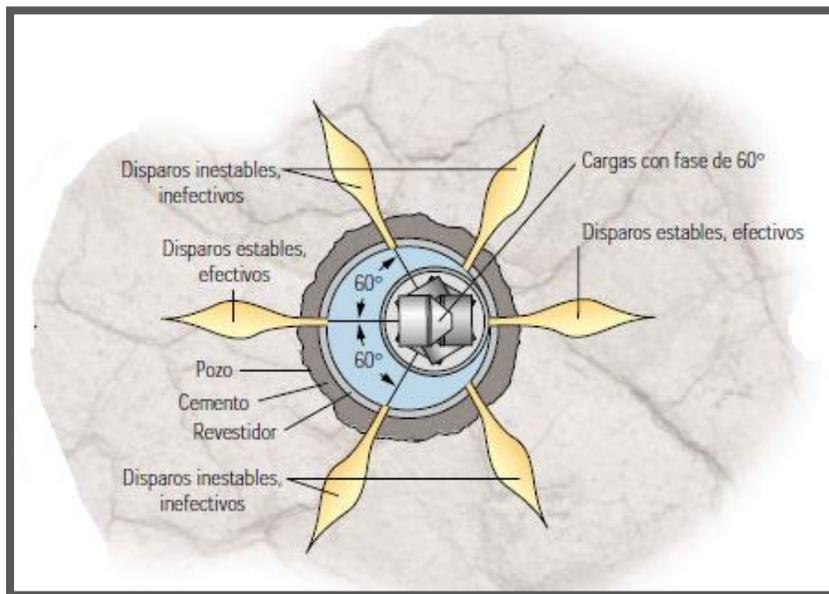


Figura 3.7 Disparos orientados.

Los métodos para determinar las magnitudes o direcciones de los esfuerzos abarcan desde el acceso a las diversas capas de rocas y la interpretación de registros de imágenes del pozo, hasta la construcción de modelos geomecánicos del subsuelo y efectuar levantamientos de perfiles sísmicos verticales.

Los factores que deben ser considerados para evitar el arenamiento de las fracturas provocado por los disparos son:

- Tamaño del orificio
- Densidad de los disparos
- Penetración
- Fase de la pistola
- Orientación de los disparos

El no tomar en cuenta estos factores puede incrementar los costos durante la operación de terminación debido al tiempo adicional del equipo de terminación, de las herramientas para limpiar los pozos, malgasto de apuntalantes y fluidos de estimulación. El arenamiento prematuro de una fractura generalmente conduce a estimulaciones no óptimas y en algunas ocasiones el refracturamiento hidráulico a futuro puede ser más difícil.

### 3.4 Árbol submarino de prueba

El árbol submarino de prueba es un equipo conformado por un latch, y un sistema de válvulas; su función es encargarse de proporcionar la primera barrera de seguridad para contener la presión del pozo y proporcionar una desconexión segura durante la prueba del pozo. Generalmente es utilizado para realizar pruebas al pozo e intervenir en las operaciones de limpieza del pozo.

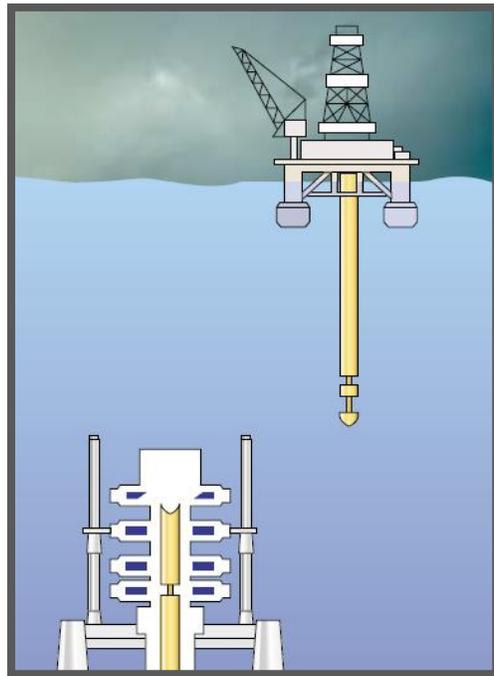


Figura 3.8 Desconexión del árbol de prueba durante la prueba de un pozo al presentarse condiciones climáticas severas (Schulmberger).

Muchos de los árboles de pruebas ofrecen flexibilidad para realizar diversas operaciones sin necesidad de utilizar equipos para cada operación, así como su integración con cualquier sistema submarino y BOP.

El conjunto latch comprende un dispositivo de bloqueo accionado hidráulicamente, el cual en caso de una falla en el sistema hidráulico es activado por medio de la rotación de la cadena superior de aterrizaje. El módulo superior del sistema válvula, generalmente contiene una válvula de bola controlada individualmente por un sistema hidráulico, la cual incluye un resorte de cierre mecánico para asegurar su cierre. Mientras que el módulo inferior comprende de una válvula bola de prueba con las capacidades de un mecanismo de corte. Su activación es igual al módulo superior del sistema, sin embargo el mecanismo de corte es activado por medio de los umbilicales o por la presión aplicada por el anillo por encima o por debajo de los rams de la tubería.

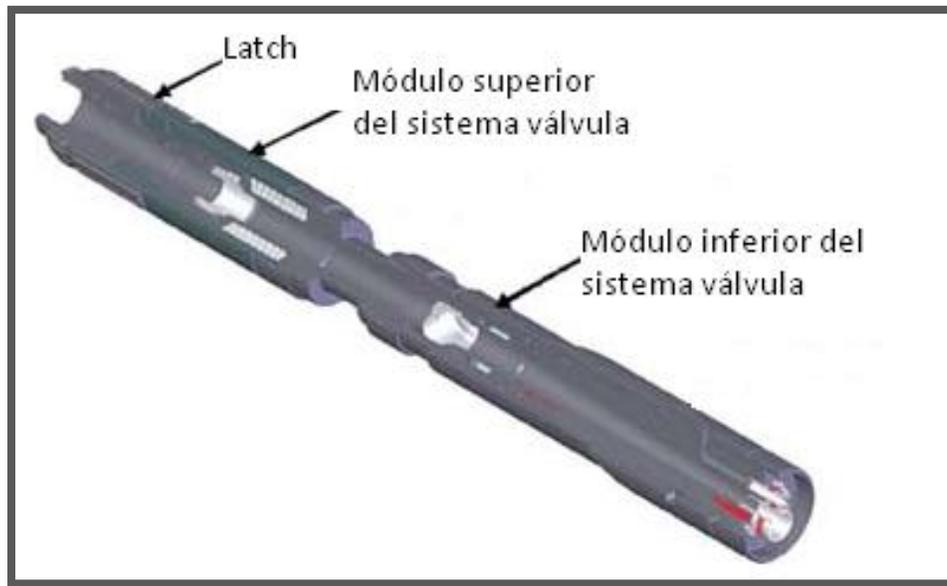


Figura 3.9 Componentes básicos de un árbol submarino de prueba.

Cuando las instalaciones superficiales se desconectan del sistema del pozo, lo primero que se cierra del árbol de pruebas es el módulo inferior del sistema válvula, seguido del cierre del módulo superior del sistema válvula y finalmente el latch es cerrado, con lo que se asegura el aislamiento de los fluidos.

Una desventaja de este equipo es que es instalado en la parte superior del colgador de la tubería de producción, por lo que si es necesario remover la tubería de producción el árbol submarino de prueba debe ser removido, y en muchos casos también deben removerse los umbilicales o los diferentes equipos de conexión.

### 3.5 Tipos de terminación para el control de arena

Los pozos en aguas profundas requieren soluciones en terminación que logren satisfacer las demandas de producción requeridas por las compañías operadoras, lo anterior debe ser logrado de una manera práctica y económicamente rentable por lo que se requiere aprovechar el drene en el yacimiento con el menor número de pozos, aumentando así la complejidad de diseño de

terminación en cada uno de ellos. La terminación para cada pozo requiere lograr el menor daño posible a la formación productora así como contener la migración de sólidos a la sarta de producción con el fin de evitar acumulaciones y erosión en los sistemas de producción submarinos y superficiales, ya que una intervención en un ambiente de aguas profundas puede generar pérdidas económicas importantes.

El diseño de los pozos normalmente presenta características que son necesarias para disminuir los altos costos de operación en aguas profundas, por lo que se recurre a prácticas como:

- Construcción de pozos multilaterales
- Construcción de pozos horizontales
- Terminaciones múltiples
- Terminación de la zona productora en agujero descubierto
- Así como la combinación de las anteriores y los nuevos métodos que van surgiendo

Las terminaciones viables para el control de arenas en pozos horizontales o verticales en aguas profundas son:

- Agujero descubierto con cedazos
- Agujero descubierto con empacador de grava
- Agujero descubierto con fracturamiento y empaque
- Agujero entubado con empacadores de grava
- Agujero entubado con fracturamiento y empaque
- Agujero entubado con fracturamiento por alto gasto de agua y empacadores

### 3.5.1 Terminaciones en agujero descubierto con cedazos

Las terminaciones en agujero descubierto con cedazos se han aplicado de igual manera en pozos en aguas profundas, siendo efectivas y económicas sólo a corto plazo ya que en largos períodos de explotación pueden llegar a dañarse, impidiendo el flujo adecuado de hidrocarburos o la excesiva penetración de arena lo que generará problemas y costos adicionales para reparación del pozo.

#### ❖ Cedazos expandibles

Los cedazos de control de arena expandibles han tenido mucho éxito en diferentes áreas ofreciendo muchas ventajas en cuanto a su instalación y funcionalidad. El dispositivo se compone de una malla ranurada acoplada a la base de la tubería o liner de revestimiento, la cual posteriormente será comprimida dando como resultado la expansión de la misma hacia la formación, esto es logrado gracias a la introducción de un cono que es corrido por dentro de la tubería para poder aumentar el diámetro del dispositivo ranurado a alrededor del 50% del tamaño original, este aumento en el diámetro puede variar dependiendo del dispositivo de expansión utilizado, siendo diferente con nuevas tecnologías de cada compañía de servicios.

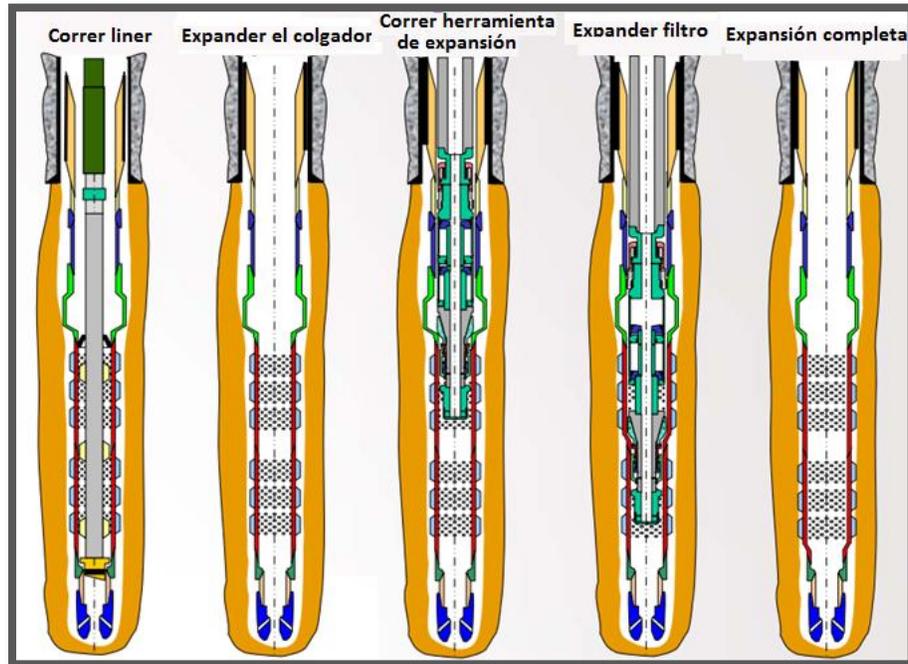


Figura 3.10 Proceso de instalación de un cedazo expandible.

### 3.5.2 Terminación con empacador de grava

#### ❖ Empacador de grava en agujero descubierto

Una solución para los problemas de fallas de los dispositivos de filtrado es el uso de empacadores de grava en agujero descubierto, lo que permite un control de arena y una alta productividad del pozo, la combinación con pozos horizontales es muy utilizada para proporcionar una mayor área de flujo.

Estas terminaciones proporcionan una gran superficie de contacto con la zona productora, sin embargo tienden a tener una alta presencia de daño debido a la necesidad del enjarre para poder inyectar el material de empaque, siendo este enjarre expulsado en algunas ocasiones de la pared de la formación hacia el empacador de grava debido a la fuerza ejercida por la producción o en algunas ocasiones requiriendo de inyección de químicos para su limpieza.

Los empacadores de grava en agujero descubierto consisten en la implementación de una técnica en la que el espacio anular entre la formación productora y los cedazos es llenado con arena o sólidos de materiales sintéticos de una cierta granulometría que logre contener el flujo de arena de la formación, esto debido a que el tamaño de la garganta de poro del medio poroso formado artificialmente es mucho menor que el tamaño de diámetro de los granos de la formación.

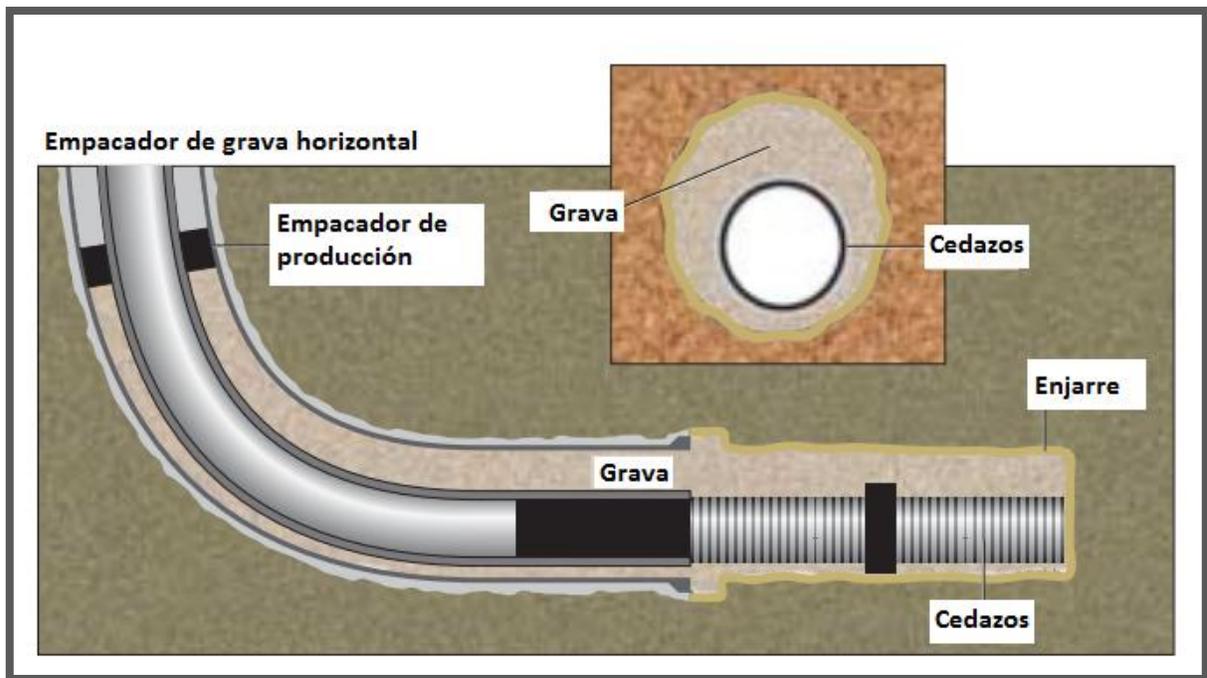


Figura 3.11 Disposición de un empacador de grava en agujero descubierto.

Las operaciones de terminación para la instalación de este tipo de barreras de grava requiere del bombeo de lechadas de grava y un fluido portador el cual después de haber transportado los granos en los alrededores del cedazo penetrará a la formación o regresará a superficie por tuberías de lavado o sartas de terminación .

La factibilidad y éxito de un empacador de grava depende de:

- Técnicas de perforación utilizadas
- Fluidos de perforación empleados
- Limpieza del pozo
- Herramientas y equipo de terminación
- Técnicas de control de arena
- Simuladores/software
- Planeación y experiencia del personal de campo

#### ❖ Empacador de grava en agujero entubado

Este tipo de empacadores también pueden ser empleados en terminaciones entubadas, con la única diferencia que el fluido portador penetrará los disparos, distribuyendo el empacador de grava tanto en los disparos como en el espacio anular entre la TR de explotación y los cedazos. Cabe mencionar que esta técnica no elimina el daño causado por la perforación y por los disparos, por lo que el daño tendrá un alto impacto en la producción de este tipo de pozos.

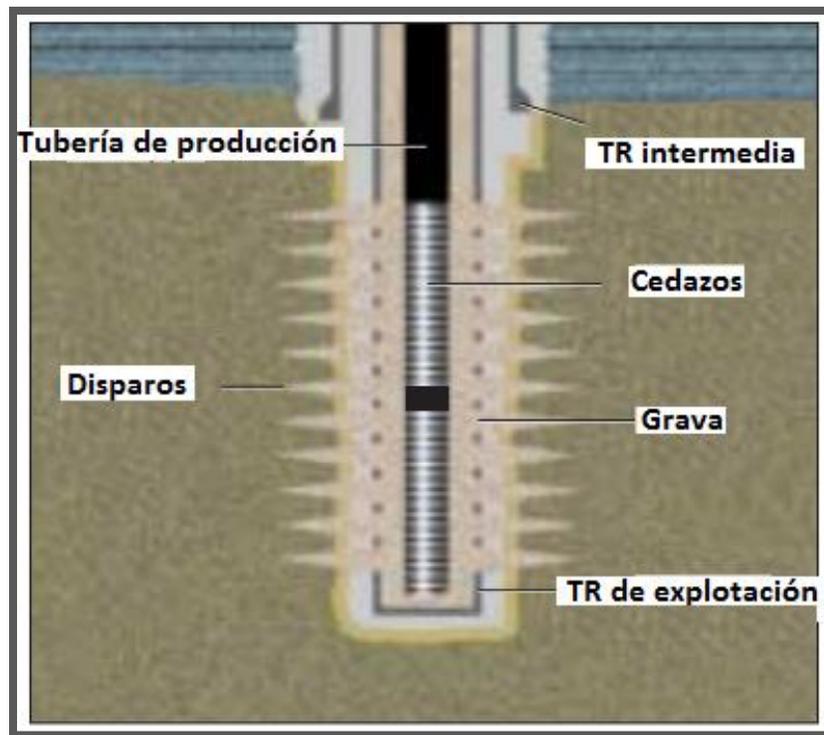


Figura 3.12 Configuración del empacador de grava en pozo entubado.

### 3.5.3 Terminación de fracturamiento y empaque

#### ❖ Fracturamiento y empaque en agujero descubierto

Una alternativa al empacador de grava es el fracturamiento y empaque. Este tipo de empacador involucra el fracturamiento hidráulico del yacimiento simultáneo al uso del empacador de grava. El fracturamiento se logra utilizando un fluido altamente viscoso, el cual es bombeado por encima de la presión de fractura, estando los cedazos en posición durante la operación, en el caso de que exista tubería de revestimiento el control de arena estará dado entre ésta y el cedazo.

Una vez fracturada la formación las partículas sólidas inyectadas logran invadir las fracturas, lo cual genera un agente apuntalante para una mayor conductividad de las fracturas en el futuro. Esta técnica logra eliminar el daño a la formación que generalmente es provocado por el enjarre. En comparación con el método de empacador de grava, el fracturamiento y empaque proporciona canales de gran conductividad que penetran más profundo en la formación productora eliminando daño en los disparos.

Los yacimientos que son mejores candidatos para terminaciones fracturamiento y empaque deben cumplir con una o más de las siguientes consideraciones:

- Baja consolidación

- Formaciones con alta permeabilidad que requieran control de arenas para lograr la máxima producción
- Moderado o alto daño a la formación cerca del pozo
- Formaciones con baja permeabilidad que requieran control de arena y puedan beneficiarse con una fractura conductora para mejorar la productividad
- Yacimientos heterogéneos donde la relación  $K_v/K_h$  en las zonas impregnadas es bajo
- Formaciones con alto potencial para la migración de sólidos finos
- Formaciones de baja consolidación que pueden tener fallas durante la producción cuando el yacimiento comienza a declinar
- Baja resistividad, arenas laminadas/secuencias de lutitas con baja conexión entre el pozo y las secuencias de arenas que puede limitar la recuperación de reservas

#### ❖ **Fracturamiento y empaque en tubería de revestimiento**

Son utilizados mayormente en la fase de desarrollo de proyectos en aguas profundas. Esta técnica ofrece una mayor probabilidad de terminar el pozo con un daño menor en comparación con el empacador de grava.

Los siguientes pasos son la secuencia que se sigue para desarrollar y completar una operación de fracturamiento y empaque en agujero entubado:

1. Limpiar el riser y la tubería de revestimiento reemplazando la salmuera utilizada con salmuera filtrada
2. Disparar bajo balance con pistolas bajadas con cable.
3. Iniciar la instalación de las herramientas para fracturar y empaque
4. Realizar pruebas de calibración
5. Medir la presión en el fondo del pozo
6. Desarrollar un análisis in situ y re diseñar
7. Bombear el fluido de transporte para fracturar
8. Remover el apuntalante en exceso
9. Probar el empaque en el espacio anular
10. Correr el aparejo de producción
11. Generar pruebas de producción y análisis post fractura

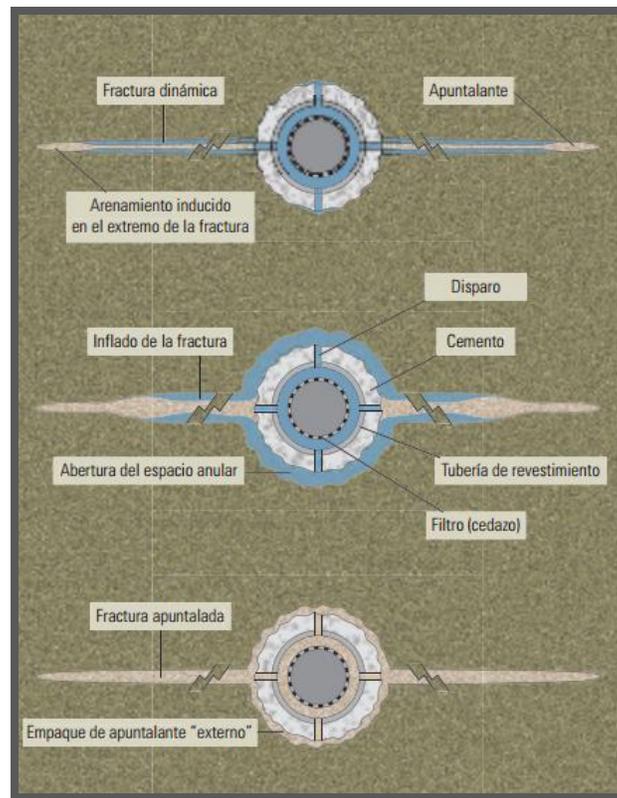


Figura 3.13 Fracturas apuntaladas por el empaque de grava.

### 3.5.4 Terminación con fracturamiento de agua y empaque de grava

Este método es apropiado para pozos de aceite de yacimientos estratificados, la técnica es muy similar al fracturamiento y empaque. Antes de la operación, la presión de la formación es probada para poder conocer si el yacimiento podrá ser fracturado por agua de mar o salmuera. Posteriormente el agua es bombeada con el fin de fracturar el intervalo deseado, seguido del agente de transporte que contiene las partículas de grava necesarias para completar el empaque.

### 3.6 Terminación inteligente

Una terminación inteligente puede ser definida como un sistema de terminación capaz de recolectar, transmitir y analizar la producción de los pozos y el yacimiento, así como la inyección de fluidos, integrando todos los datos de la terminación ya sea de una o varias zonas productoras, permitiendo actuar a distancia para el mejoramiento del control del yacimiento y la producción del pozo. El objetivo primordial de las terminaciones inteligentes es proveer al operador junto con un método de terminación el poder de reconfigurar la arquitectura del pozo y la adquisición de datos en tiempo real sin la necesidad de realizar intervenciones. Se debe recalcar que las terminaciones inteligentes no se refieren a la capacidad del control u optimización automatizada,

sino se basa en operaciones manuales para iniciar los comandos para el pozo. Las terminaciones inteligentes comprenden dos conceptos primarios:

- **Monitoreo remoto:** se refiere a la habilidad del sistema para proveer datos obtenidos cerca o en el pozo, sin la necesidad de intervenir el pozo
- **Control remoto:** implica que las instrucciones de comando sean transmitidos al pozo para alterar la posición o estatus de uno o más componentes para el control del flujo.

Las metas que se tienen para la tecnología de terminación inteligente a corto y mediano plazo son:

- Prevenir la intervención rutinaria para el manejo del yacimiento.
- Aprovechar al máximo los sistemas que permiten el manejo de diferentes zonas horizontales o la penetración al yacimiento por pozo.
- Auto-optimización y automatización de los pozos e instalaciones de procesos.
- Diseño de los procesos con sistemas óptimos en lugar de ser por componente.
- La terminación inteligente debe exceder el 95% de su rentabilidad después de 10 años de su instalación.

Actualmente las terminaciones inteligentes son utilizadas en:

- Yacimientos con formaciones no consolidadas
- Yacimientos con alta permeabilidad
- Yacimientos con altas producciones
- Yacimientos clásticos (comunes en el Golfo de México, campos costa afuera de África Occidental, Asia, Brasil y Mar del Norte)

La terminación inteligente, es una tecnología que en los últimos años ha tenido un gran auge debido a que ayuda a maximizar la producción del yacimiento minimizando costos, con lo que la economía del proyecto mejora notablemente puesto que permite al operador el manejo activo del yacimiento. Este aspecto de manejar activamente el yacimiento es de suma importancia en yacimientos que requieren control de arenas, los cuales generalmente están ubicados en zonas geográficas lejanas o ambientes de operación extrema como son los campos de aguas profundas y ultraprofundas.

La combinación de la tecnología para el control de arenas y las terminaciones inteligentes puede ser un reto importante, especialmente cuando se producen fluidos de múltiples zonas no consolidadas con alta productividad.

Hasta el 2002, el éxito de terminaciones inteligentes junto con el control de arenas se veía limitado a dos intervalos productivos con el control y monitoreo total de las dos zonas. Esta limitación era el resultado de la arquitectura de la terminación con empacadores de grava, la cual

requería que las válvulas de control y los medidores de presión y temperatura estuvieran colocados por encima de la zona de interés.

Es necesario tener mucho cuidado en el control de arenas, debido a que éstas pueden afectar notablemente el desempeño de las terminaciones inteligentes, llegando al punto en que dejen de funcionar.

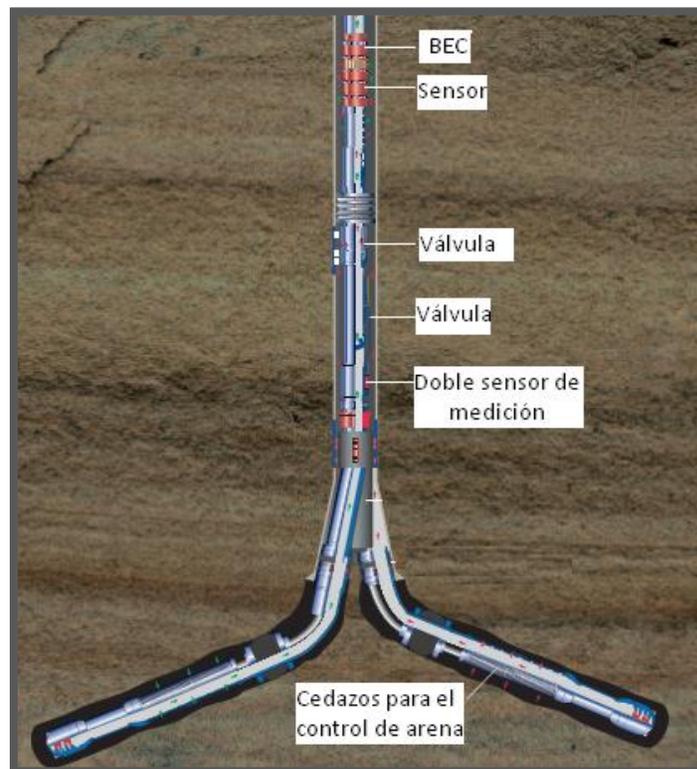


Figura 3.14 Terminación inteligente combinada con cedazos para el control de arena en un pozo con sistema artificial BEC.

### 3.7 Soluciones no convencionales a trabajos de terminación y reparación

#### ❖ Riser auto soportado

Como se ha mencionado anteriormente, las operaciones en aguas profundas requieren de la implementación de equipos costosos de perforación que disminuyen el margen de ganancia de las empresas operadoras, debido a esta situación se han generado técnicas que pueden reducir dichos costos eliminando la necesidad de utilizar equipos flotantes de perforación de gran capacidad necesarios para utilizar los riser de terminación o reparación.

El riser auto soportado es un método que logra satisfacer las necesidades antes mencionadas, su diseño está basado en la configuración de los riser híbridos, está compuesto de un riser conectado

en su parte inferior al árbol de producción o al cabezal del pozo, en su parte superior está conectado a un módulo de flotación, dándole el soporte a su peso y proporcionándole cierta tensión, de manera que puedan realizarse trabajos de terminación y reparación con la ayuda de un sistema de tubería flexible el cual puede estar montado en una embarcación de mucho menor tamaño que las unidades flotantes de perforación para aguas profundas, significando la reducción de costos operativos.

Las siguientes ventajas sobre las unidades flotantes de perforación hacen de esta técnica una forma viable de realizar operaciones con TF.

- Menores costo de equipo
- Menor personal requerido
- Menor riesgo en cubierta al no tener exceso de herramientas
- Rapidez de desconexión en caso de riesgo meteorológico
- Rapidez de la operación
- Capacidad de movilidad en proyectos remotos

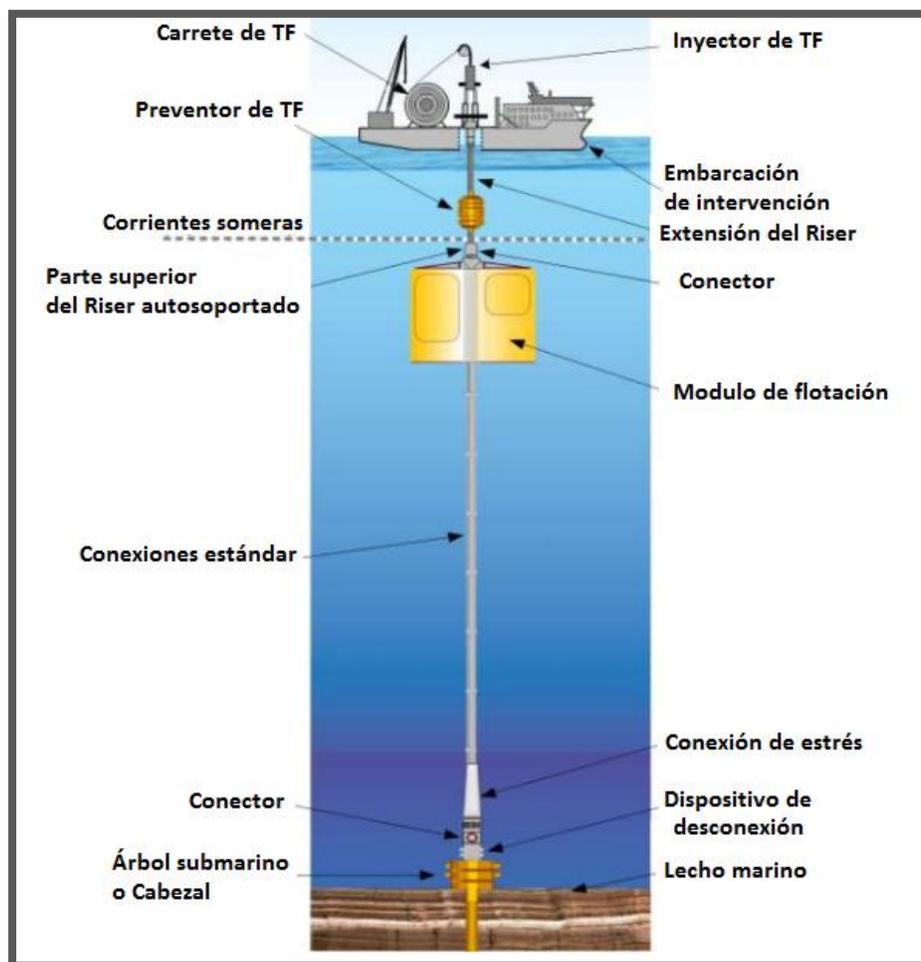


Figura 3.15 Configuración de un riser autosoportado con TF.

## Capítulo 4

### Producción en Aguas Profundas

La producción de los hidrocarburos en AP requiere de la más alta tecnología submarina existente para poder asegurar el flujo de hidrocarburos de una manera económica y segura, con lo cual el costo de inversión se vea remunerado, haciendo factible los proyectos. Las operaciones llevadas a cabo en AP requieren de la colaboración y sinergia de diferentes industrias y tecnologías, requiriendo trabajo interdisciplinario eficaz y puntual para satisfacer las necesidades de cada campo.

En este capítulo se presentan las bases, equipos y tecnologías que son necesarias para el desarrollo de un campo productor de hidrocarburos en AP, con lo que se pretende tener un mejor entendimiento de los procesos de producción submarinos.

#### 4.1 Sistemas flotantes de producción

La producción en aguas profundas puede realizarse por medio de las mismas unidades flotantes descritas en el capítulo dos, con la diferencia de que estas plataformas tendrán todos los equipos necesarios para llevar a cabo la producción y procesamiento de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos de forma exitosa y segura. Los principales equipos con los que debe contar una plataforma de producción son:

- Separadores bifásicos o trifásicos
- Bombas
- Compresores
- Líneas de descarga

Para llevar a cabo las operaciones de producción en campos de AP existen buques especiales que son adaptados para realizar dichas operaciones llamados FPSO.

##### 4.1.1 FPSO

Los sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por su nombre en inglés) son una de las nuevas tecnologías para producir hidrocarburos, los cuales son muy utilizados en AP, siendo uno de principales sistemas flotantes de producción elegidos en Brasil y África Occidental.

Los FPSO son buques capaces de soportar las fuerzas ambientales que se ejercen sobre ellos. Generalmente, utilizan sistemas de posicionamiento dinámico para permanecer en el área donde

están operando, así como también sistemas de anclaje. Su conexión a los pozos se realiza mediante risers.

Como su nombre lo indica, las funciones principales de los FPSO son:

- **Producción:** la "P" en la sigla FPSO indica la operación de producción de estas unidades, y es la característica principal de los FPSO. Estas unidades flotantes se encargan de producir los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, cuentan con equipos encargados de la separación (gas, agua, aceite), tratamiento de gas, tratamiento de agua, procesamiento del aceite, compresión del gas, entre otros.
- **Almacenamiento:** la "S" en la sigla FPSO significa almacenamiento, siendo la segunda característica más importante. Para poder realizar esta actividad los FPSO están contruidos de tal manera que las tuberías y los tanques tengan la capacidad de almacenar los hidrocarburos producidos por el período de tiempo que sea necesario. Estos tanques son seguros y robustos, generalmente están diseñados con doble casco para evitar con ello derrames al mar.
- **Descarga:** la "O" en la sigla FPSO, se refiere a la descarga, la cual es un aspecto de suma importancia cuando el FPSO tiene que transferir su contenido a otros buques petroleros o a tuberías submarinas que actúan como agentes de transferencia. En otras palabras, la descarga se refiere al vaciado de los sistemas FPSO. En esta actividad se debe tener mucha precaución para evitar fallas que puedan contaminar el medio ambiente marino.

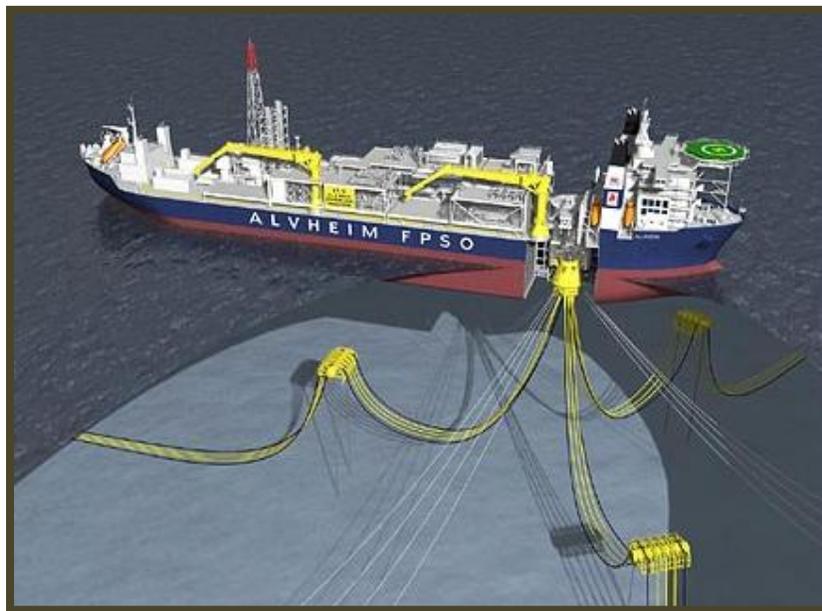


Figura 4.1 FPSO.

El uso del FPSO garantiza la reducción de costos de transporte por tie-backs desde las instalaciones submarinas en localizaciones remotas, generando así la rentabilidad de muchos proyectos.

Ventajas del uso de FPSO

- Es más económico producir cerca de los pozos
- Tiene la capacidad de almacenar grandes volúmenes de hidrocarburos
- Es accesible a lugares remotos
- No importa a que profundidad se encuentre el yacimiento
- Su instalación es rápida

Desventajas del uso de FPSO

- Es sensible a los movimientos
- Su uso no es recomendable en zonas con huracanes y tormentas fuertes

## 4.2 Equipo de producción submarino

### 4.2.1 Árbol submarino

El árbol submarino es uno de los principales dispositivos de producción que se encuentra instalado en el cabezal de un pozo petrolero en aguas profundas, con el cual se pueden controlar las presiones del yacimiento, permite cerrar y abrir el pozo, medir el flujo a través de equipo compatible, dar acceso a intervenciones, inyectar químicos y dar soporte a la columna de agua; además representa la conexión entre la tubería de producción del pozo y los jumpers submarinos o risers de producción según sea el caso.

El diseño de los árboles submarinos está en función de parámetros como:

- Características del yacimiento
- Características de los fluidos producidos
- Tirante de agua en el cual serán instalados
- Funciones de fondo de pozo que estarán en operación
- Tipo de químicos necesarios a ser inyectados
- Requerimientos de la arquitectura submarina en la que se instalará el árbol
- Características del pozo: diámetro de la tubería de producción, tipo de terminación
- Presión y temperatura máxima de los fluidos producidos
- Sistema de control
- Tipo de cabeza del pozo

Los parámetros anteriores definirán los arreglos a la geometría de las válvulas, del material y de toda la ingeniería de diseño del árbol, los cuales están basados en la norma API 6A o Especificación ISO 10423:2003, de nombre "Petroleum and Natural Gas Industries—Drilling and Production Equipment—Wellhead and Christmas Tree Equipment"

Las funciones de este dispositivo son las siguientes:

- Dirigir el flujo de fluidos del pozo a las conexiones de producción instaladas en el lecho marino a través de jumpers o al riser de producción.
- Regular el flujo de fluidos por medio del estrangulador.
- Monitorear los parámetros del pozo como son: la temperatura, la presión en el interior de la tubería de producción y el espacio anular, etc.
- Inyectar al pozo los químicos necesarios para el aseguramiento de flujo.
- Canalizar la inyección de agua o gas a la formación en pozos inyectores.

Existen dos tipos de árbol submarino:

❖ **Árbol submarino vertical**

Las válvulas maestras se encuentran arriba del colgador de la tubería, por lo que este tipo de árbol se instala después de haber terminado el pozo y en caso de reparación o recuperación tiene la flexibilidad de desinstalarse sin remover el aparejo de producción.

❖ **Árbol submarino horizontal**

En este tipo de sistema las válvulas se sitúan en los costados permitiendo la corrida de herramientas y tuberías a través del árbol, además de contar con un espacio para instalar el colgador de la tubería de producción en lugar de usar el cabezal del pozo, requiriendo así ser instalado antes de la terminación del pozo.

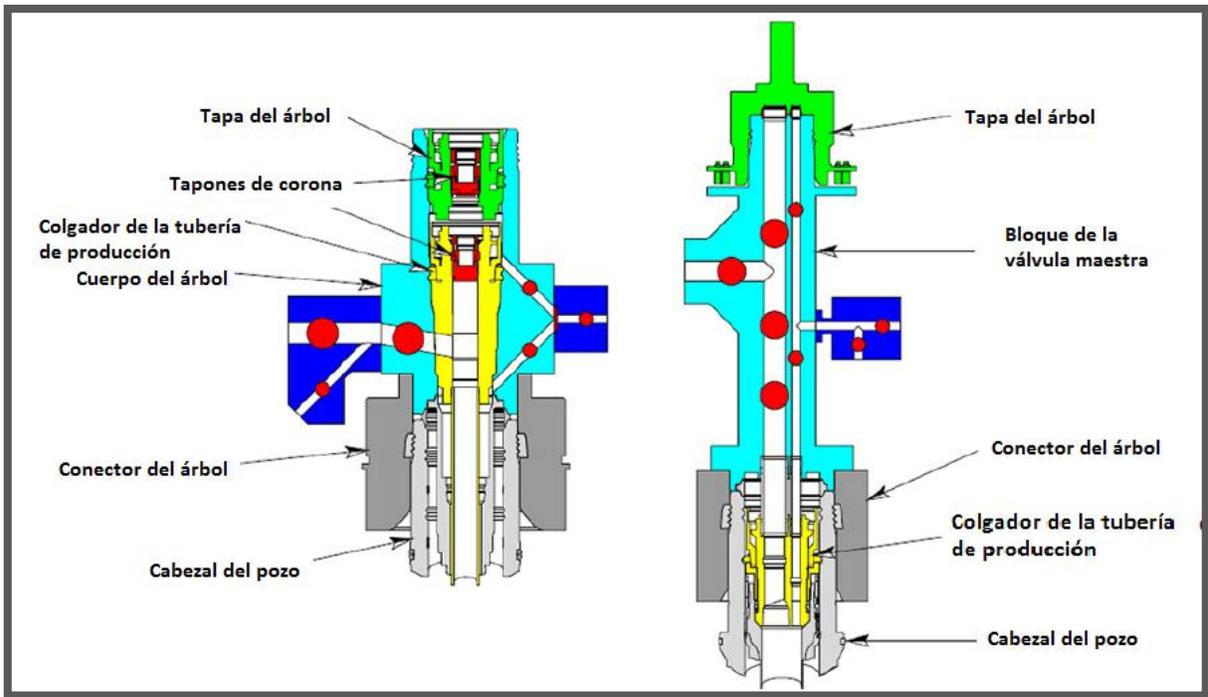


Figura 4.2 Diferencias entre árbol horizontal (izquierda) y vertical (derecha).

#### 4.2.1.1 Árbol seco para aguas profundas

En algunos proyectos de aguas profundas se tienen márgenes muy reducidos de ganancia debido al tipo de yacimiento y fluido, por lo que se pueden generar complicaciones para invertir en una infraestructura submarina, esta necesidad ha dado paso al desarrollo e implementación de árboles secos que son instalados en la unidad móvil flotante y se utilizan en el desarrollo del pozo con acceso directo, esto significa que el cabezal submarino está directamente conectado al riser de producción y en consiguiente al árbol superficial.

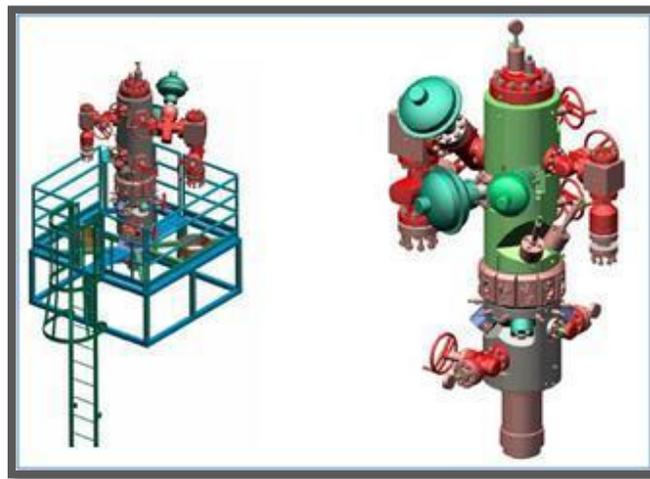


Figura 4.3 Árbol seco para aguas profundas.

#### 4.2.2 Manifold submarino

Un manifold es una estructura submarina, en la cual se alojan un conjunto de tuberías, válvulas, estranguladores y equipo de control. Ayuda a minimizar la cantidad de risers necesarios y optimizar el flujo de los fluidos del sistema.

Los manifolds se dividen en:

- **Manifold de producción:** encargado de recibir y redirigir los fluidos de producción (gas y/o aceite).
- **Manifold de inyección:** recibe y distribuye los fluidos de inyección (gas, agua, químicos).



Figura 4.4 Manifold (FMC Technologies).

Por lo general los componentes con los que cuenta un manifold de producción y el manifold de inyección son los mismos. Estos componentes son:

#### ❖ Base

Los manifolds requieren de un soporte, en el cual se asienten y nivelen el resto de sus componentes. Las bases pueden ser de tres tipos: "Mud mats", construcción sobre pilotes y estructuras intermedias. El tipo de base se elegirá de acuerdo a las consideraciones del diseño, localización, criterios meteorológicos, morfología del lecho marino, entre otros.



Figura 4.5 Del lado izquierdo base sobre pilotes, del lado derecho base mud mat.

### ❖ Estructura

Protege y brinda soporte al conjunto de tuberías y válvulas, transmite las cargas superiores a la base, en algunas ocasiones sirve como base para montar equipos de control.



Figura 4.6 Estructura del manifold.

### ❖ Hub

Los hubs son los puertos que sirven para conectar las líneas de flujo, se ubican en cada línea de entrada o salida del manifold, incluso el loop cuenta con un punto de conexión. Sus tamaños pueden variar entre 4'' a 12'' de diámetro.



Figura 4.7 Hubs del manifold.

### ❖ Pig loop

Este componente le proporciona al manifold la capacidad de realizar la operación de limpieza en diferentes ocasiones. Puede estar instalado al interior del manifold, o en el exterior donde puede ser fijo o recuperable. Así mismo puede ser instalado con o sin válvula, la cual desvía y controla los fluidos que pasan a través del loop.



Figura 4.8 Pig loop del manifold.

### ❖ Tuberías y cabezales

Las tuberías de un manifold tienen como función guiar a los fluidos de producción o inyección. Mientras que los cabezales del manifold son tuberías interconectadas que sirven para guiar a los fluidos. Existen tres tipos de cabezales los cuales se describirán a continuación:

- **Cabezal de producción:** tubería que se enlaza a otras tuberías con el fin de dirigir los fluidos. Puede ser doble o simple. Cada una de éstas se conecta a una línea de flujo individual.
- **Cabezal de prueba:** son incorporados para probar un pozo o varios pozos. Cada tubería principal de estos componentes está diseñada para realizar mediciones de producción. El tamaño de su diámetro depende de la producción de cada pozo, sin embargo es muy común que sean de menor diámetro que los cabezales de producción.
- **Cabezales ramificados:** se encargan de dirigir el flujo de los fluidos a cualquiera de las líneas de flujo o al cabezal de prueba.



Figura 4.9 Cabezales y tuberías de un manifold.

### ❖ Válvulas y actuadores

Las válvulas tienen como función controlar la dirección de los fluidos de producción o inyección. Cada una se instala junto con un actuador el cual provee la apertura y cierre a la válvula. La operación de las válvulas puede realizarse hidráulicamente o por medio de un ROV.

Las válvulas que componen un manifold son:

- **Válvulas de inyección:** Estas válvulas permiten la inyección de químicos con el fin de proteger al pozo o las instalaciones de formación de hidratos, asfaltenos, cera, corrosión, entre otros; la inyección puede realizarse dentro del cabezal del pozo. Estas válvulas son controladas por un sistema de control, y se operan hidráulicamente.

- **Válvulas de aislamiento:** sirven para separar el flujo de diferentes pozos que se encuentran conectados al manifold. La primera válvula de aislamiento que se encuentra en el manifold es la que va entre el pozo y el cabezal del pozo; la segunda se ubica entre el cabezal del pozo y la línea de flujo.
- **Válvulas de inyección de agua o gas:** ayudan en el control del fluido que se está inyectado. Cuando se inyecta gas, el manifold contiene válvulas dobles brindando doble aislamiento entre los hubs. Mientras que al inyectar agua la válvula que se utiliza es simple.

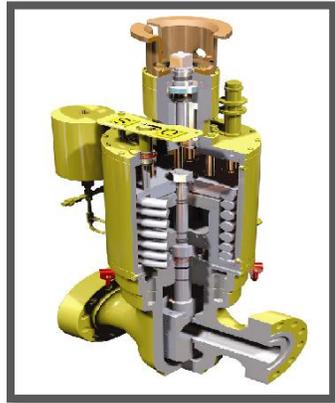


Figura 4.10 Válvula de manifold.

#### ❖ Estrangulador

Tienen como función regular el flujo, sin embargo no todos los manifolds cuentan con uno, ya que muchas veces se decide que el control de gasto de producción sea en el árbol submarino.

#### ❖ Instrumentación

En los equipos de producción es necesario que se cuente con un control de todos los datos que pueden ser útiles para conocer el estado de la producción, los manifolds al ser una estructura en la cual pueden fluir los hidrocarburos producidos de varios pozos, es necesario que contenga instrumentos como: transductores de presión, transductores de temperatura, detectores de arena, monitoreo de corrosión, medidores de flujo, entre otros; lo cual le permitirá al operador conocer si se tiene o no un problema y así llevar a cabo las medidas necesarias para remediarlo.

Los medidores de flujo que se instalan en el manifold pueden ser individuales (se colocan en un cabezal de prueba permitiendo la medición de varios pozos), o multifásicos que proveen la medición in situ.



Figura 4.11 Instrumentos adicionales de un manifold.

Para el diseño de un manifold se deben considerar los siguientes puntos:

- Dimensiones y peso máximo
- Presión y temperatura a las que se enfrentará
- Materiales de fabricación
- Datos geotécnicos y geofísicos
- Información oceanográfica y meteorológica
- Tirante de agua al que debe operar

Así mismo el diseño de un manifold debe cumplir con:

- a. Recopilación y distribución de la producción o distribución del gas o agua inyectados
- b. El flujo de los fluidos debe ser directo en sus cabezales
- c. Contar con más de un cabezal
- d. Incorporar conexiones de las líneas de flujo entre manifolds, líneas de flujo y/o líneas de prueba
- e. Permitir la limpieza de las líneas de flujo por medio de corridas de diablo

#### 4.2.2.1 Operación de instalación del manifold

La instalación del manifold, así como la de otras estructuras en aguas profundas es complicada debido a las corrientes y condiciones que existen en este ambiente, por lo que se requiere una planeación y tener mucha precaución cuando se realiza esta operación para no dañar el equipo. La operación de instalación del manifold puede realizarse de distintas maneras en aguas profundas, las cuales serán explicadas brevemente. Cabe mencionar que la mayoría de los

equipos submarinos instalados son anclados en el lecho marino por pilotes, los cuales pueden ser colocados con un AHV.

❖ **Instalación mediante grúa**

Por medio de una grúa que sostiene el manifold, éste desciende al lecho marino supervisado por un ROV, asegurando con ello que el manifold quede en el sitio correcto.

El uso de la grúa a profundidades mayores de los 1,000 m se ve limitado en cuanto a longitud y capacidad de carga, ya que el cable con el que cuenta no es muy largo y no soporta las cargas que en él se ejercen a partir de esta profundidad, sin embargo esto puede remediarse con el uso de un cable extra el cual se encarga de llevar el equipo hasta la profundidad deseada, siendo transferida la carga a éste.

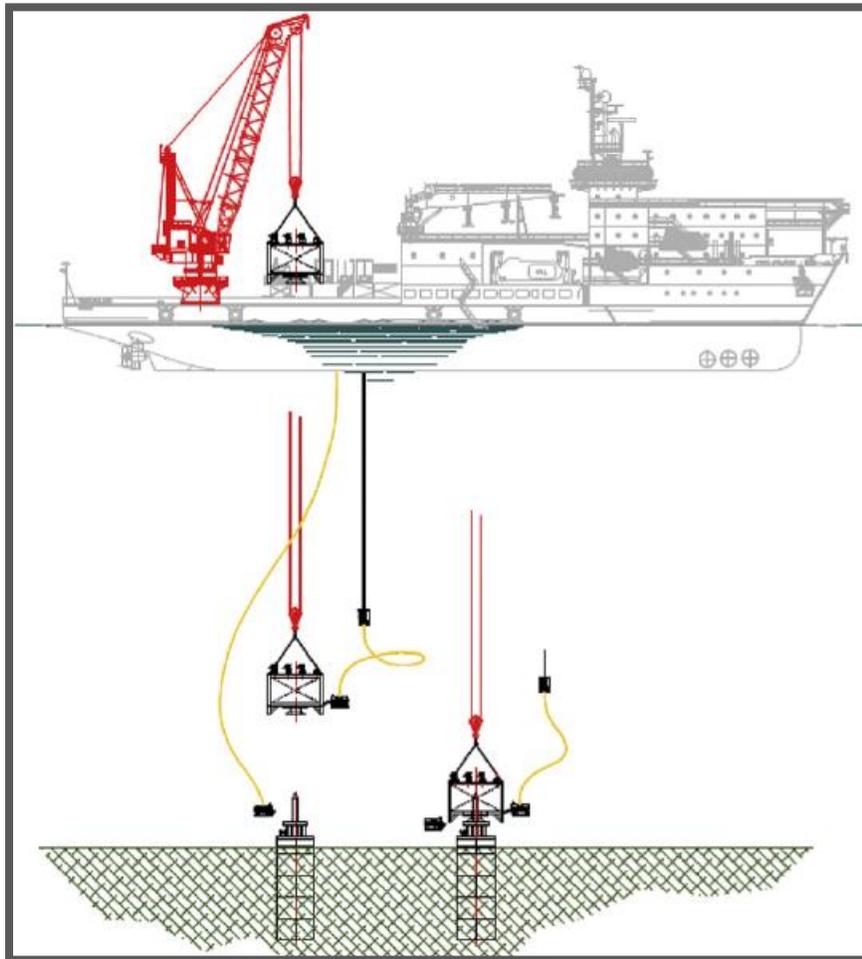


Figura 4.12 Instalación del manifold por medio de una grúa (Subsea Structural Engineering).

❖ **Instalación mediante el uso de riser de perforación**

Actualmente, debido a que existen manifolds de diversos tamaños, la instalación del manifold directamente desde la plataforma es posible haciéndolo a través del riser de perforación, por medio del cual se baja el manifold hasta llegar a su posición deseada.

❖ **Instalación por péndulo**

Este tipo de instalación generalmente se hace a través de dos barcos, en uno el manifold es transportado y sujetado mientras el otro barco se aleja conectado al manifold por medio de un cable, posteriormente el barco que transporta el manifold lo suelta provocando con ello la caída del manifold al lecho marino.

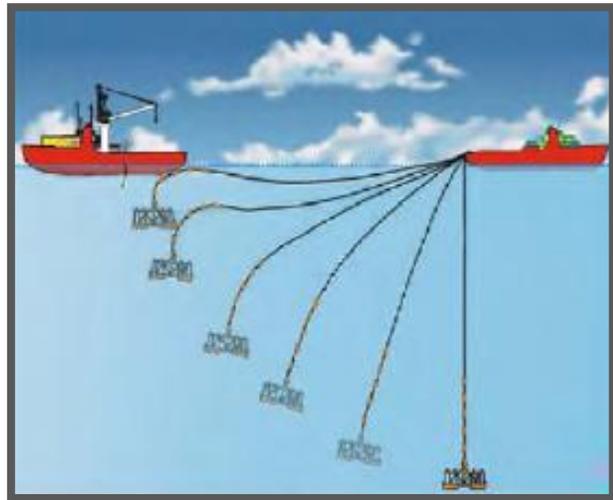
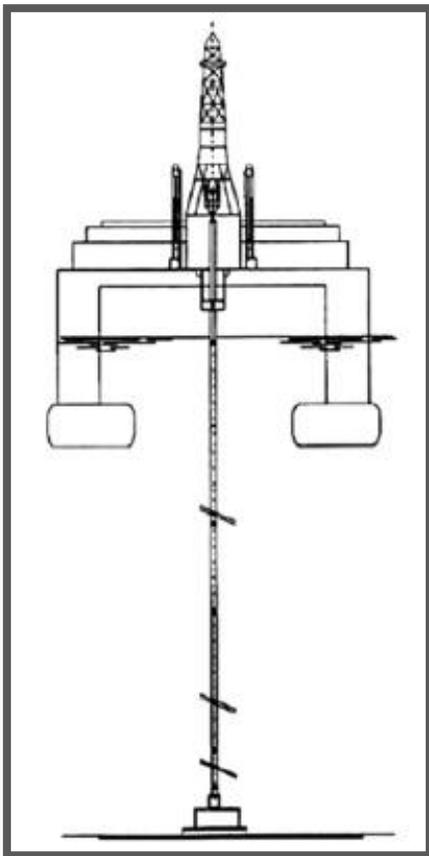


Figura 4.13 A la derecha, instalación de un manifold por medio de un riser de perforación a través de la "moon-pool".  
Del lado izquierdo, instalación por péndulo (Subsea Structural Engineering).

**4.2.2.2 Manifold de levantamiento artificial**

Al igual que los manifold de producción, los manifold de levantamiento artificial (ALM) son capaces de dirigir la producción de diferentes pozos a través de sus líneas hacia los sistemas de bombeo artificial que están ubicados en la plantilla del manifold.

El diseño de cada ALM dependerá de la configuración de la arquitectura submarina, así como del sistema de bombeo artificial que será instalado en el mismo.

En la siguiente figura se muestra un ALM con 4 bahías en las cuales se instalaron unidades de separación gas/líquido y bombeo electrocentrífugo.

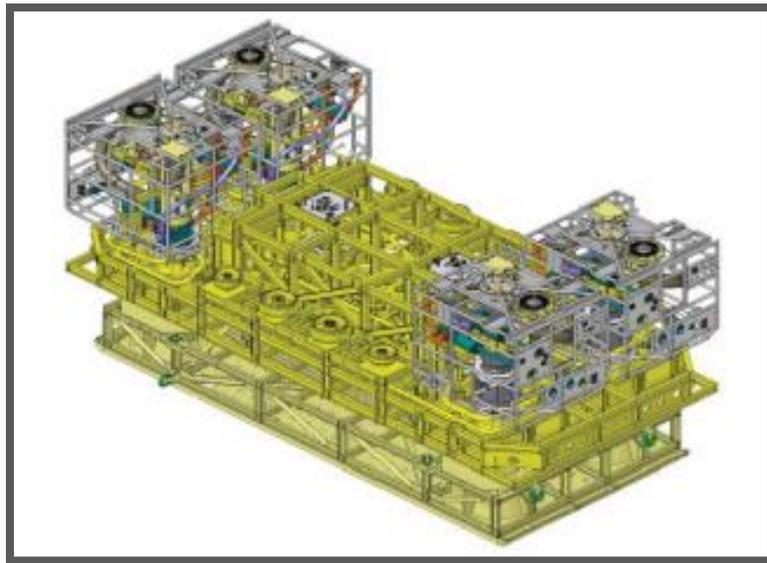


Figura 4.14 ALM con puertos para instalación de 4 Caisson-BEC.

#### 4.2.3 PLEM

El Pipeline End Manifold (PLEM) es una versión pequeña del manifold. Esta estructura submarina consta de válvulas, tuberías y puntos de conexión, teniendo como función principal coleccionar y distribuir fluidos.

Por lo general, al PLEM se une el flujo de uno o dos pozos, ya que consta de dos entradas y una salida. Su principal ventaja es que puede ser conectado directamente con la línea de producción sin la necesidad de un PLET.

Los PLEM evitan la necesidad del uso excesivo de risers. Este equipo también puede ser utilizado para conectar una tubería rígida con otra estructura submarina como manifolds o árboles submarinos a través de un jumper.

La instalación de este equipo es costosa, y se debe tener gran precisión para hacerlo ya que es muy sensible a las condiciones climáticas. Los PLEM's se instalan generalmente al final de la línea de flujo desde las instalaciones superficiales, bajándose a su posición final. Si en algún momento necesitarán ser reparados o que se les de mantenimiento, pueden ser recuperados a la superficie removiendo la conexión de la línea de flujo.

Su configuración proporciona soporte al sistema de tuberías. Además de sus funciones normales, los PLEM's están diseñados para soportar una razonable expansión térmica de la tubería de flujo durante sus operaciones.

Las válvulas que lo integran pueden ser activadas por medio de ROV's o por control remoto desde la superficie.



Figura 4.15 PLEM.

Para el diseño de un PLEM se requiere la siguiente información:

- Datos geotécnicos
- Especificaciones del equipo (peso, centro de gravedad, etc.)
- Cargas térmicas y excursión máxima prevista debido a la expansión
- Instalación del jumper y su carga de operación
- Velocidad de impacto del jumper
- Requerimientos de acceso del ROV
- Limitaciones del buque para su manejo
- Cómo será instalado
- Tensión máxima durante su instalación
- Condiciones del mar máximas de instalación
- Especificaciones de los conectores, herramientas y colectores
- Especificaciones de la activación de válvulas por medio de ROV's

#### 4.2.4 PLET/FLET

El Pipeline End Termination (PLET) y Flowline End Termination (FLET), son estructuras submarinas, que como su nombre lo indica se colocan al final del ducto submarino y de las líneas de flujo de la arquitectura submarina respectivamente, teniendo como función conectarlas a otro componente submarino (árbol submarino, manifold, PLEM, etc.). Por lo general, se cree que estas dos estructuras son lo mismo, puesto que tienen los mismos componentes y su función principal es similar.

Tanto el PLET como el FLET constan de una entrada, una salida, y una válvula. Así mismo, los PLET's pueden estar equipados con un cuello de cisne para tener la altura requerida por el sistema de producción o inclinación de los ejes; también puede tener un cabezal giratorio para hacer más fácil el movimiento a la hora de su conexión con la línea de flujo.

Por otro lado los FLET's tienen como finalidad proveer un punto de conexión entre la línea de descarga proveniente de un manifold y las líneas de flujo, y en ciertas ocasiones pueden utilizarse para unir la producción de dos campos.

La instalación del PLET en el lecho marino se realiza teniendo como referencia un cuadro en el fondo del mar, el cual es ligeramente más grande que el PLET, posteriormente el PLET se baja desde la instalación superficial de producción hasta quedar asentado dentro de la marca. Uno de los mayores riesgos durante su instalación, es la rotación que puede presentar a lo largo de su descenso.



Figura 4.16 PLET.

#### 4.2.5 In-line sled

Es un equipo para el soporte de ductos que permite incorporar el flujo de un equipo de producción submarino proveniente de un pozo (jumper, PLET, PLEM, entre otros) a una línea de producción.

Los componentes que integran un in-line sled son:

- Base mud-mat
- Tubería de flujo
- Uno o varios hubs
- Tuberías de transición
- Válvulas
- Soporte extremo en forma de cubo el cual está integrado a la tubería
- Bastidor al que se unen las tuberías

La válvula sirve para controlar el flujo del hidrocarburo. Las tuberías transitorias son instaladas en cada extremo del sistema para resistir la flexión.

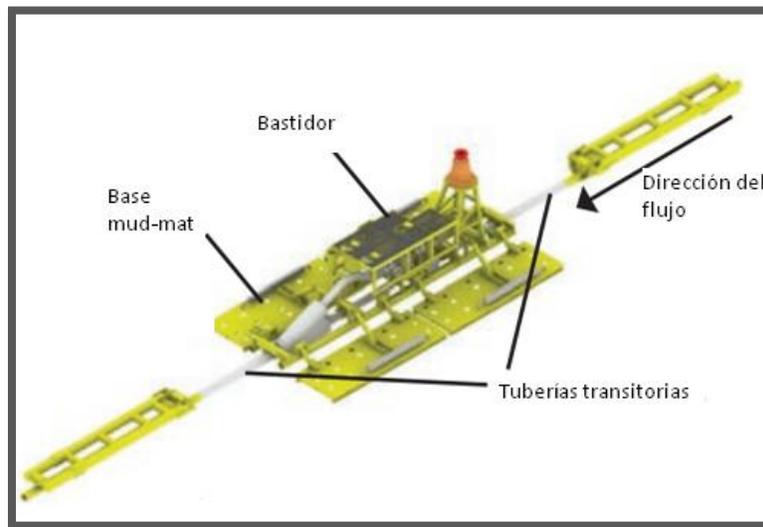


Figura 4.17 Estructura del In-line sled.

#### 4.2.6 Jumper

Los jumpers son tuberías pequeñas cuya función principal es unir o conectar dos componentes submarinos y así transportar los fluidos de producción entre ellos; otra función es trasladar de una estructura a otra los fluidos que se inyectan al pozo. Por lo general los jumpers se colocan para unir el árbol submarino con el manifold. Esta estructura puede alojar sensores y medidores con los que se pueden adquirir datos de la producción, y brindar aislamiento para prevenir la formación de hidratos.

Actualmente existen jumpers flexibles y rígidos. Los jumpers rígidos pueden ser horizontales o verticales. La principal diferencia que existe entre los jumpers horizontales sobre los verticales es que requieren mayores operaciones y más tiempo para llevar a cabo su instalación, lo cual podría presentarse como una desventaja.

Los jumpers, presentan formas de "Z", "M" o "U", con el fin de evitar una desconexión provocada por el encogimiento y expansión que genera el cambio de temperatura sobre los jumpers. El arreglo de los jumpers está conformado por una tubería ubicada en medio de dos conectores extremos.

La longitud del jumper depende de la distancia que existe entre los componentes submarinos que unirá, y las características del proyecto.



Figura 4.18 Jumper flexible.

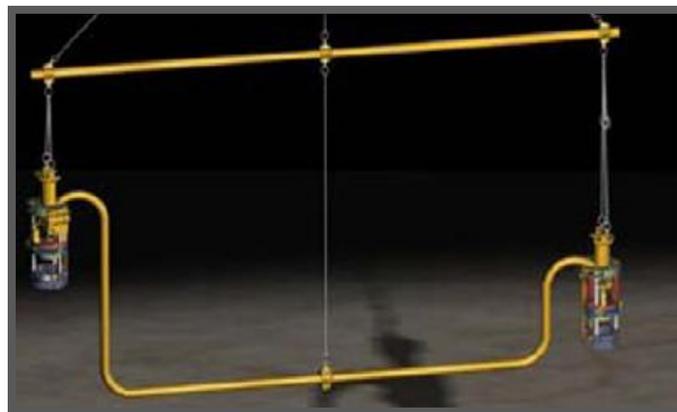


Figura 4.19 Jumper rígido.

Los jumpers generalmente están diseñados como estructuras estáticas, sin embargo estos son sometidos a vibraciones inducidas por vórtices. Así mismo los jumpers se ven afectados por las fuerzas internas que genera el fluido que los atraviesa, y por las fuerzas externas de las corrientes a las que se enfrentan. La consecuencia de estas fuerzas son daños en los jumpers, puesto que no son diseñados para soportar la fatiga que se les aplica, lo que hace necesario que los jumpers sean diseñados como estructuras dinámicas y no estáticas.

Generalmente las compañías que se encargan de la fabricación de los jumpers, pueden diseñarlos para que sean capaces de soportar expansión térmica, cumplir con requisitos de carga externa, que los materiales sean resistentes a la corrosión, y que tengan la capacidad de resistir las condiciones de temperatura y presión a la que serán expuestos.

#### **4.2.7 Cable umbilical**

El cable umbilical es de gran importancia para el control y transferencia de datos de los sistemas submarinos, ya que representan la conexión entre estos y la superficie. Consisten en un arreglo unido de conductores eléctricos, tubos y conductos protegidos por un armazón; el cable umbilical es instalado desde la plataforma de operaciones hasta las instalaciones submarinas.

Las dimensiones de los umbilicales son de alrededor de 26 cm de diámetro, variando en tamaño y capacidades de control dependiendo de cada desarrollo de campo.

En el pasado, los umbilicales se fabricaban con materiales termoplásticos, y eran utilizados únicamente para transportar fluidos hidráulicos para la apertura y cierre de válvulas. Sin embargo, surgieron preocupaciones de que los umbilicales de materiales termoplásticos fallaran al desarrollarse en campos de AP, por lo que se generó una nueva tecnología en la cual la superficie de los umbilicales es un tubo de acero.

Los umbilicales submarinos son capaces de transmitir señales eléctricas y de fibra óptica, energía eléctrica, fluidos hidráulicos, y la inyección de fluidos químicos desde la superficie al lecho marino.

Muchos de los equipos submarinos necesarios para la producción requieren el uso de umbilicales, entre ellos se pueden mencionar los BOP's, árboles submarinos, manifolds, unidades de separación y procesamiento, ROV's, entre otros.

En sí, los umbilicales son el enlace a través de los cuales se operan y dan señales de control desde la superficie a los sistemas submarinos.

Los umbilicales en aguas profundas están expuestos a mayores presiones y estrés estructural ocasionadas por las mayores longitudes que deben tener y las fuerzas de las corrientes a las que deben enfrentarse. Sin embargo, en la última década los umbilicales tanto termoplásticos como de acero han evolucionado, aumentando en fuerza, tamaño, capacidad y durabilidad, con lo que proporcionan confiabilidad para su uso en AP.

❖ **Umbilicales de acero**

Los principales criterios para el uso de umbilicales de acero son su resistencia a la tracción, corrosión y temperatura. Por lo que el acero se combina con fibra de carbono. Así mismo su protección externa se asegura con polímeros.

❖ **Umbilicales termoplásticos**

Estos umbilicales son flexibles, y pueden llegar a medir aproximadamente 20,000 m, y operar a presiones de 12,500 psi.

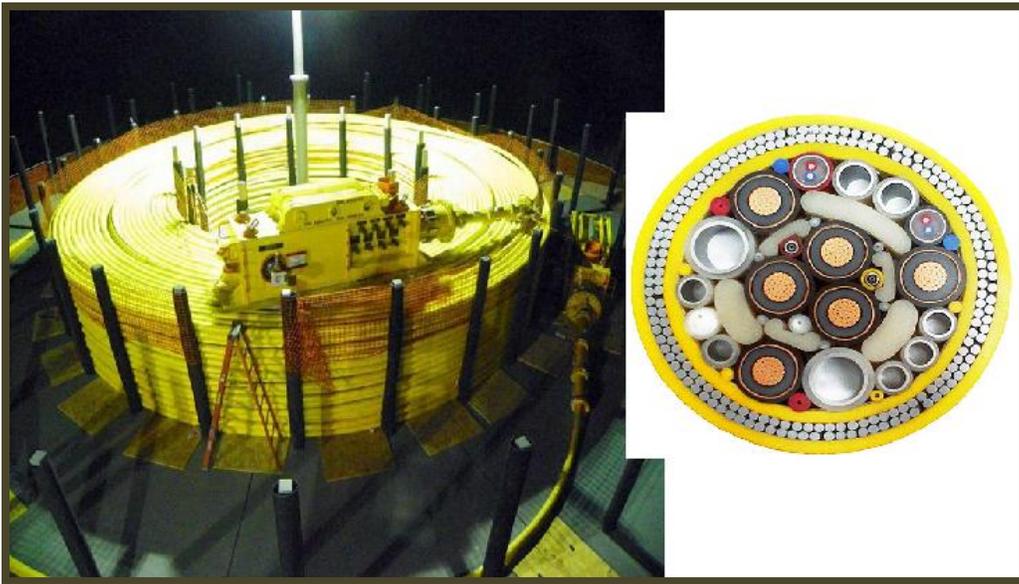


Figura 4.20 Sistemas umbilicales.

#### 4.2.8 Sistema de control

El sistema de control submarino está diseñado para operar las válvulas y estranguladores en los árboles de producción, manifolds y ductos; así como para recibir la información proveniente de los sistemas de medición con los cuales se puede monitorear el funcionamiento y comportamiento de los sistemas de producción así como del flujo de hidrocarburos, gas o agua de inyección.

El sistema de control está dividido en dos localizaciones:

- **Superficial**, el cual contempla la unidad de energía eléctrica, hidráulica, la estación de control y el ensamble de terminación superior del cable umbilical.
- **Submarino**, contempla el cable umbilical, el ensamble de terminación inferior del umbilical, conductores hidráulicos y eléctricos, así como el módulo de control y demás accesorios de conexión.

Cabe señalar que el módulo de control submarino es el encargado de controlar:

- Válvulas de inyección de químicos
- Válvulas de desviación y cierre del manifold
- Válvulas de control y cierre del estrangulador
- Válvulas de seguridad en el pozo
- Monitoreo de medidores
- Posición de estranguladores
- Información de los equipos

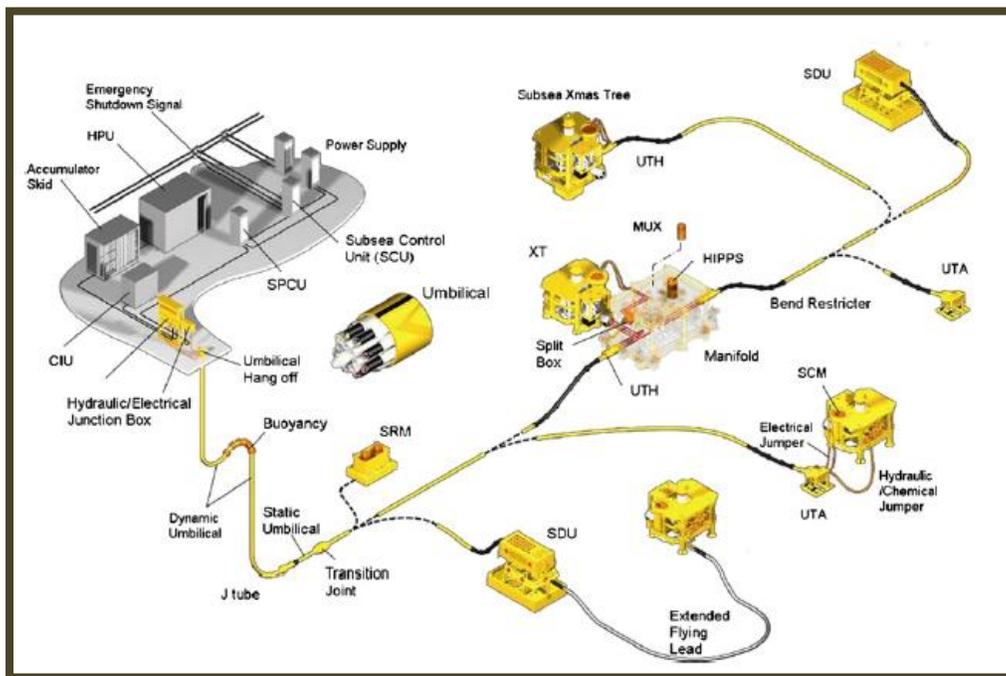


Figura 4.21 Configuración de un sistema de control en aguas profundas.

El sistema de medición está compuesto por diversos medidores que proporcionan información como:

- Presión
- Temperatura
- Posición del estrangulador
- Presión de fondo del pozo
- Detección de arena
- Medición de flujo
- Medición de gas húmedo
- Medición de corrosión

### 4.3 Líneas de flujo

Las líneas de flujo son una parte importante de las arquitecturas submarinas ya que proporcionan la conexión entre los elementos submarinos que se encuentran a gran distancia. Son necesarias para transportar los fluidos del yacimiento a las instalaciones de procesamiento y son el punto de enlace entre los pozos y los risers en instalaciones con unidades de producción flotante.

#### 4.3.1 Tendido de tuberías

Para la instalación de tuberías submarinas generalmente se recurre a diversos métodos dependiendo de la profundidad del tirante de agua, longitud del ducto, peso, diámetro, tipo de embarcación y la topografía.

Los métodos de tendido son:

- Tendido S
- Tendido J

##### 4.3.1.1 Tendido S

Este método de tendido toma su nombre debido a la forma en S en que se posiciona a la línea de flujo que es suspendida desde el agujón del barco al fondo marino, deformándose por las tensiones a las que se encuentra sometido durante la operación en el mar, el método original está diseñado para transportar tramos de tubería en el barco y ser soldadas previo a la instalación

El tendido S es aplicado en la instalación de ductos en aguas someras y profundas ya que tiene la ventaja de poder manejar ductos mayores a 16 pulgadas de diámetro. Dependiendo de las características de la embarcación, podrá realizar operaciones en diferentes rangos de profundidad.

Para las operaciones en aguas profundas pueden generarse algunas variantes en la forma del agujón, pues, al tener mayores profundidades se hace necesario reducir la tensión en el ducto para evitar rupturas, estos métodos se logran utilizando las características del barco a su máxima capacidad, para tratar de bajar el ducto de una manera vertical tanto como sea posible, dicha variante es conocida como Tendido S Empinado. Cabe mencionar que para el tendido en aguas profundas la principal limitante es la tensión que debe soportar el ducto y la embarcación.

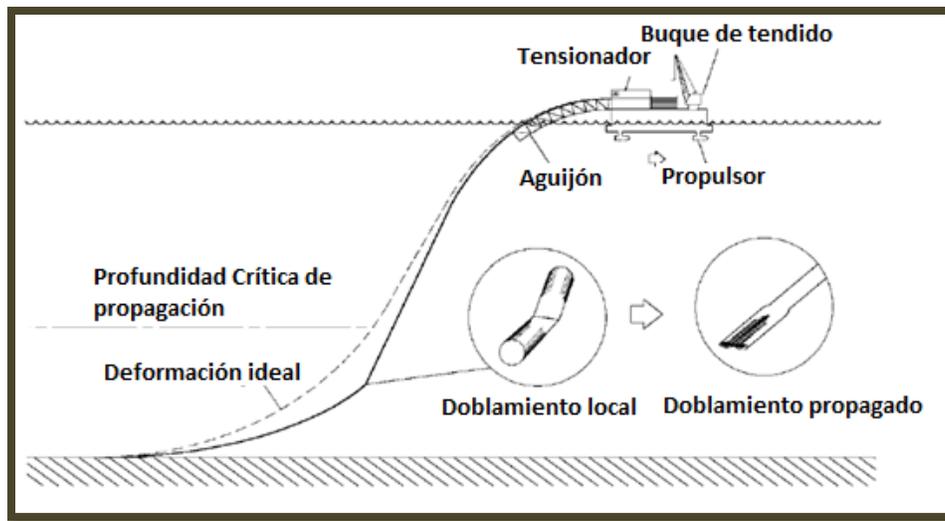


Figura 4.22 Doblamiento en la operación de tendido S (Kyriakides y Corona, 2007).

#### 4.3.1.2 Tendido J

Es el más utilizado para tendido de líneas de flujo en aguas profundas ya que a diferencia del tendido en S genera menos tensión en la forma de bajar la línea. La ventaja de este método radica en que la embarcación cuenta con una torre en la cual la tubería es soportada, así como su tensionador, lo que ocasiona la reducción de estrés impuesto en la tubería por efecto de la deformación.

Algunas desventajas de este método son: su baja velocidad de tendido y su compatibilidad con ductos menores a 32 pulgadas de diámetro.

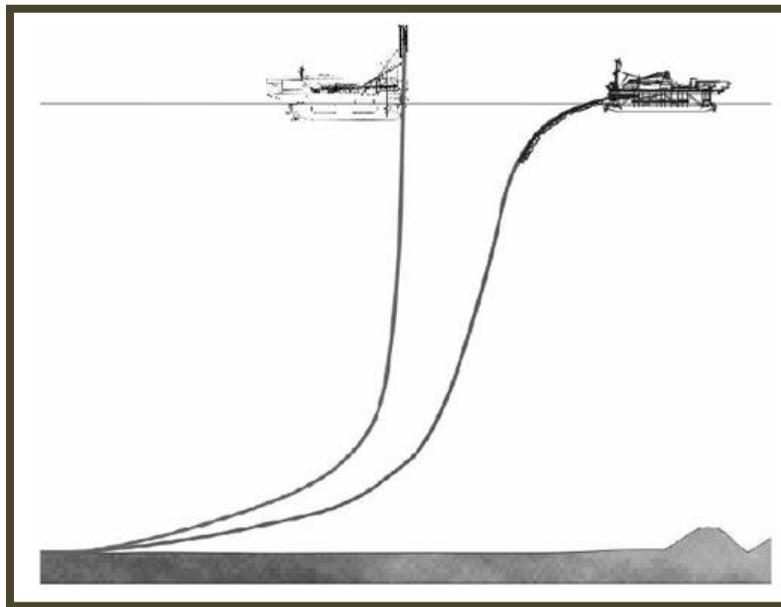


Figura 4.23 Tendido J y S en aguas profundas (Iorio, Bruschi and Donati, 2000).

Una combinación de los métodos de tendido J y S puede generar ventajas sustanciales, pues al variar sus ángulos en la parte superficial pueden controlar velocidad y tensión.

#### 4.3.1.3 Transportación especial de las tuberías

##### ❖ Transportación en Carrete

La cualidad de este método es la utilización de tuberías previamente enrolladas en carretes, los cuales son instalados en las embarcaciones y tendidos con los métodos J y S. Para aguas profundas se utiliza el método J pues se requiere minimizar la tensión en las tuberías que generalmente son de diámetros pequeños. Las ventajas de este método es la rapidez con la que se pueden realizar las operaciones, su costo reducido a comparación de los otros métodos y la independencia de los factores meteorológicos.

##### ❖ Transportación O

La peculiaridad de este método de transportación es que la tubería se enrolla en forma de espiral formando una O de gran diámetro y se hace flotar en la superficie del mar para poder ser remolcado de la costa a la zona de interés; posteriormente al traslado, se puede utilizar el método S para colocarla en el fondo marino. Una ventaja considerable del método radica en la posibilidad de llevar grandes longitudes de tubería sin la necesidad de grandes barcos con capacidades de cargas mayores, generando bajos costos y rapidez de instalación del ducto.

#### 4.3.1.4 Instalación de tuberías por técnicas de remolque

Las tuberías también pueden ser instaladas por técnicas de remolque, llevando grandes secciones que han sido soldadas en tierra a las localizaciones deseadas por barcos remolcadores para su posterior instalación.

Los procedimientos de diseño para las líneas que son remolcadas dependen del tipo de método de remolque elegido. También es importante controlar el peso sumergido de las tuberías con el fin de minimizar las fuerzas necesarias de remolque y al mismo tiempo tener un peso suficiente para la estabilidad en el fondo marino en las corrientes cruzadas.

Las líneas de flujo que serán instaladas en aguas profundas requieren de nitrógeno a presión para los tanques flotadores con el fin de prevenir el colapso o aplastamiento debido a las grandes presiones hidrostáticas.

Los tres métodos presentados a continuación son los más comunes:

- Remolque de catenaria
- Remolque de profundidad controlada (CDT)
- Remolque de fondo (off- bottom)

La elección de cada uno dependerá de factores como el peso de la tubería sumergida, longitud de la línea de flujo, el ambiente del lecho marino y la presencia de tuberías antes instaladas en la zona. Adicionalmente se puede tener una combinación o ajuste de los métodos dependiendo de la necesidad de instalación en cada campo.

❖ **Remolque de fondo (off- bottom)**

Este método consiste en remolcar la línea a una profundidad cercana al lecho marino, con lo que se requiere de utilizar flotadores a lo largo de la tubería para mantener una horizontalidad constante, el peso generalmente es obtenido de cadenas de arrastre sobre el lecho marino las cuales son amarradas a las tuberías.

Para realizar este método se requiere de condiciones oceánicas y ambientales estables, así como del conocimiento exacto de la superficie del lecho marino, pues la forma de instalación es muy inestable a la variación de estas condiciones.

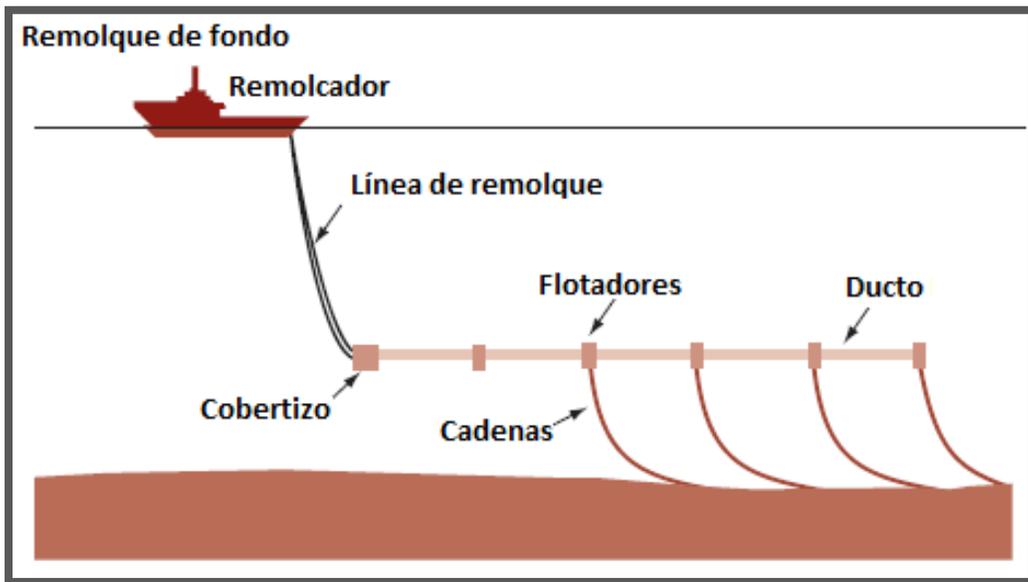


Figura 4.24 Método de remolque de fondo.

❖ **Remolque de profundidad controlada (CDT)**

Es la evolución del remolque de fondo ya que a velocidades muy bajas la configuración del método será la misma entre el remolque de fondo y el CDT, la tubería es sostenida entre dos remolcadores los cuales al momento de la instalación debido a la velocidad crean un efecto de levantamiento en la tubería por lo que el peso total sumergido es reducido.

El levantamiento con el cual la tubería reduce su peso sumergido dependerá de la velocidad, el tipo de cadenas y el número de conexiones.

La velocidad máxima de tendido que se ha registrado actualmente en diferentes proyectos es cerca de 3.5 m/s, mientras que la velocidad promedio es de 2 a 2.5 m/s.

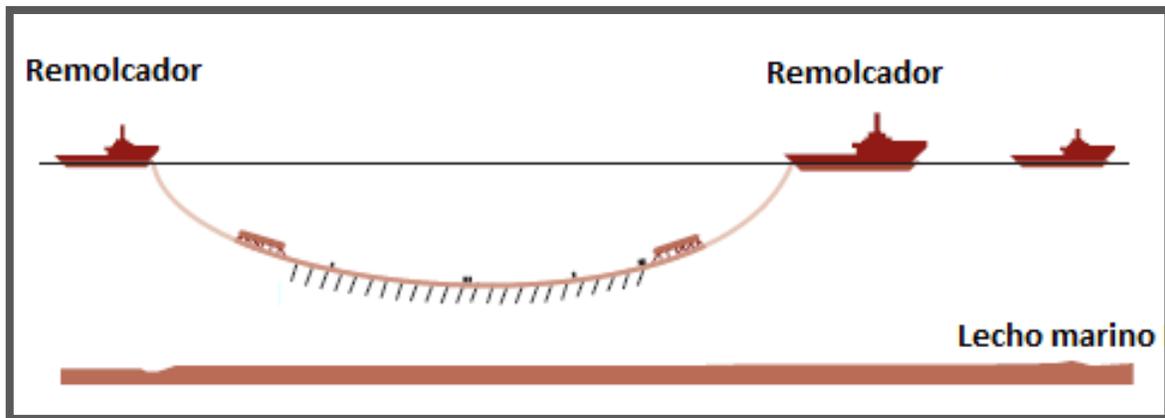


Figura 4.25 Remolque CDT.

#### ❖ Remolque de catenaria

El método de remolque de catenaria se caracteriza por utilizar dos remolques que tienen sujetos a la tubería, los cuales son orientados en dirección opuesta, la tracción requerida de los dos remolcadores incrementan a medida que la profundidad de instalación es menor, dejando imposibilitado su uso en aguas someras con remolcadores de baja capacidad.

La instalación en el sitio se realiza mediante la colocación de los cables del cabrestante del remolque mientras se controla el movimiento rotatorio del aterrizaje con la posición del barco.

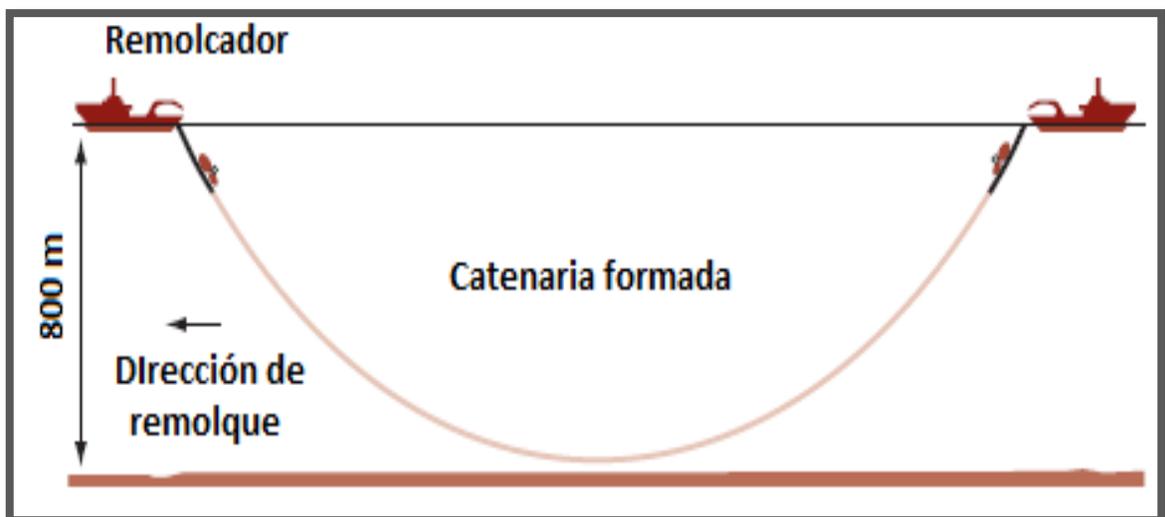


Figura 4.26 Remolque de catenaria.

#### 4.4 Risers de Producción

Los riser de producción son tuberías conductoras que funcionan como conexión entre los sistemas de producción submarinos y las instalaciones superficiales de producción, su función es transportar los fluidos del yacimiento a la superficie o fluidos de inyección al fondo marino; existen dos tipos de riser de producción, rígidos y flexibles los cuales a su vez pueden combinarse. Los elementos de un riser son:

- Interfaz del sistema superior e inferior
- Cuerpo del riser

Las ventajas de los riser flexibles es su mayor facilidad y menor costo de instalación a comparación de los riser rígidos de acero, los riser flexibles están ligados generalmente a los árboles submarinos ya que son capaces de acoplarse a diversas configuraciones submarinas. En comparación con los riser rígidos, la capacidad de instalación de un riser flexible en aguas ultraprofundas es limitada.

A continuación se explican los diferentes risers existentes

##### 4.4.1 Riser de acero en catenaria (SCR)

El SCR consiste en un ducto de acero que cuelga libremente de la unidad de producción flotante dando una forma simple de catenaria y está hecho por una serie conexiones de tamaño estándar soldadas; la terminación inferior del riser descansa sobre el lecho marino y la parte superior es conectada a la unidad flotante por una conexión flexible o una conexión tensionada de titanio o acero con el fin de absorber los movimientos angulares de la plataforma.

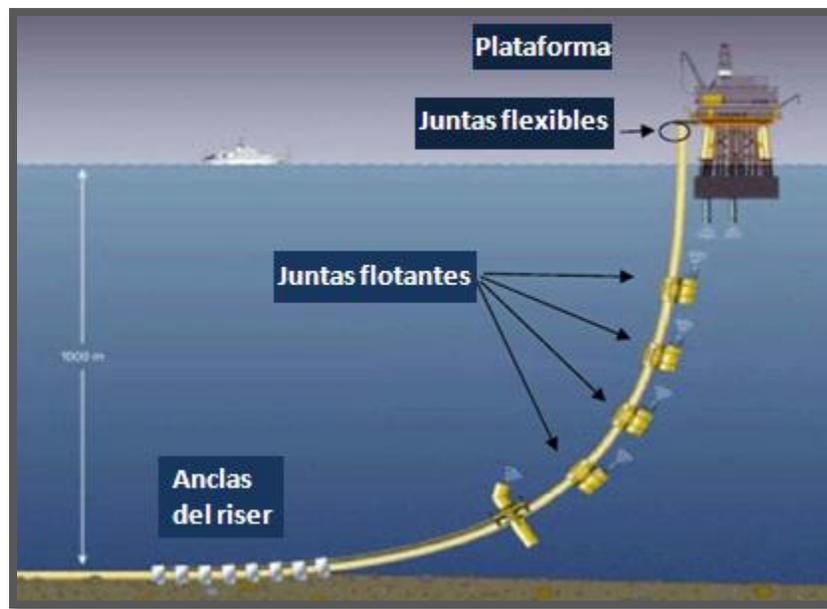


Figura 4.27 Riser de catenaria.

Una ventaja de los riser de acero en catenaria es el menor costo que tiene sobre otros riser, así como su capacidad de ser “flexible” en distancias grandes.

El riser de catenaria es sensible a las corrientes y olas debido a la falta de tensión que presenta su configuración, lo que puede generar fatiga por las vibraciones inducidas por vórtices, por lo que generalmente se utiliza con SPARS o TLP que por lo regular son más estables, aunque también se utilizan con FPSO y semisumergibles que se encuentren en zonas con ambientes favorables. Una medida para mitigar las vibraciones es el uso de aspas helicoidales y cuchillas en su superficie como se muestra la siguiente figura.



Figura 4.28 Aspas helicoidales.



Figura 4.29 Cuchillas.

#### 4.4.1.1 Lazy wave

La respuesta de la confiabilidad y buen funcionamiento de un riser en catenaria depende en gran medida de las condiciones de movimiento de la unidad flotante de producción, la reacción a este movimiento se ve reflejada en la parte superior del riser que va colgada en la plataforma y en el punto de contacto sobre el lecho marino en el que descansa. A mayor movimiento, el riser comenzará a ejercer fricción sobre punto de contacto, pudiendo desgastar el riser o el suelo dependiendo del tipo de lecho marino.

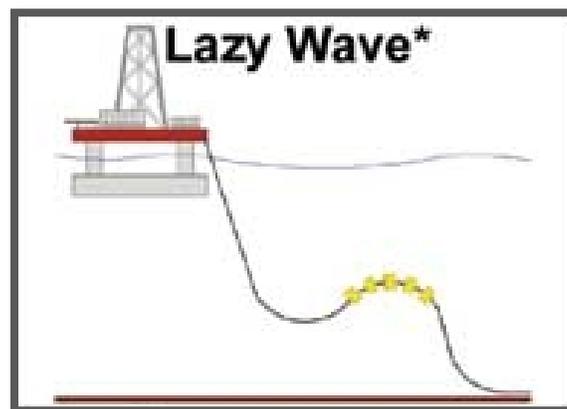


Figura 4.30 Lazy wave.

La solución al problema sobre el punto de contacto ha sido la colocación de sistemas flotantes sobre el riser a una distancia necesaria para crear una curva que evite el contacto entre el riser y el

lecho marino. En la siguiente figura se observa el efecto sobre el lecho marino que es ocasionado por la fricción del riser, producto de los movimientos a los que fue sometido.



Figura 4.31 Efecto en el punto de contacto del SCR.

La instalación del SCR se puede realizar por los métodos de instalación de ductos como lo son, remolque, tendido "J" y "S" los cuales son revisados en este mismo capítulo.

#### 4.4.2 Riser tensionado

Este tipo de riser es sostenido de la parte superior por tensionadores como se vio en el capítulo 2, la configuración interna con respecto del riser tensionado de perforación varía como se muestra en la siguiente figura.

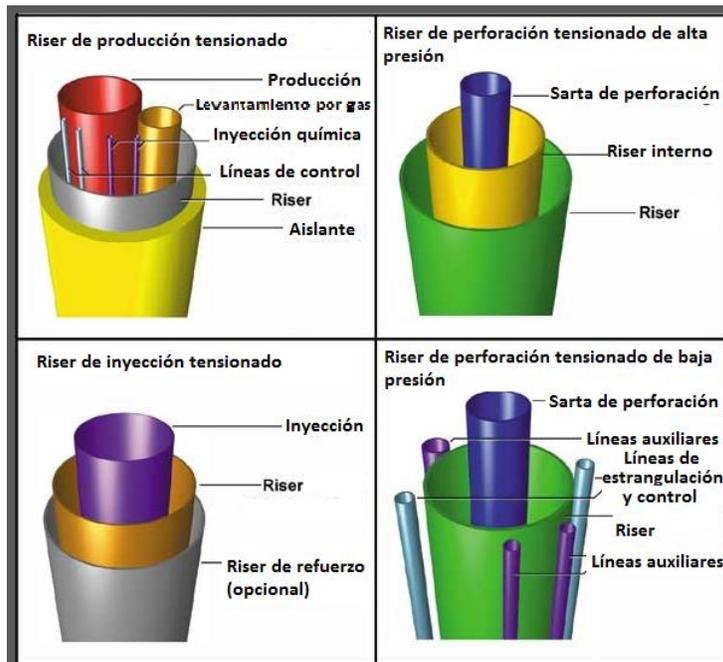


Figura 4.32 Diferencias entre Riser de producción y de perforación (Offshore Magazine).

Otra diferencia radica en que los riser de producción requieren menor tensión a diferencia de los riser de perforación. Generalmente se utiliza este tipo de riser en ambientes poco hostiles o con unidades flotantes de gran estabilidad como los son las SPAR y TLP.

Este tipo de riser se conecta al cabezal del pozo, permitiendo tener un acceso directo a través del árbol superficial o árbol seco, la ventaja de este sistema radica en la facilidad con la que se pueden realizar intervenciones, reduciendo costos y problemas operativos en el fondo del mar.



Figura 4.33 Tensionadores y risers en instalación flotante.

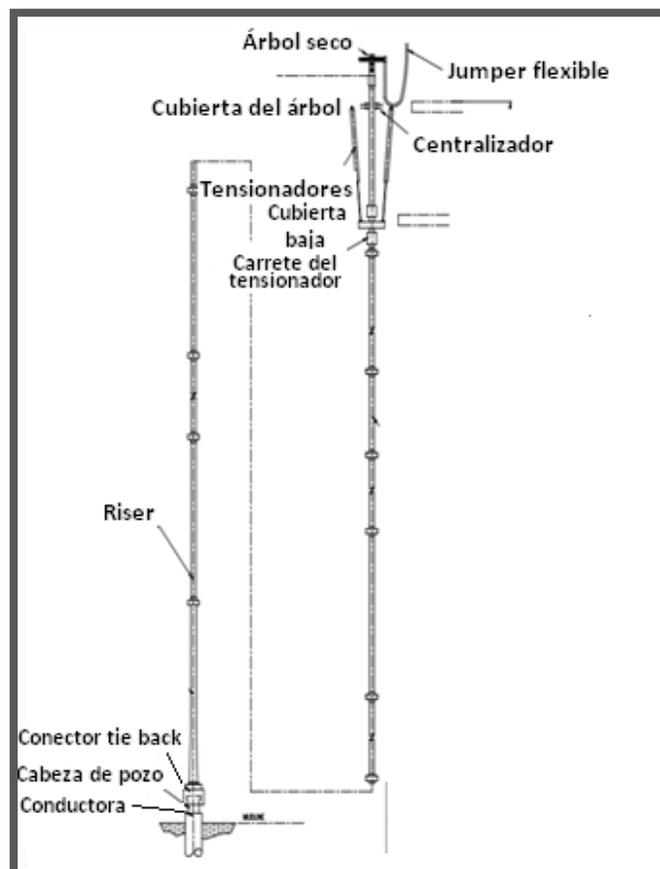


Figura 4.34 Configuración del riser tensionado de producción.

#### 4.4.3 Riser flexible

La característica principal de los risers flexibles es su capacidad de deformarse fácilmente cuando se le aplica una fuerza axial, generando ventajas de instalación y de configuración.

Esta capacidad está dada por el modo de fabricación de esta tubería ya que emplea un gran número de capas de diferentes materiales, las cuales son capaces de deslizarse unas sobre otras dadas las cargas internas y externas a las que son sometidas. Esta tecnología combina capas de armaduras de acero con alta rigidez para proporcionar la resistencia al estrés, la tensión y la presión hidrostática, y capas de polímero con baja rigidez para sellar y conservar las propiedades del fluido. Para aplicaciones de alta presión se agrega una capa helicoidal sobre la armadura de acero para reforzarla.

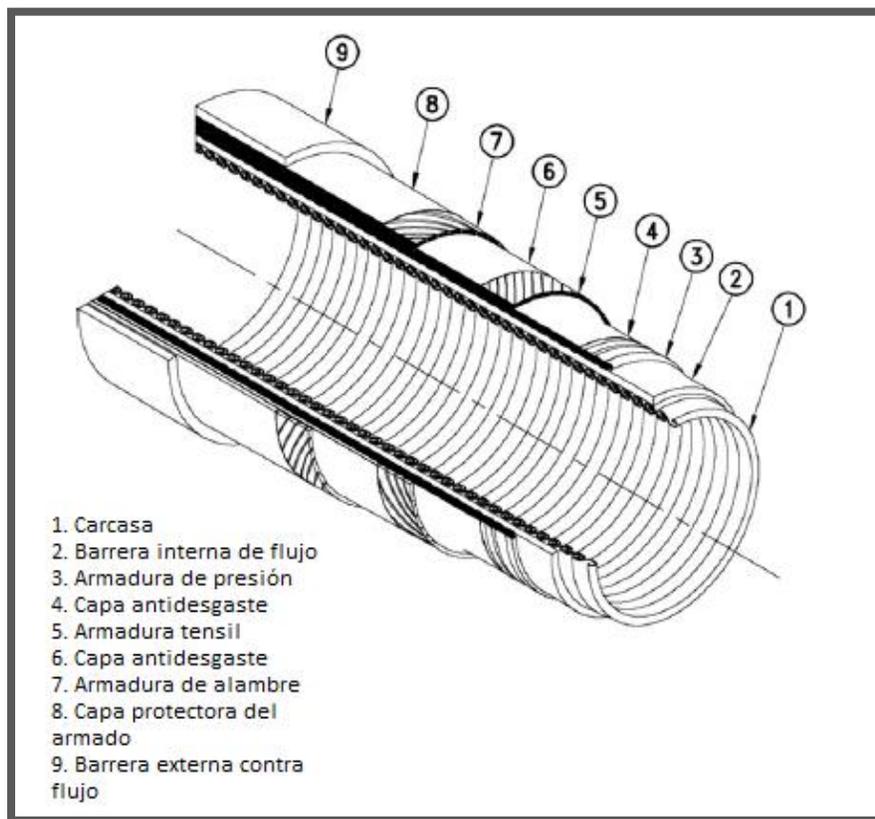


Figura 4.35 Capas de un riser flexible.

Su instalación, transportación, almacenamiento y prefabricación proporcionan grandes ventajas tanto económicas como de facilidad operativa y tiempo a la hora de su instalación.

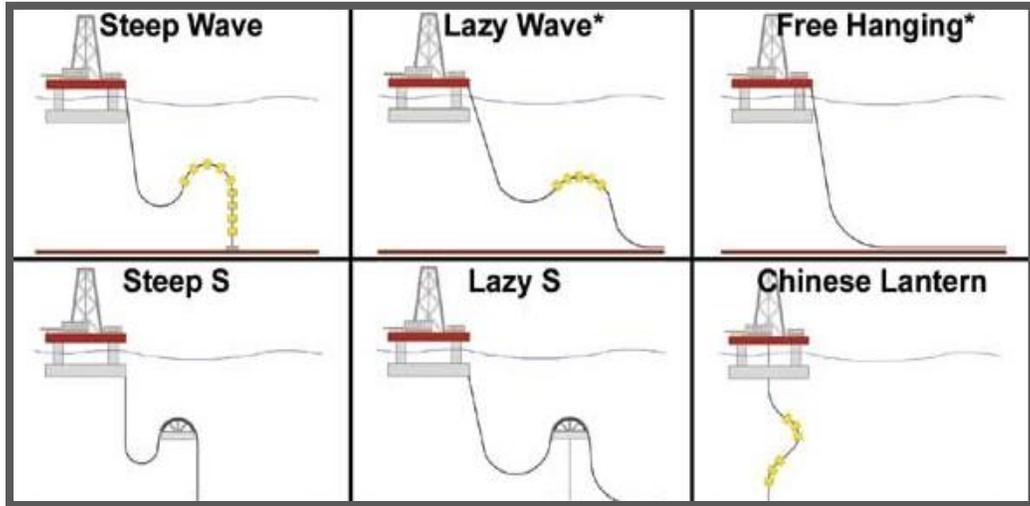


Figura 4.36 Diversas configuraciones de riser flexible.

#### 4.4.4 Risers híbridos

Los risers híbridos representan una excelente solución para minimizar los movimientos causados por las unidades flotantes de producción, disminuyendo la fatiga causada a la estructura del riser. Esta tecnología consiste en hacer soportar el peso del riser por un sistema de flotación que es situado a la profundidad necesaria en la cual las corrientes superficiales no puedan afectarlo, logrando una gran estabilidad al no estar conectados directamente desde su superficie con la unidad flotante de producción, la conexión a la unidad de producción flotante se realiza mediante jumpers flexibles o con jumpers de acero en catenaria.

El tipo de riser utilizado puede variar dependiendo de las condiciones a las cuales se adaptará mejor con el proyecto, así como también las conexiones y la forma de unirse al sistema de flotación (tanque de nitrógeno), en las siguientes figuras se muestran ejemplos.

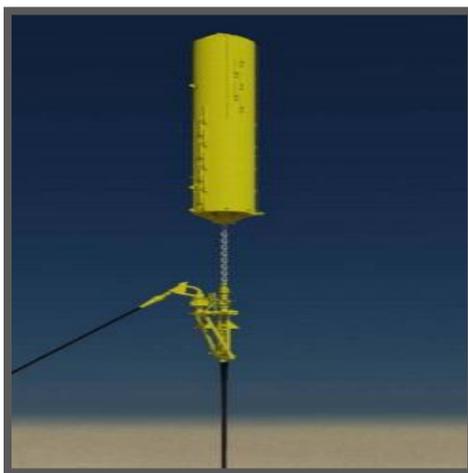


Figura 4.37 Riser híbrido tensionado con atadura de cadena al sistema de flotación.

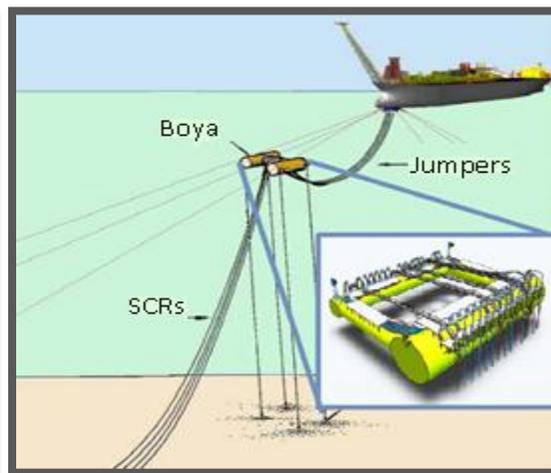


Figura 4.38 Riser híbrido con sistema de catenaria y sistema de flotación anclado.

En los sistemas de riser híbridos tensionados se requiere de un sistema de anclaje al suelo marino, el cual consiste en una tubería piloteada que estará acoplada a una unidad de lastre que proporciona la conexión flexible con el sistema de montaje inferior del riser. La parte inferior del riser cuenta con las válvulas necesarias para inyectar gas (riser gas lift) y con el cuello de ganso que conecta al PLET.

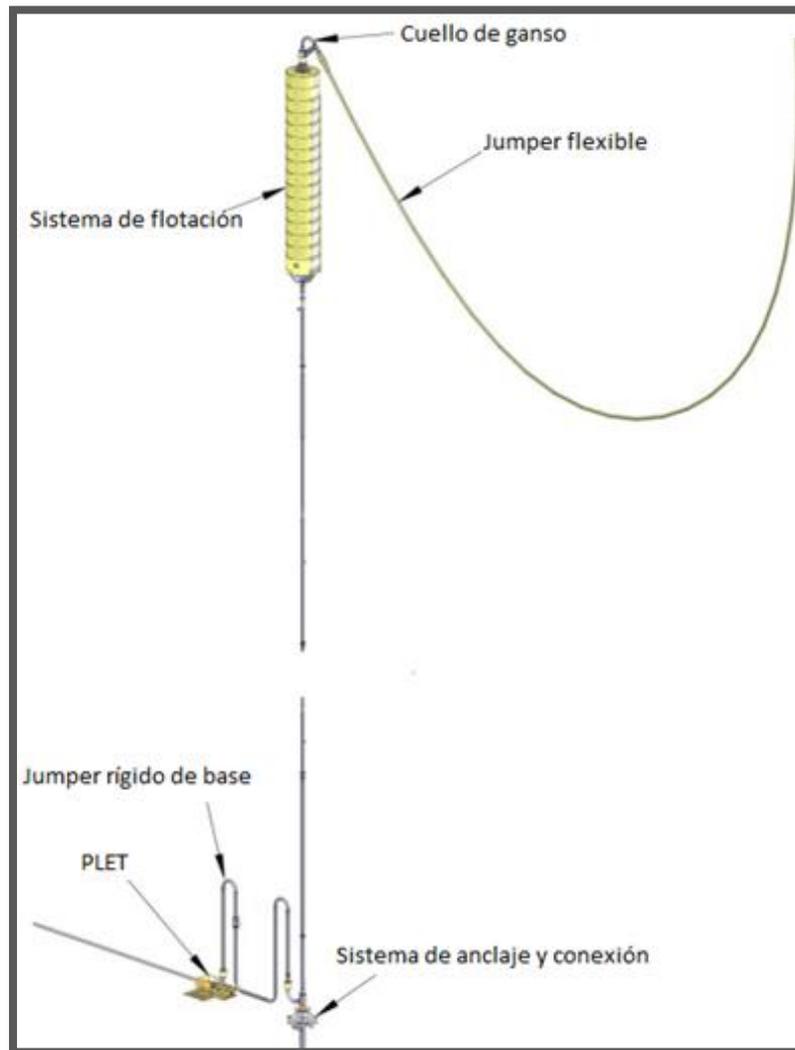


Figura 4.39 Configuración de un riser híbrido.

#### 4.5 Procesamiento submarino

El procesamiento submarino se refiere a la acción de bombeo y separación que se llevan en los equipos instalados ya sea dentro del pozo o sobre el lecho marino. Este concepto se ha incrementado en los últimos años para el desarrollo de campos en aguas profundas, debido a los grandes beneficios que ofrece, los cuales son:

- ✓ Reducción de costos por desarrollo del campo
- ✓ Incremento de la vida del campo
- ✓ Incremento en la recuperación de hidrocarburos
- ✓ Incremento en el gasto de flujo
- ✓ Reducción de la necesidad de inyectar químicos
- ✓ Reducción de derrames provocados por el daño de instalaciones por un huracán
- ✓ Minimización de riesgo para el personal
- ✓ Menor impacto ambiental

Clasificación	Equipo	Características	Disposición del agua	Disposición de las arenas
<b>Tipo 1</b>	Bomba multifásica.	La mezcla se envía directamente (puede ser bombeada). No hay separación.	Ninguna; se bombea con el resto de los fluidos producidos.	Ninguna; se bombea con el resto de los fluidos producidos.
<b>Tipo 2</b>	Separador y bomba multifásica; uso posible de compresor de gas húmedo.	Separación parcial de la producción.	Posible reinyección del agua.	Ninguna, se bombea con los líquidos.
<b>Tipo 3</b>	Separador y bomba multifásica o Scruber de etapa simple; posible uso de compresor de gas.	Separación completa de la producción.	Reinyección/ disposición de la mayor cantidad de agua.	Debe ser dirigido.
<b>Tipo 4</b>	Separador multi-etapas y tratador de fluidos; bombas de fase simple y compresores.	Exportación de gas y aceite de calidad en la tubería de producción.	Reinyección/ disposición completa del agua.	Debe ser dirigido.

Tabla 4.1 Clasificación del procesamiento submarino (Scott et al. 2004).

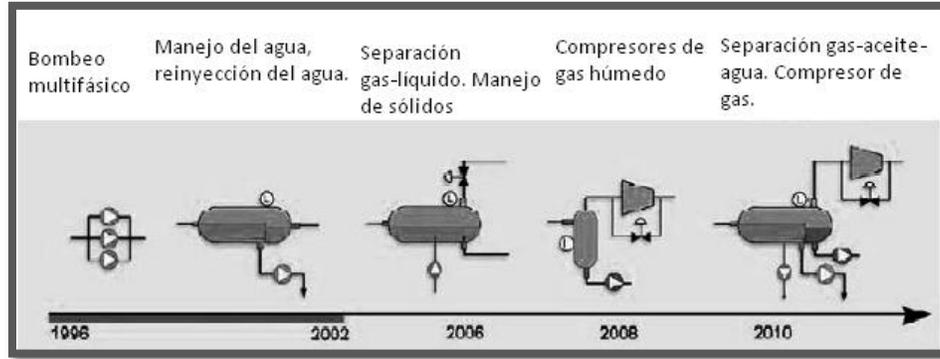


Figura 4.40 Evolución de la tecnología de procesamiento submarino.

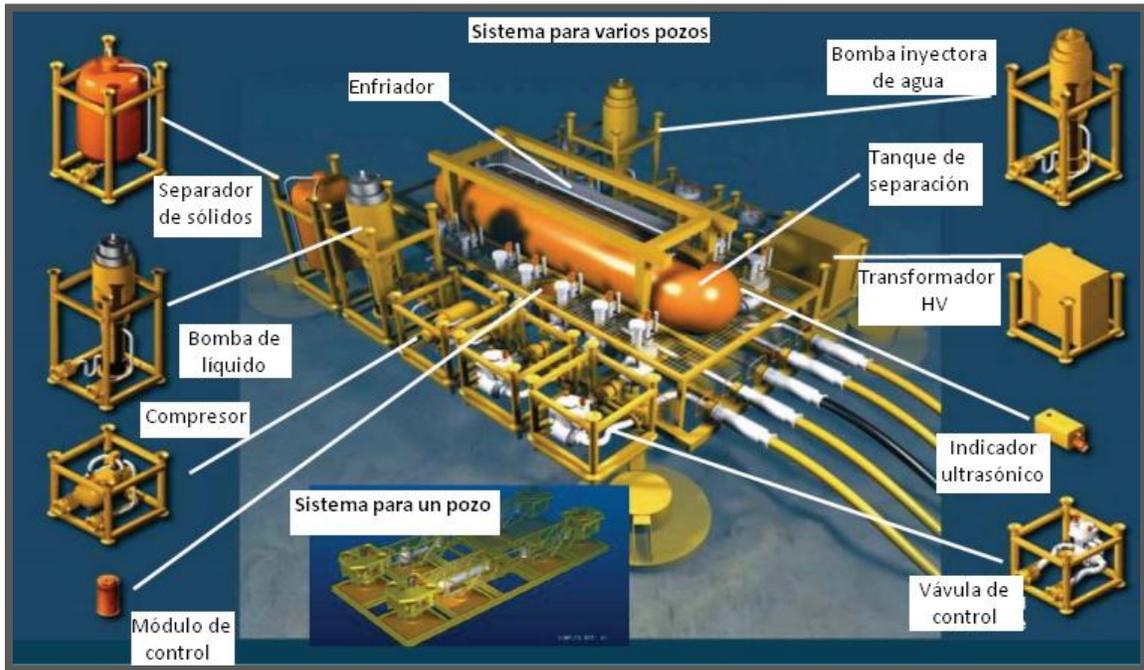


Figura 4.41 Componentes de un sistema de procesamiento con separador horizontal.

#### 4.5.1 Bombeo submarino

El procesamiento de bombeo es de gran utilidad en la explotación de campos en aguas profundas, y consiste en bombear los fluidos de producción a la superficie, o el bombear los fluidos de inyección al yacimiento. Para llevar a cabo esto se requiere el uso de bombas monofásicas, multifásicas, sumergibles y compresores de gas submarinos.

Las bombas submarinas multifásicas permiten reducir la alta contrapresión en los pozos productores, lo que conlleva un incremento en la producción de aceite y el mejoramiento del factor de recuperación. Así mismo pueden ayudar a eliminar el uso excesivo de instalaciones superficiales de producción, lo cual en campos de AP resulta muy útil.

#### 4.5.2 Separación submarina

El procesamiento de separación submarina consiste como su nombre lo indica en la separación parcial de los fluidos de producción (aceite, gas, agua), así como los sólidos que puedan encontrarse dentro de ellos. Para esto se requiere el uso de separadores, bombas y compresores de gas, pudiendo incluir equipos para la reinyección del agua o gas.

Dentro del procesamiento tipo 2, la separación puede realizarse de dos fases (agua-aceite, gas-aceite) o en tres fases (aceite-gas-agua). Para llevar a cabo la separación de dos fases y tres fases existen varios métodos que pueden realizarse:

- Separación en el lecho marino y bombeo.
- Separación en el fondo del pozo y bombeo.
- Bombas multifásicas en el lecho marino.
- Bombas multifásicas en el fondo del pozo o bombas eléctricas sumergibles.
- Inyección de gas (fondo del pozo, lecho marino, en o cerca de la cabeza de pozo, en la base del riser).
- Reinyección del agua producida al yacimiento (agua, gas o alternando agua-gas).

Estos métodos deben ser evaluados en cada campo para saber cual es el más apto y rentable, tomando en cuenta las condiciones ambientales del campo, gastos operativos (OPEX), inversión, e impacto en el valor presente neto (VPN).

En los procesamientos tipo 2,3, y 4 los fluidos separados pueden fluir naturalmente con la presión en la cabeza del pozo o ser bombeados a la superficie.

En el procesamiento tipo 4, hay factores que deben tomarse en cuenta relacionadas con el manejo de los sólidos y el agua.

- **Sólidos:** después de la separación de los sólidos del flujo multifásico, los sólidos deberían estar lo suficientemente limpios para poder ser descargados al mar, sin embargo es probable que los sólidos no queden completamente limpios impidiendo su descarga. Otra opción que se puede llevar a cabo es que se mezclen con los hidrocarburos y sean transportados hasta la superficie.
- **Agua:** actualmente existen dos opciones disponibles para el manejo del agua de producción que fue separada: 1) el agua puede ser inyectada para su eliminación en una formación poco profunda o inyectándose en un yacimiento para el mantenimiento de la presión, lo cual significa perforar un pozo adicional representando mayores gastos de

inversión; 2) el agua puede ser descargada al mar, teniendo como consecuencia que si el agua no es lo suficientemente limpia contamine el medio ambiente. Así mismo la separación del agua, puede reducir notablemente la formación de hidratos de metano en los equipos submarinos y tubería de producción

Las tecnologías que se han desarrollado en cuanto a los separadores es muy variada, estos pueden ser horizontales y verticales.

Para llevar a cabo la el proceso de separación submarina, existen tres tipos de tecnologías, las cuales son:

- **Separación gravitacional:** por medio de la segregación gravitacional, se logra la separación de diferentes fases, donde las más pesadas quedan en el fondo del separador y las más ligeras arriba.
- **Separación ciclónica:** separa el gas de los líquidos por medio de fuerzas giratorias y ciclónicas. Puede servir para separar la arena y limpiar el agua. En algunos proyectos, esta tecnología se maneja en conjunto con la separación gravitacional.
- **Separación centrífuga:** por medio de la rotación del flujo multifásico se logra separar las diferentes fases, las cuales son distribuidas a lo largo del radio de rotación y separadas en función de su peso.



Figura 4.42 Separador vertical submarino.

### 4.5.3 Compresión submarina

La compresión submarina del gas, es una solución del desarrollo en campos en aguas profundas, ayudando a incrementar la recuperación y permitiendo mayores distancias de transporte. Así mismo la compresión submarina ayuda a superar las pérdidas por fricción y mantener los gastos de producción altos.

## 4.6 Sistemas de producción artificial

### 4.6.1 Sistemas de producción artificial en el pozo

#### 4.6.1.1 Bombeo electrocentrífugo

El bombeo electrocentrífugo es un sistema de levantamiento artificial multi-etapas muy utilizado en AP debido a su capacidad de ser instalado de manera práctica y rápida en comparación con otros sistemas de bombeo, requiriendo solamente de una fuente de energía eléctrica continua para su funcionamiento.

Las características con las que puede trabajar este sistema artificial de producción son:

- Grandes volúmenes de aceite con baja RGA
- Grandes profundidades
- Amplia variedad de condiciones del pozo
- Motor de fondo

Los factores indeseables que pueden generar problemas con la bomba son:

- Altas RGA
- Altas temperaturas
- Presencia de arena en fluidos producidos

A continuación se explican las partes más importantes de este sistema:

#### ❖ Motor eléctrico

El motor eléctrico está colocado en la parte inferior del aparejo, recibe energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es esencial, ya que permite introducirlo en tuberías de diámetros muy variados, adicionalmente está diseñado para satisfacer requerimientos de potencia mayores, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza una velocidad de operación constante.

### ❖ Protector

También llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación de la bomba.

Función básica:

- Conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une rígidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
- Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
- Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.
- Provee un receptáculo para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, debidas al calentamiento o enfriamiento de éste, cuando la unidad está trabajando o cuando está sin operar. Esta función equivale a igualar la presión interna del motor con la presión externa en el pozo.

### ❖ Separador de gas

Es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor por la severa interferencia de gas.

### ❖ Bomba centrífuga sumergible

Su función básica es dar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesaria para hacerlos llegar a superficie en la unidad flotante o plataforma.

Estas bombas son de múltiples etapas y cada una está integrada de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de la etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

### ❖ Cable de corriente eléctrica

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe de elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor del sistema, debe reunir las propiedades de aislamiento que requiere el tipo de fluidos producidos.

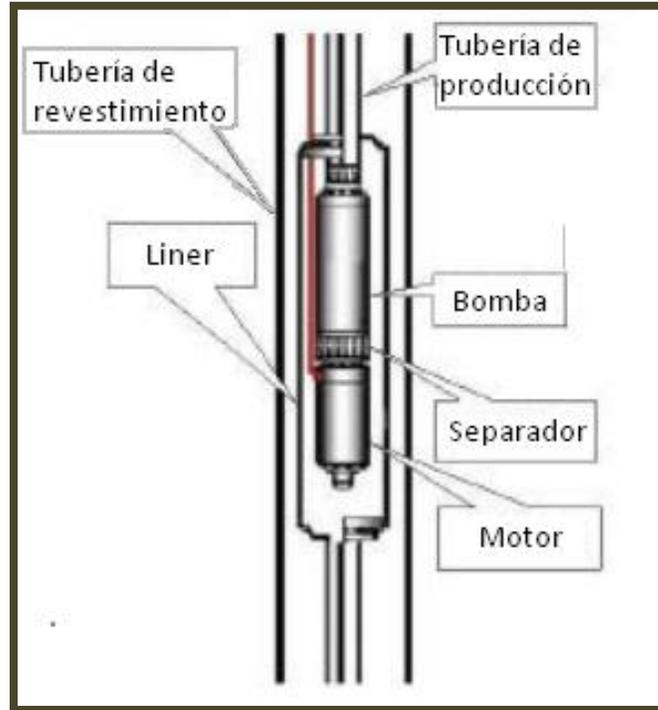


Figura 4.43 Configuración de un BEC.

El sistema de bombeo electrocentrífugo cuenta con un variador de velocidad en la superficie, el cual controla la frecuencia de energía impartida al motor para poder dar las condiciones necesarias para el bombeo.

#### 4.6.1.2 Bombeo neumático

El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales de producción más importantes para los pozos costa afuera. El gas a altas presiones es inyectado dentro de la tubería de producción o en el espacio anular, donde su gasto inicial de flujo es controlado por medio de la válvula del bombeo neumático instalada dentro de los mandriles en la tubería de producción. La finalidad que tiene es aligerar la columna de fluidos reduciendo la presión de fondo del pozo.

Los mecanismos involucrados en el bombeo neumático son:

- Disminución de la densidad
- Expansión del gas inyectado
- Desplazamiento del líquido

Para determinar si se requiere bombeo neumático es necesario considerar:

- Composición de los fluidos y propiedades como relación gas-aceite (RGA), factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), viscosidad del aceite, factor de compresibilidad.
- Contenido máximo de agua

- Correlaciones de flujo multifásico
- Perfil del pozo
- Datos de producción
- Presión de flujo en el fondo del pozo

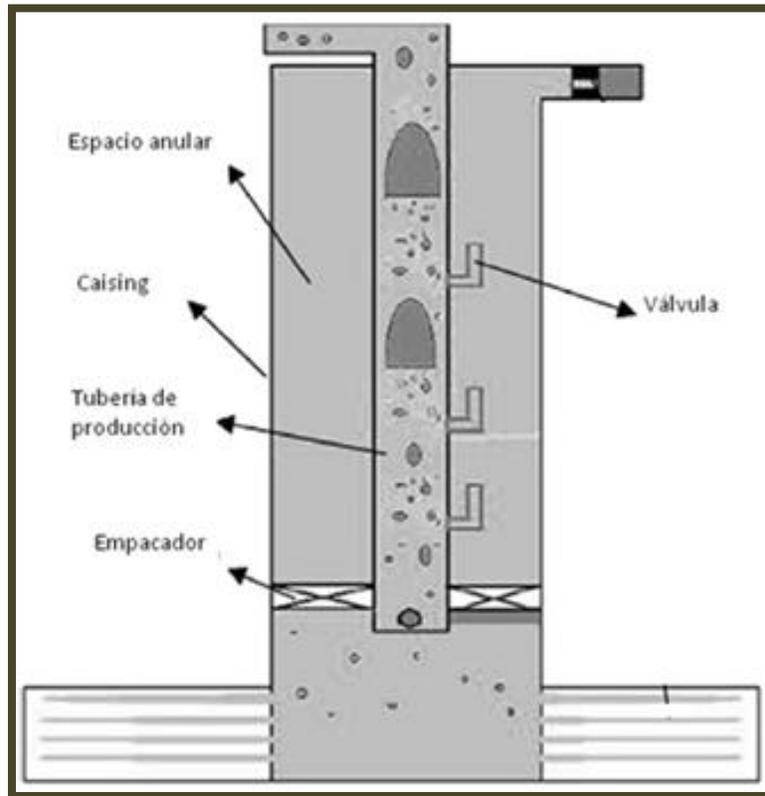


Figura 4.44 Sistema típico de bombeo neumático en un pozo (Subsea Structural Engineering).

#### 4.6.2 Levantadores de presión en el lecho marino

Con el aumento del tirante de agua, la configuración de la arquitectura submarina y las caídas de presión por fricción, se generan problemas para tener una presión de producción requerida en superficie, lo cual hace necesario el uso de un sistema de levantamiento artificial rentable y práctico que no requiera gran tiempo y esfuerzo de instalación, por esta razón se hace factible en diversos casos el uso de sistemas de levantamiento instalados en el lecho marino que a diferencia de los sistemas artificiales de producción convencionales requieren menos costo de instalación y reparación al no ser intervenido directamente el pozo.

#### 4.6.2.1 Bombeo electrocentrífugo en el lecho marino

Se pueden emplear este tipo de bombas en el lecho marino con el fin de elevar la presión del flujo de hidrocarburos proveniente del pozo.

Ventajas del BEC

- ✓ Los sistemas BEC pueden ser instalados con embarcaciones habilitadas para esta operación, reduciendo así los costos que tendría una intervención con plataforma.
- ✓ Pueden ser configurados para proporcionar una vida óptima.
- ✓ Se puede utilizar la infraestructura para el desarrollo de algunos sistemas BEC en el lecho marino.
- ✓ No requiere espacio en el pozo para su funcionamiento
- ✓ La producción de varios pozos puede ser bombeada con un solo sistema

El empleo del sistema BEC en el lecho marino está sometido a las mismas características necesarias para el funcionamiento del sistema BEC tradicional, las cuales incluyen baja RGA, una mínima presión necesaria de entrada, mínimo gas libre y un decaimiento de presión en periodo largo.

##### 4.6.2.1.1 Sistema BEC en jumper

Este sistema emplea la infraestructura existente para poder colocar un sistema de bombeo electrocentrífugo en el jumper que conecta el pozo al manifold o entre el manifold y los PLETs, aumentando la presión del flujo individual o de varios pozos.

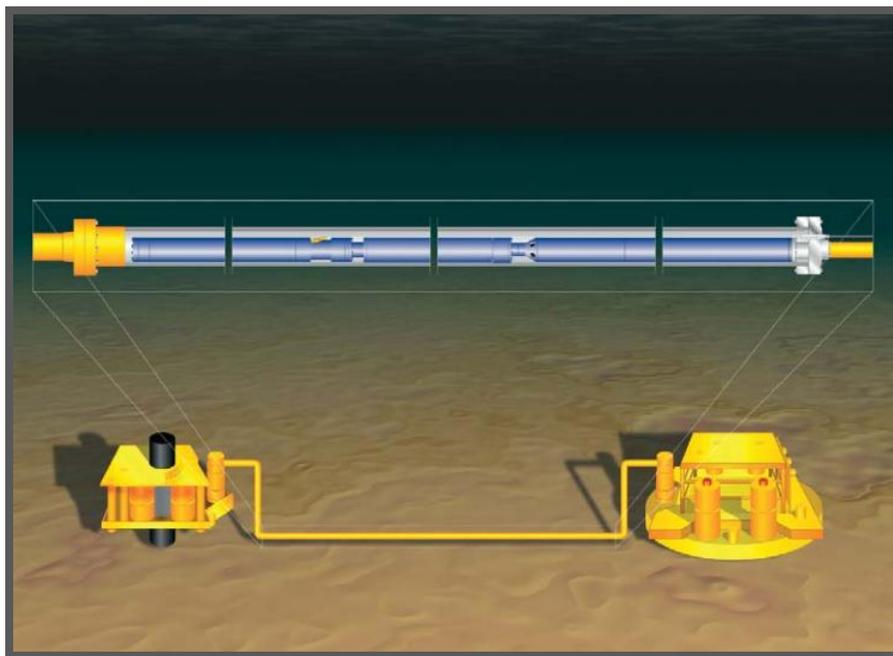


Figura 4.45 Sistema BEC en jumper.

#### 4.6.2.1.2 Sistema BEC Horizontal

Este sistema consiste en la instalación de una base permanente con los equipos de bombeo dispuestos en serie o paralelo, dando mayor flexibilidad de manejo de la producción cuando se requiere realizar reparaciones de las bombas, así como una administración más optimizada de la infraestructura.

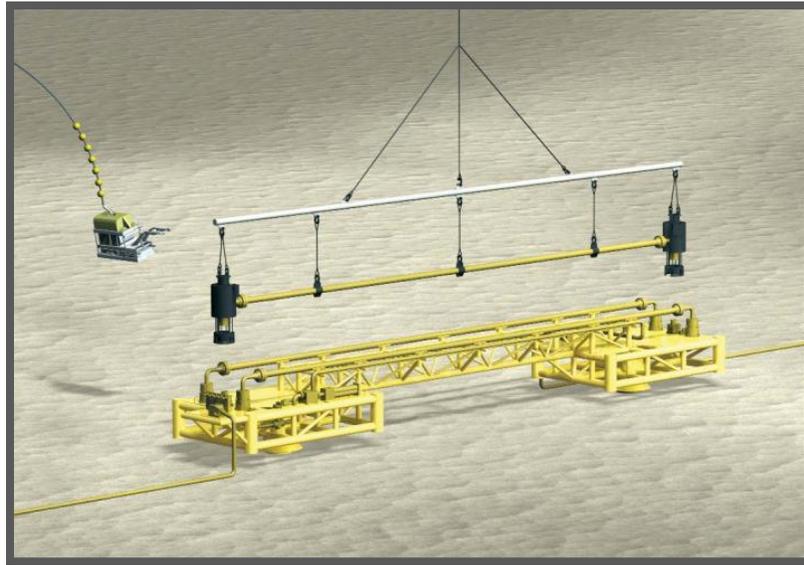


Figura 4.46 Sistema BEC horizontal.

#### 4.6.2.1.3 Bombeo con separador caisson-BEC

El separador tipo Caisson-BEC es un sistema de separación de dos fases que está situado en el fondo marino, el sistema consta de una tubería de aproximadamente 100 m de profundidad que es introducida en el lecho marino, por la cual se pueda instalar una tubería interna con todos los componentes de una bomba electrocentrífuga.

La separación del líquido y gas se lleva a cabo cuando se hace chocar el flujo en la pared del separador dentro del Caisson, debido a las fuerzas gravitacionales y centrífugas se genera la separación; por la diferencia de densidades del líquido se genera un flujo gravitacional, el fluido tiende a deslizarse por las paredes de la tubería Caisson y el gas se mantiene en la parte superior del mismo, una vez lograda la separación, el líquido pasa a través del sistema de bombeo electrocentrífugo completando así el ciclo de separación y levantamiento a la superficie.

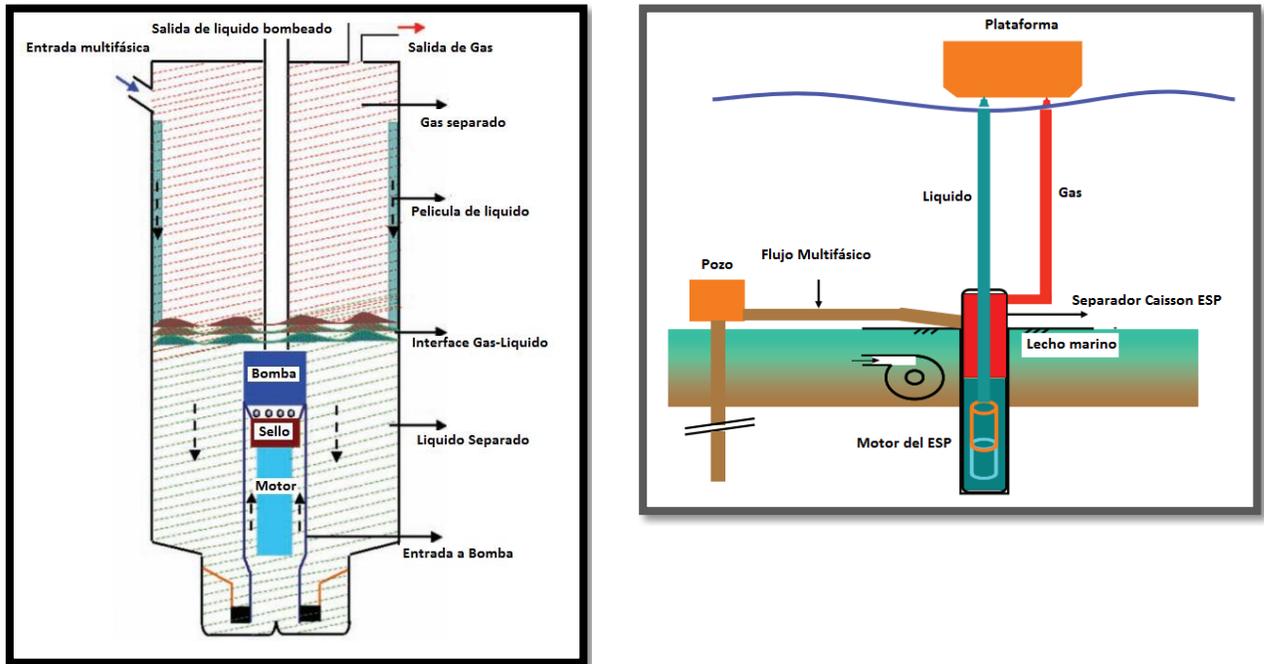


Figura 4.47 Configuración del sistema Caisson-ESP tecnología patentada.

#### 4.6.2.2 Bombas multifásicas

Debido a que algunos de los desarrollos de campos en aguas profundas requieren maximizar el uso de los recursos de proceso para poder hacer factible el proyecto, se hace necesaria la implementación de equipos de bombeo que puedan aumentar la presión del flujo de hidrocarburos posicionados mucho antes de un sistema de separación y que pueda hacer posible el transporte por ductos a gran distancia.

Las bombas multifásicas proveen una importante solución para poder conducir los hidrocarburos a instalaciones remotas, este tipo de bombas en general se pueden dividir en las siguientes:

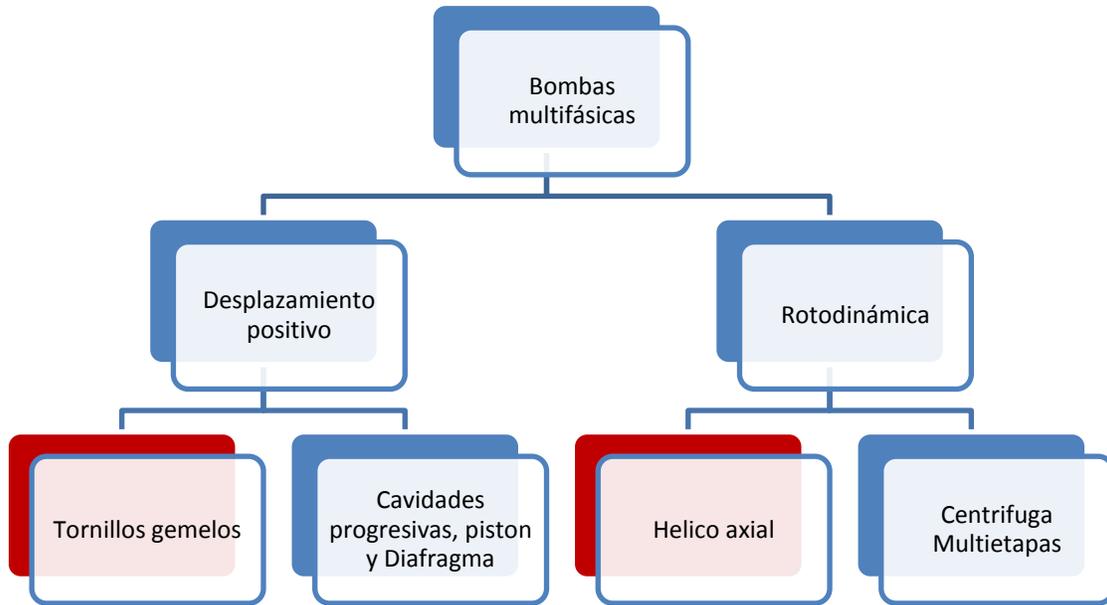


Figura 4.48 Tipos de bombas multifásicas (Tornillos gemelos y Helico axial usadas en AP).

Las únicas dos bombas además de las centrifugas usadas en el BEC para proyectos de aguas profundas son las helico axiales y las de tornillos gemelos.

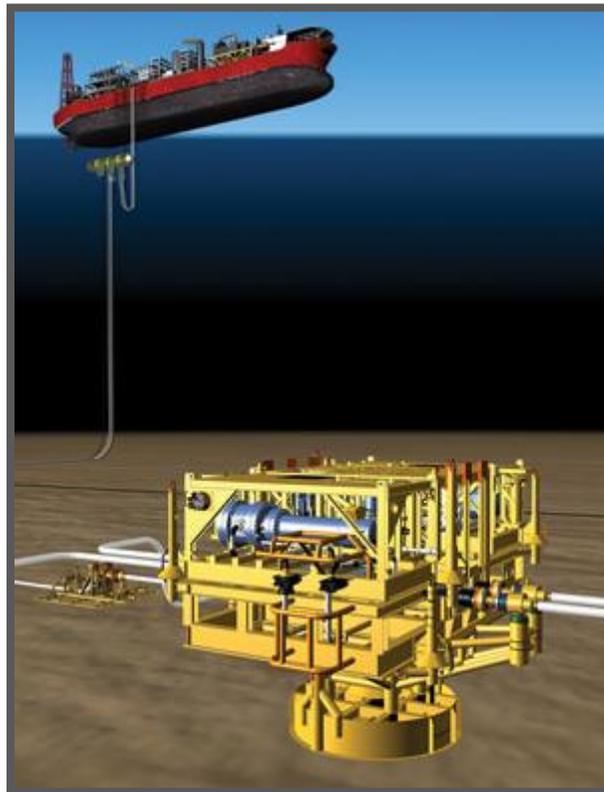


Figura 4.49 Bomba multifásica de tornillos gemelos propiedad Cameron.

#### 4.6.2.2.1 Tornillos gemelos

El fluido es bombeado por la contra-rotación de los tornillos que encierran un volumen constante de líquido, desplazando el fluido de la entrada a la salida de la bomba; ofrecen un gran manejo de fluidos con un gran porcentaje de gas (95%). Estas bombas operan a una menor velocidad en comparación a las bombas helico axiales entre 1500 y 3000 rpm y proporcionan una diferencial de presión de 100 bar.

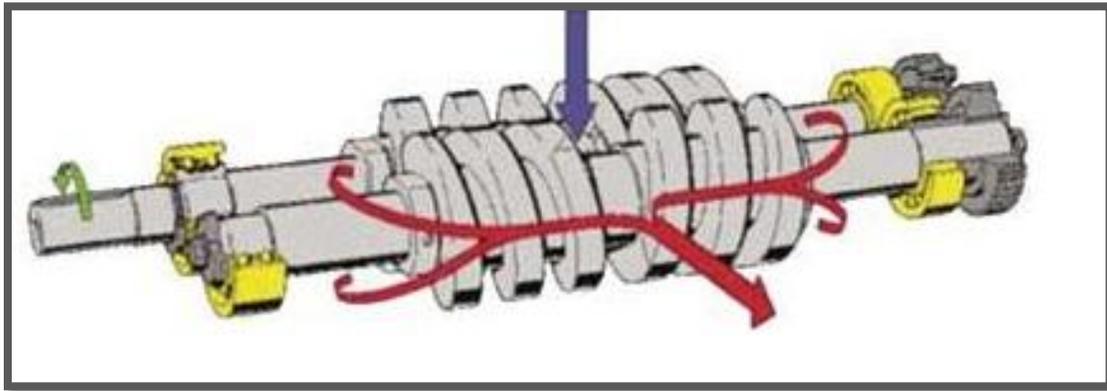


Figura 4.50 Funcionamiento de los tornillos gemelos.

#### 4.6.2.2.2 Bombas helico axiales

Este tipo de bomba genera presión haciendo girar el fluido multifásico a altas rpm, típicamente de 4.000 a 6.000 rpm, utilizando hélices axiales. Las bombas helico axiales pueden manejar fracciones de volumen de gas (GVF) de 0 a 95%, pero las caídas de presión aumentan entre más RGA. El incremento en la velocidad del fluido incrementa la energía cinética lo cual puede ser transformada en presión al pasar por el difusor.

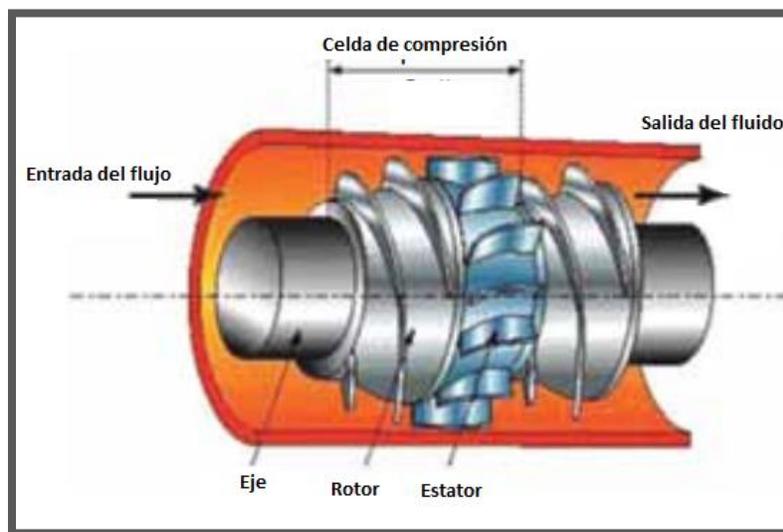


Figura 4.51 Funcionamiento de la bomba helico axial.

#### 4.6.2.3 Bombeo neumático en el riser

El bombeo neumático en el riser consiste en la inyección de un determinado gasto de gas a la parte inferior del riser, con lo que se pretende aligerar la columna de aceite para obtener una mejor producción.

Este sistema es uno de los métodos del cual se ha comprobado su efectividad en aguas profundas. Así mismo esto puede servir para reducir el flujo bache que puede presentarse en la producción de los hidrocarburos, y puede utilizarse para incrementar la viabilidad de limpieza para la prevención de hidratos de metano.

Su efectividad depende de:

- Rendimiento del yacimiento
- Las propiedades de los fluidos
- Arquitectura submarina
- Especificaciones de las líneas de flujo y riser
- Características del lecho marino
- Condiciones del aseguramiento de flujo

Principalmente es utilizado en yacimientos donde los fluidos presentan un alto porcentaje de agua, la RGA es baja, y/o la presión del yacimiento es baja. Ayuda a disminuir la fracción volumétrica de líquido en el riser con lo que se reduce la presión hidrostática en las líneas de flujo. Sin embargo, debe verificarse que su uso no afecte el incremento del gasto de gas puesto que puede afectar el sistema submarino.

Su eficiencia se refleja principalmente en yacimientos con baja presión. Su mayor ventaja para el incremento de la producción es que no se requiere mover el equipo submarino para su instalación lo que no genera costos extras. Así mismo, debido a que en el desarrollo de campos en AP la disposición del gas es grande no se presentan problemas de suministro.

Existen situaciones en las cuales la inyección de gas incrementa la presión en las líneas de flujo, las cuales son:

- El diámetro de las líneas de flujo es pequeño
- Los gastos de producción son generalmente altos
- La relación gas-líquido es alta

En estas situaciones no es recomendable el uso de inyección de gas, por lo cual su uso debe ser bien diseñado mediante modelos de producción que integren el tipo de yacimiento, diseño del pozo, características de las líneas de flujo, la inyección de agua o gas en los yacimientos por medio del pozo.

#### ❖ Estabilización del flujo

El empleo de la inyección de gas cuando se presenta flujo tipo bache, puede ayudar a controlarlo. En las líneas de flujo submarino existe una tendencia a este tipo de flujo lo cual reduce el gasto de producción, por lo que es necesario que a lo largo de la vida de todo el proyecto se esté evaluando el flujo para ver en que momento la inyección de gas es necesaria.

#### ❖ Despresurización en las líneas de flujo

Actualmente se ha comparado la eficacia de la inyección de gas a través del riser para despresurizar las líneas de flujo con diámetro grande, esto ha tenido sobre todo una mejora en sistemas con bajo porcentaje de agua; su eficacia en yacimiento con alto porcentaje de agua aún está en prueba.

En AP el uso del bombeo neumático en el riser es aplicable para mejorar la producción, debido a que su rendimiento está relacionado con la reducción de la densidad de los fluidos que atraviesan el riser lo que sucede muy a menudo conforme incrementa el tirante de agua. Sin embargo se presentan factores en contra como la temperatura que se relaciona con la despresurización de gas inyectado, y enfriamiento del fluido producido lo que genera problemas para el aseguramiento de flujo.

### 4.7 Configuración de la arquitectura submarina

La configuración de la arquitectura submarina es el arreglo y ubicación que tendrán los equipos submarinos la cual puede ser de diversas maneras, dependerán de las especificaciones del yacimiento, condiciones ambientales, riesgos que puedan surgir, factores económicos y la decisión de los operadores.

Una vez que se tienen los modelos del yacimiento, el número de pozos que se tendrán, tipo de pozo y su localización, equipos submarinos que serán instalados, el modelo puede ser optimizado.

La planeación de la configuración de la arquitectura es importante para poder definir el espacio que necesitan los pozos para una buena recuperación de los fluidos del yacimiento. Aunado a lo anterior también debe considerarse el uso de pozos de alcance extendido y las posibles variables que pueda tener.

Las configuraciones más comunes son:

#### ❖ Pozo satélite

En esta arquitectura los pozos son individuales compartiendo pocos equipos e instalaciones con otros pozos. Generalmente estos pozos están unidos directamente con la instalación superficial de producción. Se utilizan para el desarrollo de pequeñas áreas donde se requieren pocos pozos. La evaluación de esta arquitectura debe incluir cálculos hidráulicos y un análisis de sensibilidad

que tome en cuenta el costo de la línea de flujo, de los umbilicales y los problemas para el aseguramiento de flujo. Este tipo de configuración no es muy recomendable en aguas profundas debido a los costos que conlleva.

❖ **Cluster**

Este tipo de arquitectura es sumamente importante para el desarrollo de campos en aguas profundas, ya que consiste en la instalación por separado de varios pozos los cuales unen su producción en un manifold, evitando con ello el uso excesivo de tuberías de producción y equipos submarinos. Sin embargo este tipo de arquitectura tiene sus desventajas, ya que se requiere hacer alguna intervención en un pozo podría llegar a afectar la producción de los otros pozos.

❖ **Daisy chain**

Esta configuración de arquitectura submarina consiste en dos o más pozos satélites, los cuales comparten la misma línea de flujo y posiblemente los cables umbilicales. Cada árbol submarino cuenta con un estrangulador para evitar la inestabilidad de la presión en el flujo.

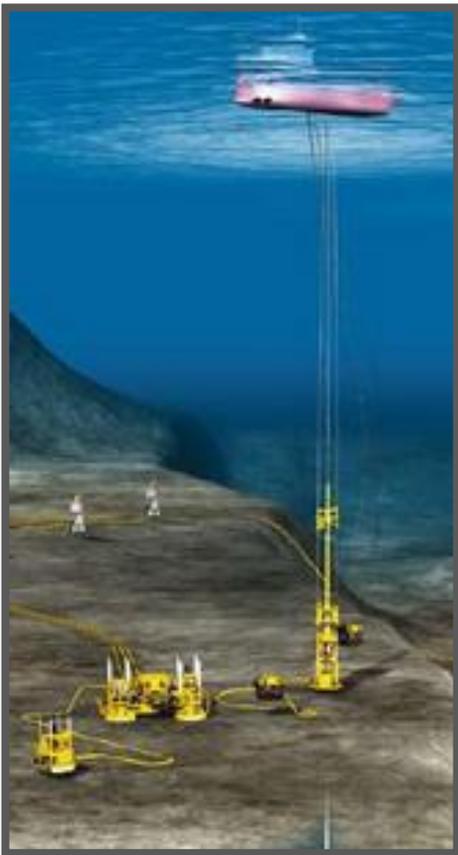


Figura 4.52 Arquitectura pozo satélite.



Figura 4.53 Arquitectura Daisy Chain.

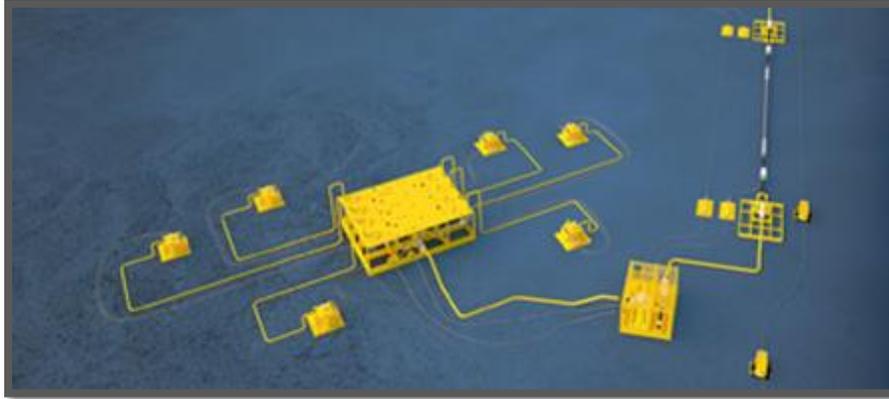


Figura 4.54 Arquitectura tipo Cluster.

#### 4.8 Aseguramiento de flujo

El término aseguramiento de flujo se refiere al proceso de análisis e implementación de metodologías para garantizar el transporte de los fluidos del pozo a las instalaciones de tratamiento de una manera económica y segura, llevándose a cabo en cualquier tipo de ambiente en el que se encuentre la infraestructura de producción.

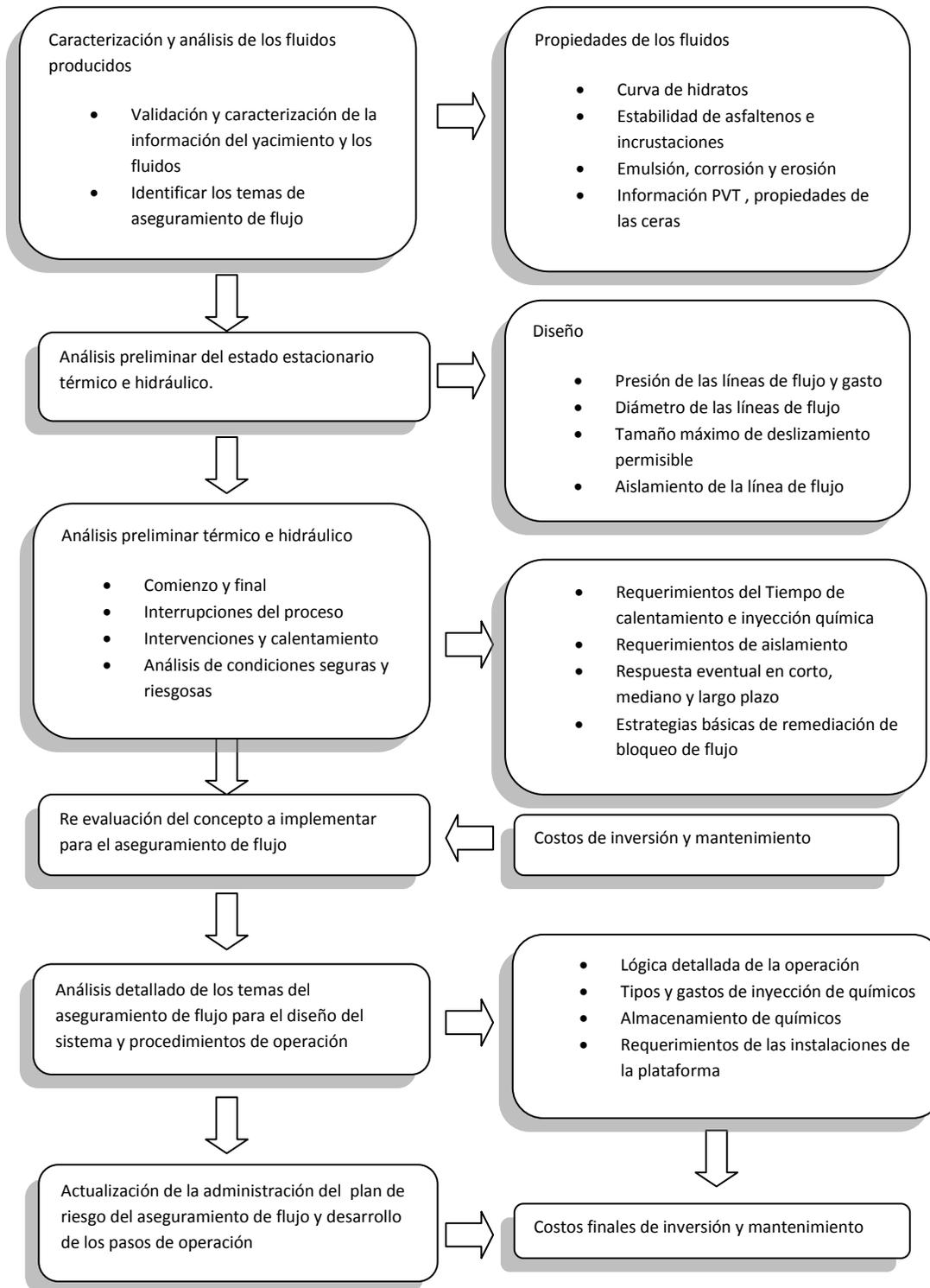
Este concepto es de suma importancia para establecer el diseño de desarrollo de los campos en aguas profundas, ya que los fluidos de producción deben recorrer grandes distancias para transportarse desde yacimiento a la plataforma de producción sin presentar grandes pérdidas.

El aseguramiento de flujo en ambientes de AP es uno de los retos tecnológicos más importantes que afronta la industria petrolera, esto debido a las condiciones extremas que representan grandes tirantes de agua (alta presión y baja temperatura). Por lo que es necesario poder prevenir y controlar la deposición de sólidos como los hidratos de metano, ceras, asfaltenos, incrustaciones y arena, los cuales pueden llegar a obstruir las tuberías y equipo submarino; los análisis también deben incluir los comportamientos de los fluidos puesto que pueden llegar a formar espumas, emulsiones o corrosión junto con las arenas. Adicionalmente se pueden generar problemas en el flujo de los hidrocarburos debido a un deterioro de las líneas de producción, generando fugas y caídas de presión.

Por otro lado, en aguas profundas la inyección de los químicos utilizados en tierra o aguas someras deben ser modificados ya que no son viables para las condiciones de temperatura y presión que se manejan en aguas profundas y ultraprofundas lo que representa un reto más para la explotación de estos campos. Además la inyección de los químicos a través de la gran longitud de los umbilicales requiere un enfoque riguroso para asegurar su flujo.

Para el aseguramiento de flujo en aguas profundas se han presentado varias soluciones como son el aislamiento pasivo de alto rendimiento, dos líneas aisladas que permitan realizar corridas de

diablo, tuberías de producción de enfriamiento a base del cambio de materiales y tuberías de producción con calefacción activa.



#### 4.8.1 Asfaltenos

Son una clase de componentes del petróleo crudo, insolubles en n-heptano y n-pentano pero soluble en benceno y tolueno, llevan la mayor parte de los componentes inorgánicos del crudo, incluyendo azufre, nitrógeno, metales tales como níquel y vanadio. Sus moléculas son grandes y están compuestas de poliaromáticos y anillos aromáticos heterocíclicos como se muestra en la figura 4.55.

Son sólidos con una densidad alrededor del 1.2 g/cm, y no tienen un punto de fusión definido, pero se descomponen al calentarse dejando un residuo carbonoso.

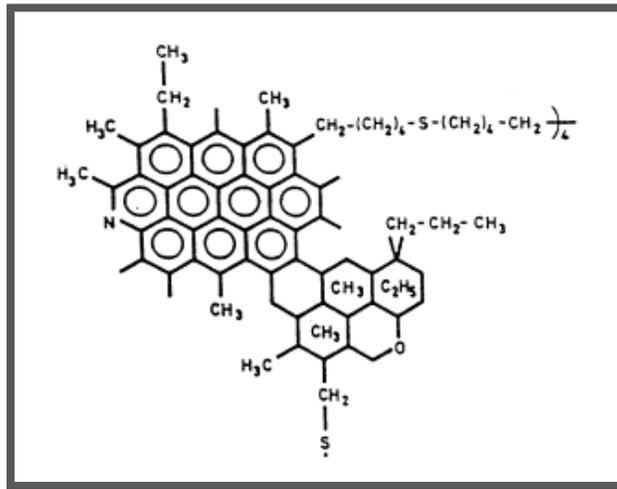


Figura 4.55 Estructura molecular del asfalteno.

Se convierten en un problema cuando son inestables en las líneas de producción de hidrocarburos, y ésta depende de la estabilidad de los aromáticos y las resinas. Los problemas que se pueden generar por los asfaltenos son (Andrew et al, 2001):

- Alteración de la mojabilidad
- Reducción del área en la tubería de flujo
- Aumento de pérdidas de presión por fricción
- Obstrucción de tuberías
- Reducción de la eficiencia del equipo de producción

En pequeñas cantidades los asfaltenos pueden presentarse en las bombas, válvulas de seguridad y líneas de flujo sin interrumpir el flujo, pero al cuando su presencia es mayor puede ocasionar que los depósitos detengan la producción por completo.

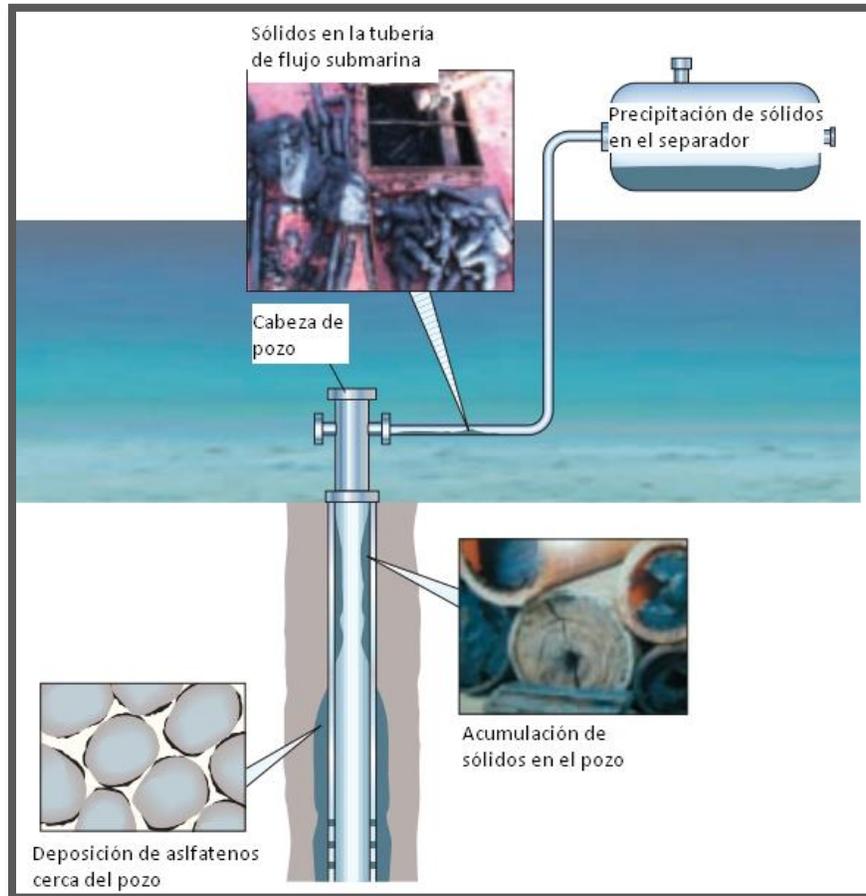


Figura 4.56 Equipos en los que puede tenerse presencia de asfaltenos.

El factor con mayor impacto en los asfaltenos es la presión de estabilidad (ver figura) la cual se encuentra muy cerca de la presión de burbuja de los hidrocarburos.

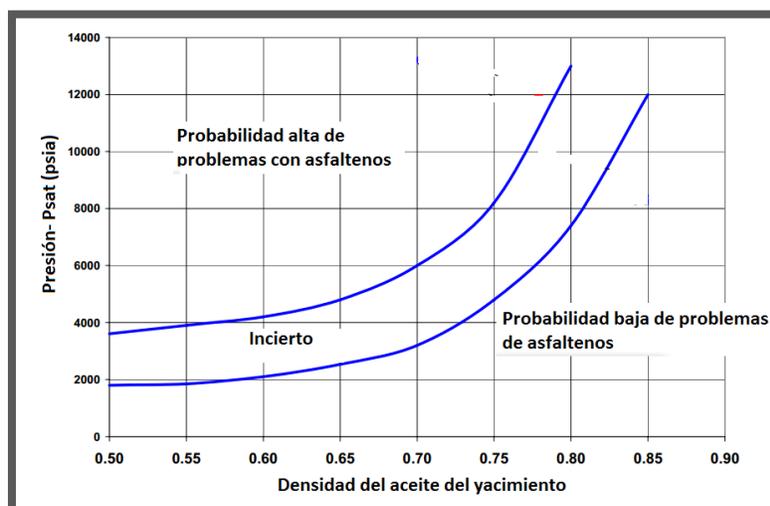


Figura 4.57 Gráfica de Boer, estabilidad de asfaltenos.

En aguas profundas se debe tener mucha precaución y cuidado de los equipos, ya que debido a las altas presiones que se tienen, la probabilidad de que haya presencia de asfaltenos dentro de ellos es muy alta.

Sus propiedades físicas lo hacen ser muy viscoso lo que dificulta su remoción en las tuberías de producción y los separadores. Así mismo, los asfaltenos tienen mayor presencia en los aceites pesados que en los ligeros, presentando mayor problema de precipitación en los aceites ligeros.

#### **4.8.1.1 Control y remediación para la precipitación de asfaltenos**

Para la valoración de problemas futuros en los pozos en aguas profundas se requiere realizar pruebas para determinar su presencia y cantidad en los aceites, algunas pruebas utilizadas se muestran a continuación:

- Prueba de valor P, que involucra la valoración de crudo con cetano. La estabilidad del aceite aumenta con la cantidad de cetano que puede ser añadido antes de que cantidades visibles de asfaltenos aparezcan en la solución.
- EL análisis SARA examina la estabilidad de los asfaltenos determinando la concentración de los componentes primarios del aceite, hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.
- Con las pruebas PVT se obtienen dos datos necesarios para la evaluación, la densidad y el grado de bajosaturación (diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de burbuja).
- Pruebas con dispositivos infrarrojos y microscopios de alta presión.

Los datos obtenidos de las pruebas pueden ser modelados para poder generar predicciones de la precipitación de asfaltenos para cada aceite.

Las estrategias que pueden llegar a ser consideradas para minimizar la deposición y remoción en dado caso de asfaltenos son las siguientes (S. E. Lorimer and B. T. Ellison):

- Inyectar un dispersante de asfaltenos continuamente en el pozo.
- Instalar equipo para facilitar una inyección periódica de un solvente aromático dentro del pozo para un remojo con solvente.
- Estar logísticamente y económicamente preparados para intervenir el pozo con tubería flexible en un último caso ya que esta opción puede significar un gran costo por ser en aguas profundas.
- Controlar la deposición en la línea de flujo con escariado periódico con disolventes.

#### 4.8.2 Ceras

Las parafinas o ceras son compuestos de cadenas largas que van de  $C_{18}$  a  $C_{60}$  presentes en el crudo, tienen una densidad aproximada de  $0.8 \text{ g/cm}^3$ , y una capacidad de calor alrededor de  $0.140 \text{ W}$ . La precipitación de los cristales de cera se presenta cuando la temperatura del fluido cae por debajo de la temperatura de aparición de cera (WAT, por sus nombre en ingles) teniendo un impacto sobre el comportamiento de las propiedades reológicas del crudo.

WAT se calcula a partir de un modelo de una propiedad termodinámica calibrando los datos de campo, usando pruebas PVT y la propiedad de alta temperatura en la cromatografía del gas. Debe aclararse que WAT determina a que temperatura inicia la deposición, y no la cantidad que se depositará de cera o la velocidad a la que lo hará. Además es la prueba de laboratorio más importante de medición para determinar el alcance del problema de la deposición de ceras en los sistemas submarinos.

Cuando la temperatura desciende, se da lugar a la precipitación de cristales cerosos fuera de la solución, provocando con ello que las parafinas puedan depositarse en las paredes de las tuberías de conducción, alterando así los ritmos de producción de hidrocarburos, reducción del rendimiento e incluso el bloqueo total de las líneas de flujo.



Figura 4.58 Deposición de cera en las paredes de una tubería (Phillips Petroleum Company and Dr. G. A. Mansoori).

Las instalaciones de producción submarinas son muy susceptibles a los depósitos de cera y asfaltenos debido a las bajas temperaturas y la disminución de presión en el ambiente, por lo que debe tenerse un control adecuado sobre la precipitación de las ceras.

Así mismo la precipitación de las ceras depende de otros factores como son: el contenido de parafinas, la viscosidad del fluido, gasto del fluido, relación gas aceite y la capacidad térmica específica del fluido.

La naturaleza de las ceras depositadas es muy compleja, puesto que se puede componer por cadenas de diferente tamaño de parafinas, algunas parafinas ramificadas y aceite incorporado.

Donde las principales ceras son de  $C_{7+}$  de longitud. Esta precipitación es controlada por la temperatura, y al descender, la fase líquida de las parafinas se comienza a separar de la solución pero en estado sólido. Cuando se tiene una suficiente formación de ceras sólidas se puede provocar que el aceite se vuelva gel cuando la temperatura es lo suficientemente baja mientras el sistema se encuentra apagado, lo que puede tener como consecuencia que el restablecimiento del flujo sea difícil o imposible debido a la alta viscosidad del aceite gelificado.

Las propiedades de las ceras que ayudan a saber cuando la deposición de ceras y formación de gel serán un problema son:

- Punto de turbidez: mide el punto en el que la cera es visible por primera vez después de salir de la solución, cuando el aceite se enfría a presión atmosférica.
- Punto de fluidez: es la temperatura a que cual el aceite deja de fluir cuando el recipiente se invierte por 5 segundos.

La clave para predecir la deposición de cera es la realización de un análisis de la concentración de parafinas en una muestra de crudo, en la que por lo general se utiliza la técnica HTGC. Los datos de composición de parafina usan un modelo termodinámico para predecir los gastos de deposición de ceras en las líneas de flujo y la predicción del punto de turbidez y punto de fluidez dependientes de la presión. Este modelo termodinámico puede combinarse con el modelado de flujo en las líneas con software comerciales de la Industria Petrolera.

La deposición lenta y puede controlarse por medio del sistema de temperatura y la temperatura diferencial en la pared de la tubería. Si el sistema opera a temperaturas aproximadas de  $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , por encima del punto de turbidez, la deposición de ceras no existirá. Una regla de temperatura para la deposición es el punto de turbidez a  $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

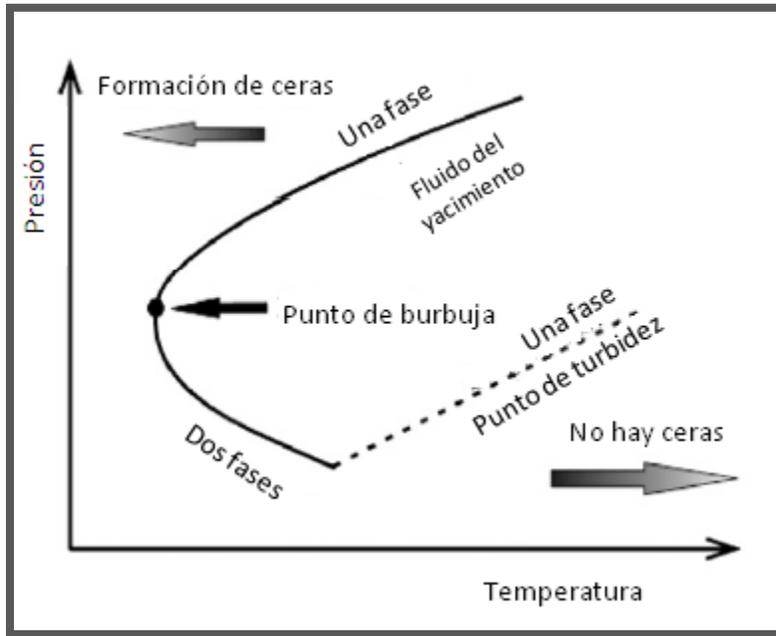


Figura 4.59 Relación temperatura/presión para la formación de ceras.

#### 4.8.2.1 Problemas que se ocasionan por la formación de ceras

Los principales problemas que se presentan en los sistemas de producción por las ceras son la formación de gel y de cristales. Sin embargo la formación de gel no es posible mientras el aceite esté fluyendo ya que las fuerzas de cizallamiento logran destruir la estructura intermolecular, en cambio cuando el aceite deja de fluir las partículas de la parafina interactúan y se unen para formar una red con la consistencia de un gel.

Adicional a la deposición de parafinas en las paredes de las líneas de producción, la formación de una cantidad grande de sólidos puede generar problemas en el flujo, ya que al tener una saturación mayor se genera una mezcla con una viscosidad muy alta, este problema se presenta regularmente cuando el pozo ha parado su producción por periodos largos de tiempo.

Consecuencias de presencia de ceras en los equipos de producción:

- Deposición en líneas de flujo, es gradual con el tiempo, pero puede bloquear las tuberías.
- La gelificación de aceite crudo puede ocurrir durante el apagado del sistema.
- Las altas presiones cuando el sistema está encendido y las altas presiones de bombeo se producen como resultado de mayor viscosidad.
- El aislamiento de la tubería aumenta los gastos de capital.
- Los inhibidores de cera aumentan los gastos operativos.
- La operación de corrida de diablo costa afuera es más difícil de lo que es en tierra.
- El manejo de cera en las instalaciones de superficie requiere una temperatura superior en el separador.

Cuando el yacimiento está en etapa madura, la temperatura del yacimiento puede llegar a disminuir hasta el punto en el que las temperaturas caen por debajo del punto de turbidez conduciendo a la deposición significativa. Es por ello que se debe controlar la temperatura en los componentes submarinos de producción, sobre todo en aquellos en los cuales no se pueden hacer corridas de diablo. Esto puede lograrse con los análisis de presión y temperatura en la cabeza del pozo, verificando que la temperatura permanezca por encima del punto de turbidez. Evitar la deposición de cera en el pozo, árboles submarinos, líneas de flujo, jumpers, etc. pueden asegurar una larga vida productiva del pozo.

#### 4.8.2.2 Control para la formación de ceras

##### ❖ Aplicación de calor

El calor se aplica mediante diversas técnicas, tales como la inyección de aceite o agua caliente, inyección de vapor y tubería o líneas calientes. El aislamiento térmico puede mantener el fluido por encima del punto de turbidez para la línea de flujo, eliminando la deposición de cera.

En algunas ocasiones, cuando esto se aplica la inyección de aceite caliente al pozo, se presentan daños debido a la concentración de aceite y parafinas más pesadas, que no pueden ser movilizadas por el calor disponible a través del lubricante caliente. El tratamiento de aceite caliente usualmente resulta en el incremento del gasto de producción, pero poco a poco la producción cae.

La inyección de agua caliente, muchas veces es preferible en lugar de la inyección de aceite caliente, puesto que tiene mayor energía para mover las parafinas, además de que no se deposita. Sin embargo con este método debe tenerse mucho cuidado para que no se formen coágulos dentro de las tuberías. Aun así este método se recomienda para remover parafinas en las líneas de flujo, tuberías del pozo, e incluso del yacimiento.

Las líneas calientes que van desde el pozo hasta otros equipos submarinos, ayudan de sobremanera a remover las ceras en las líneas de flujo, sin embargo éstas no cambian la naturaleza de las ceras y al llegar a los tanques de almacenamiento, donde las condiciones de temperatura y movimiento del fluido pueden favorecer la formación de cristales de parafinas y geles.

##### ❖ Corrida de diablo

Es necesario recalcar que los productos químicos no detienen por completo la deposición de parafinas, por lo que se requiere quitar físicamente la cera por medio de una limpieza interior en la línea de flujo.

Este procedimiento debe realizarse con frecuencia para evitar la acumulación de grandes cantidades de cera. Si el depósito de cera se hace demasiado grueso, no habrá suficiente presión para empujar el diablo a través de la línea debido a la acumulación de cera frente al diablo. Así

mismo, las corridas de diablo requieren que el sistema de producción se detenga para estabilizarlo mediante la inyección de metanol, y finalmente el sistema puede reiniciarse una vez que la limpieza se haya completado. Este proceso puede ocasionar la pérdida de 1 a 3 días de producción. Los modelos de deposición creados para analizar los fluidos y los cálculos de aseguramiento de flujo son clave para establecer cada cuanto deberá realizarse una corrida de diablo sin perjudicar la producción.

Por otro lado realizar corridas de diablo en los equipos submarinos es muy difícil debido a el acceso a las instalaciones es complicado y requiere operaciones costosas, requiriendo equipo, procedimiento y altamente confiables.



Figura 4.6o Corrida de diablo.

#### ❖ Inyección de inhibidores

La inyección de inhibidores es generalmente menos económica que las corridas de diablo, sin embargo la comparación de los costos depende de la frecuencia con la que se debe realizar una corrida de diablo, la eficiencia de los inhibidores químicos entre otros factores.

Los inhibidores químicos pueden reducir las tasas de deposición, pero rara vez logran eliminar por completo la deposición de las ceras. Por ello, la capacidad de las corridas de diablo todavía tiene que llevarse a cabo cuando se utiliza la inhibición química.

Para que los químicos sean eficientes, estos deben coincidir con la química del aceite, en las condiciones de operación. La velocidad de deposición se puede reducir mediante el asilamiento de la línea de flujo y por la inyección de productos químicos dispersantes de cera, que pueden reducir las tasas de deposición hasta por cinco veces.

Los inhibidores químicos para la prevención de cera son:

- Inhibidor termodinámico de cera (TWI): Suprime el punto de turbidez, reduce viscosidad y punto de fluidez, requiere un volumen elevado.
- Depresores del punto de fluidez: Modifican la estructura de cera cristal, reduce la viscosidad y estrés, pero no reducen la tasa de deposición de cera.
- Dispersantes / tensioactivos: Son cristales con capa de cera que evitan el crecimiento de cera, alteran las características de humedad para minimizar la adherencia de cera u otro tipo de cristales a la pared del tubo.
- Modificadores de cristal: co-cristalizar con cera, reducen la tasa de deposición, pero no previenen la formación. Los modificadores de cristal de cera debilitan la adhesión y evitan la formación de cera en la pared del tubo, inhiben la aglomeración; son adecuados para el estado en equilibrio y apagado del sistema, reducen viscosidad / punto de fluidez. Sin embargo requieren que las corridas de diablo se realicen, son caros y deben inyectarse por encima del punto de turbidez.

#### ❖ **Uso de productos microbianos**

Finalmente otro método que existe es el uso de microorganismos, los cuales tienen la habilidad de absorber parafinas, y son muy efectivos en la remoción de los depósitos o reducción de los mismos. Es muy común este método debido a que no dañan el medio ambiente. Se inyectan por la tubería anular del pozo, y continuamente se están inyectando para mantener el tamaño de la colonia de microbios.

#### **4.8.3 Incrustaciones**

Son depósitos de componentes minerales inorgánicos que contiene el agua. Los sólidos pueden precipitar y formar depósitos de la salmuera una vez que se exceda la capacidad de solubilidad. Estos sólidos pueden permanecer en suspensión o precipitar en las paredes de las tuberías. Las incrustaciones más comunes son las que están formadas a base de carbonato de calcio.

La solubilidad de las diferentes especies de incrustaciones depende del equilibrio constante de temperatura y presión; los coeficientes de actividad, dependen de las concentraciones extras de temperatura y presión para cada una especie individuales, la fuerza mayor iónica de la solución, y las especies iónicas presentes. Una vez que la solución excede el límite de saturación, las incrustaciones comienzan a precipitar.

Las incrustaciones en la Industria Petrolera se pueden formar por dos razones:

1. Debido al cambio de temperatura o de presión en la salmuera durante producción, la solubilidad de algunos de los componentes inorgánicos disminuye y da lugar a que las sales precipiten.

2. Cuando dos aguas son incompatibles (tales como agua rica en calcio, estroncio y bario y agua de mar rica en sulfato) se mezclan. Las incrustaciones que se forman bajo estas condiciones son generalmente las de sulfato.

Las incrustaciones puede clasificarse en tres: 1) soluble en agua; 2) soluble en ácido; 3) ácido insoluble. Al interior de los pozos las incrustaciones se pueden remover mecánicamente o con productos químicos.

Las incrustaciones pueden ser:

- **Carbonato de calcio:** es el tipo de incrustación más común, presentase cuando un ion de calcio se combina con otro de carbonato, por lo general esto sucede con la presencia de  $\text{CO}_2$ , incrementado la solubilidad del carbonato de calcio en la salmuera. Así mismo, ocurre principalmente cuando la presión tiene una caída, mientras que con el incremento de la temperatura la solubilidad del carbonato de calcio baja.
- **Sulfato de calcio:** se asocia a bajas temperaturas, y debe su precipitación a la reducción de la presión.
- **Sulfato de bario:** es común que se presente, y muy difícil de tratarla, puesto que es considerablemente insoluble y por ende imposible de remover. Su presencia es común en el golfo de México y el Mar Norte, puesto que es común la presencia de bario en la salmuera. Su solubilidad incrementa con el aumento de la presión.
- **Sulfato de estroncio:** tiene mayor solubilidad que el sulfato de bario, así mismo su solubilidad incrementa con el aumento de salinidad, presión y temperatura.
- **Otras incrustaciones comunes:** se deben a la presencia de carbonato de hierro, óxido de hierro, sulfuro de hierro, cloruro de sodio, silicatos, los cuales son afectados principalmente por el pH y temperatura.



Figura 4.61 Depósito de cristales de sulfato de bario.

Los factores que pueden provocar la formación de incrustaciones son:

- **Perforación/terminación de pozos:** el problema aquí se ocasiona cuando el agua de formación es incompatible con el lodo de perforación o la salmuera, provocando con ello la formación de incrustaciones.
- **Inyección de agua:** la formación de incrustaciones se debe a que el agua inyectada no es compatible con el agua de formación.
- **Producción de agua:** cuando comienza la producción de agua, el riesgo por incrustaciones de carbonato surge, sin embargo esto dependerá de la química del agua de formación, y factores como son la presión y temperatura.
- **Yacimientos con alta presión y alta temperatura:** este tipo de yacimientos generalmente tiene sólidos totales disueltos de hasta 300000 ppm, temperaturas de 175 °C y presiones de yacimiento de hasta 15000 psi.

Las incrustaciones pueden precipitar en tanto en equipos de perforación como de producción, afectando con ello el flujo en las tuberías y resto de las instalaciones, es por ello que para su control y eliminación se utilizan inhibidores, los cuales se inyectan en pequeñas cantidades y tienen logran mantener su efecto por mucho tiempo, y a pesar de que se tenga la presencia de incrustaciones insolubles en ácidos estos pueden ser eliminados con disolventes químicos que tendrán una reacción lenta pero eficaz. Generalmente los inhibidores que se utilizan son: polifosfatos inorgánicos, polifosfatos orgánicos, fosfatos orgánicos y polímeros; la selección de inhibidor dependerá de ciertos factores como son la eficacia, estabilidad, costos, el tipo de incrustación, temperatura, pH, presión, viscosidad, entre otros.

#### 4.8.4 Hidratos de metano

Los hidratos de metano son mezclas de gas natural y agua. Se pueden formar a temperaturas de pozo por arriba de los 0° C donde la presión presente es alta. Los hidratos de metano son parte de un grupo de sustancias conocidas como clatratos, puesto que son moléculas huésped que forman una estructura reticular que actúa como una jaula para atrapar moléculas de gas  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$  que al ser combinados con agua forman hidratos.

Una de las principales características de los hidratos es el contenido de gas que tienen en cierto volumen, por ejemplo en 0.028 m<sup>3</sup> se tienen 4.8 m<sup>3</sup>.

La temperatura y la presión son los grandes factores que intervienen en la formación y estabilidad de los hidratos, cuando los hidratos se descomponen por la reducción de la presión y/o el incremento de la temperatura, se pueden producir grandes volúmenes de gas. Las combinaciones de presión y temperatura permiten que los gases naturales y el agua formen hidratos estables. Al igual que la temperatura y la presión, la composición del gas natural y la de la fase líquida afectan la formación de hidratos, a partir de los 300 m de profundidad de la superficie al lecho marino, la formación de hidratos tiene las condiciones favorables para ello.

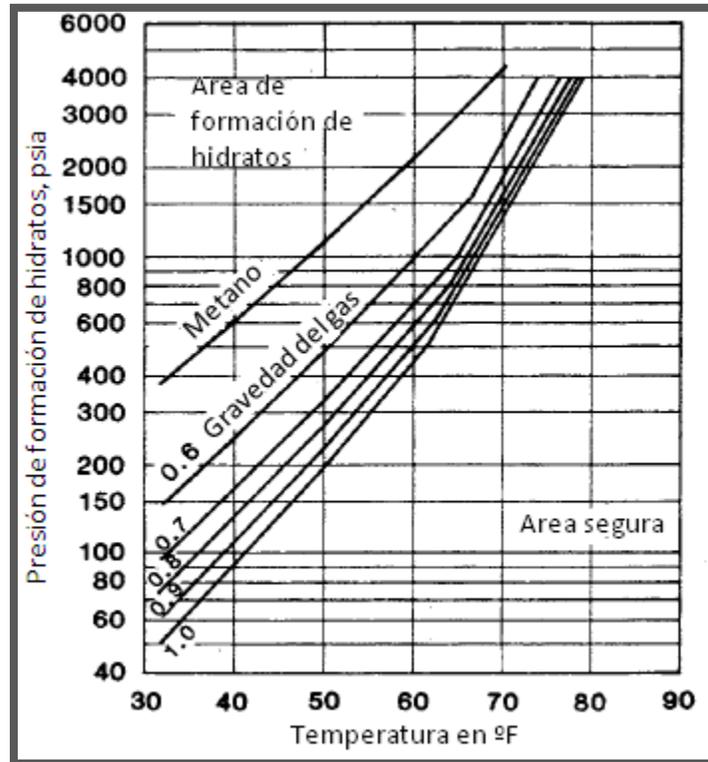


Figura 4.62 Condiciones necesarias de temperatura y presión para la formación de hidratos.

En operaciones de producción los hidratos de metano suelen afectar:

- Los risers de producción.
- Obstrucción del flujo en las tuberías.
- Taponamiento de las válvulas y las líneas de flujo.

Dentro de estos equipos los hidratos pueden permanecer semiestables a ciertos regímenes de temperatura y presión, sin embargo si llegan a ser liberados al agua de mar debido a algún fallo en los equipos o líneas de flujo dejaran de permanecer estables.

#### 4.8.4.1 Control para la formación de hidratos

Se tienen dos métodos que son utilizados con gran frecuencia para el tratamiento de hidratos: tratamiento con inhibidores de hidratos, y tratamiento de separación de la fase de gas del agua.

La extracción del agua (minimiza el potencial para la formación de hidratos) de la corriente de flujo submarina o fondo de pozo tiene grandes beneficios en las instalaciones submarinas como son:

1. Permite el incremento de la línea de flujo y las distancias del tieback.
2. Reduce los requerimientos de agua para el topside.
3. Elimina el uso de tratamientos químicos.

4. Reduce o elimina el uso de inhibidores de hidratos.
5. Reduce o elimina problemas causados por los componentes solubles del agua.
6. Reduce la altura de la columna de líquido, incrementando las tasas de flujo.
7. Reduce la corrosión en las líneas de flujo.
8. Permite la reducción del diámetro en la línea de flujo.

Los alcoholes como el metanol y glicol se conocen como inhibidores termodinámicos de los hidratos, los cuales al disolverse en soluciones acuosas con moléculas de agua provocan que se dificulte la participación de las moléculas de agua en la formación de hidratos.

Por otro lado, las características que deben tener los inhibidores de hidrato para ser aplicados con los fluidos de perforación son:

- ✓ La menor densidad posible con supresión de hidratos máxima.
- ✓ Compatibilidad con los componentes del fluido de perforación.
- ✓ Compatibilidad con las sales para balancear la supresión de los hidratos y la densidad del fluido.
- ✓ Proporcionar inhibición de para un agujero adecuado y la estabilidad de los recortes.

#### 4.8.5 Emulsiones

Una emulsión se define como la dispersión coloidal en un líquido (fase dispersa) en otro líquido (fase continua). Los tipos de emulsión que pueden presentarse en la industria petrolera son:

- Agua en aceite
- Aceite en agua
- Emulsiones complejas o múltiple.

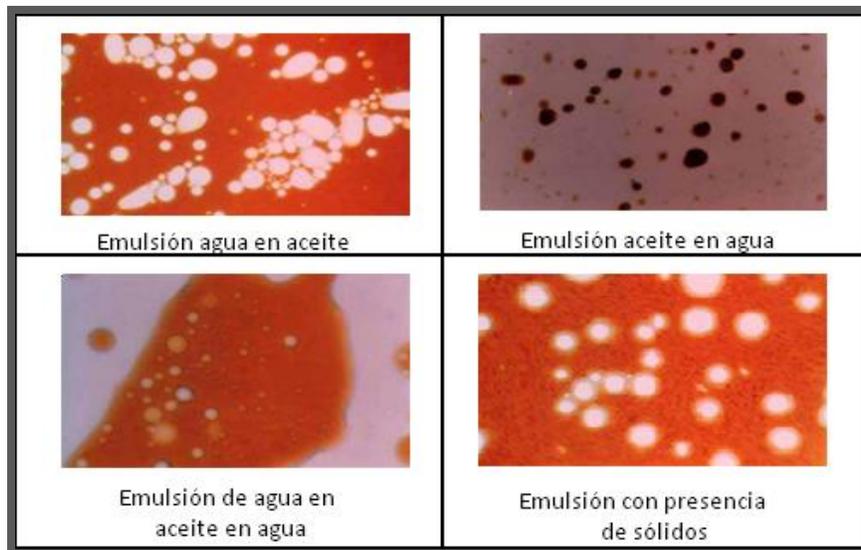


Figura 4.63 Representación de las emulsiones que pueden presentarse en la industria petrolera.

Las emulsiones son muy inestables, los factores que afectan su estabilidad son: materiales polares pesados del crudo, presencia de sólidos finos (asfaltenos, ceras, arenas, productos de la corrosión), temperatura, pH de la salmuera, composición de la salmuera, tamaño y distribución de las gotas.

Las emulsiones pueden aparecer en las operaciones de perforación, acidificación de los pozos, tratamientos del pozo y la inyección de fluidos.

- La presencia de emulsiones provoca:
- Declinación de la productividad
- Dificultades para separar el aceite del agua
- Altas viscosidades en los fluidos

Para el tratamiento de las emulsiones deben inyectarse demulsificantes, los cuales permiten romper y desplazar la película del agente emulsificante que rodea a la fase dispersa, con lo que se incrementa la tensión superficial y atracción molecular con lo cual se logra la mezcla de los dos fluidos. La desimulsificación incluye dos procesos: 1) Floculación (o coagulación, aglomeración); 2) Fusión.

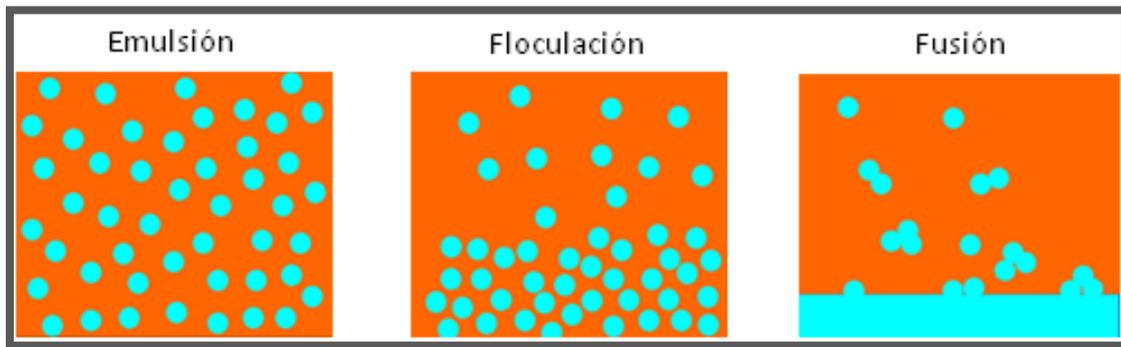


Figura 4.64 Etapas de la desimulsificación.

#### 4.8.6 Espumas

El proceso de formación de una espuma es muy similar al que ocurre en las emulsiones con la diferencia de que en este caso el agente disperso es un gas en un líquido.

Su principal problema para el aseguramiento de flujo es cuando se realiza la separación de los fluidos ya sea en la superficie o en los sistemas de procesamiento submarinos, sin embargo se ha encontrado presencia de espumas en risers, válvulas, líneas de flujo, estranguladores, cabeza del pozo. Generalmente se forman por los componentes surfactantes que puede llegar a tener la mezcla de fluidos, los cuales al mezclarse con agua y un régimen de flujo turbulento forman burbujas de gas o aire que quedan atrapados en la fase líquida.

Su estabilidad depende de:

- Temperatura
- Presión
- Interfaz líquido-gas
- Viscosidad de la interfaz

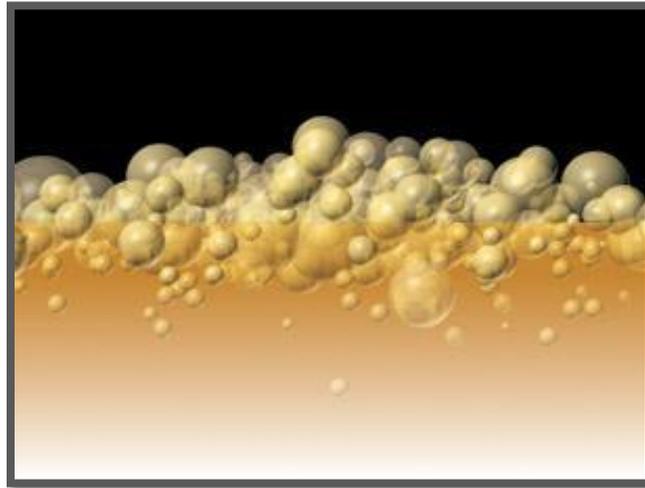


Figura 4.65 Representación de las espumas.

El control de las espumas se hace con el uso de antiespumantes, los cuales son químicos que disminuyen el pH de las espumas con lo cual son estabilizadas. Los antiespumantes más utilizados son ácido fosfórico, ácido acético y ácido clorhídrico, con el cual se debe tener un buen manejo para no provocar corrosión en los equipos.

#### 4.8.7 Flujo bache

Debido a la que los fluidos del yacimiento pueden ser una mezcla de aceite, gas y agua este tipo de flujo es muy común que se presente. Este flujo aparece cuando las fases líquidas y gaseosas se separan en forma de baches de líquido y burbujas de gas.

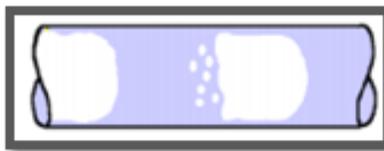


Figura 4.66 Flujo bache.

En aguas profundas este tipo de flujo puede ocurrir debido a que las líneas de flujo multifásicas operan a un velocidad apta para que el flujo bache se presente. Otra condición necesaria para que

el flujo bache se presente es que el fluido presente altos cortes de agua y gas libre, lo que genera contrapresiones y un gran problema para el aseguramiento del flujo.

Para controlar el flujo bache se requiere un monitoreo continuo, en el cual si este flujo es detectado deben aplicarse medidas como incremento de la producción, o el uso de un sistema artificial de producción con inyección de gas; de no ser controlado el flujo bache puede ocasionar el cierre del pozo.

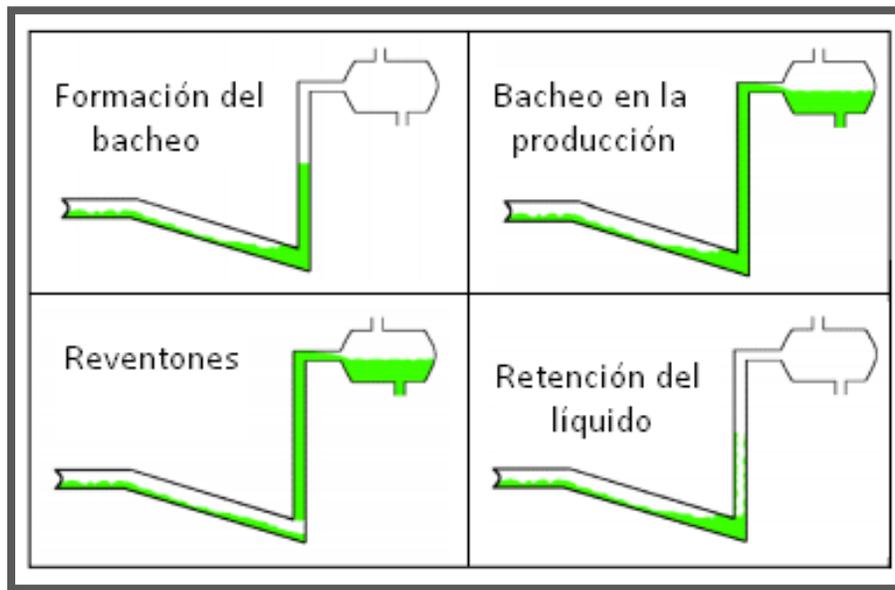


Figura 4.67 Esquematación de bacheo severo en el riser.

#### 4.8.8 Producción de arenas

Éste es uno de los grandes retos durante la producción de hidrocarburos costa afuera, especialmente en AP, donde se procura que la producción de arenas sea la menor posible, debido a los efectos que conlleva su producción como son la erosión y daño al equipo, lo que impide tener un buen aseguramiento de flujo.

Para el desarrollo de campos en aguas profundas es necesario que se cuente con un equipo que controle y maneje la producción de arena, sobre todo si el yacimiento se encuentra en areniscas no consolidadas, como en el caso del Golfo de México.

Los factores que determinan la cantidad de producción de arena son:

- Gasto de la producción
- Propiedades de la roca
- Viscosidad del fluido
- Fuerzas capilares
- Terminación de los pozos

La acumulación de arena puede provocar taponés en las líneas de flujo, en la tubería de producción, reduciendo el flujo de fluidos lo que puede desembocar en la generación de contrapresiones.

En muchos casos en lo que la producción de arenas es muy grande, debe pararse la producción, lo que afecta la economía del proyecto.

En muchos casos para su control se perforan pozos horizontales entubados y cementados, lo cual no es una alternativa económica. La técnica más utilizada para su control es la instalación de mallas adecuadas para el control de arenas y un empaque de grava en la cara de la arena para impedir el movimiento de las partículas de la arena desde el yacimiento hasta el agujero del pozo. El empaque de grava se puede lograr a través de un agujero de empaque de grava abierto o con un agujero de empaque de grava entubado. También pueden inyectarse resinas al yacimiento lo cual consolida la roca sin alterar su permeabilidad.

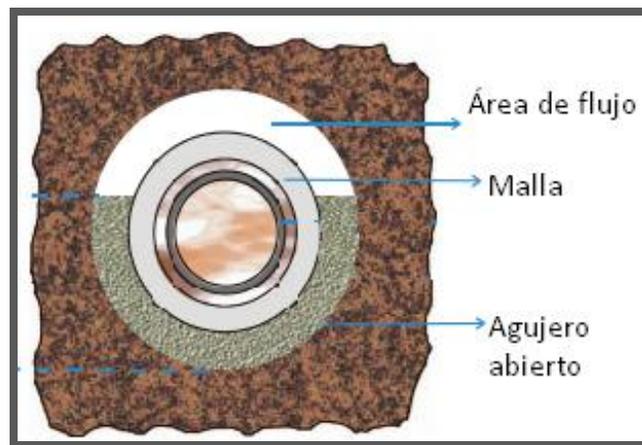


Figura 4.68 Control de arena con mallas.

## Capítulo 5

### Factores Ambientales y Técnicos que Generan Problemas en la Infraestructura de Aguas Profundas

La explotación de yacimientos en aguas profundas representa un gran reto debido a la cantidad de problemáticas a las cuales se enfrentan las instalaciones ya sean superficiales o submarinas, puesto que el medio ambiente en el que operan presenta factores desfavorables como lo son las corrientes marinas, la temperatura, presión y salinidad que se presentan en aguas profundas, la presencia de fenómenos naturales como son los huracanes.

Así mismo ciertos factores ya sean del yacimiento, o de los fluidos producidos pueden afectar seriamente tanto interna como externamente la infraestructura de perforación y producción. Algunos de los problemas que pueden presentarse en la infraestructura son: la formación de hidratos, precipitación de ceras, asfaltenos, incrustaciones, etc. Los cuales no solo afectan el estado de los equipos, si no que pueden afectar el flujo y con ello la producción del yacimiento.

Es por esto que se requiere el conocimiento de aquellos fenómenos y problemas técnicos que pueden poner en riesgo las instalaciones, su personal, y la producción de hidrocarburos, ya que de no prevenir este tipo de eventualidades se pueden generar desastres y pérdidas de grandes proporciones. Además es necesario conocer que problemas se pueden presentar a lo largo de la vida del proyecto para evitar que estas dificultades afecten la economía del mismo, puesto que la remediación suele ser muy costosa.

#### 5.1 Factores geofísicos

##### 5.1.1 Huracanes

Un huracán, de acuerdo con Marks Jr. (2003) es el término que se le da a las clases generales de fuertes ciclones tropicales.

Un ciclón tropical es la rotación de un sistema organizado de nubes y tormentas que se originan a través de aguas tropicales o subtropicales que tienen una circulación cerrada de bajo nivel, siendo así un sistema de baja presión del cual su energía proviene principalmente de la evaporación del agua de mar, y de la condensación asociada a nubes convectivas cerca de su centro.

Los vientos que se producen de un ciclón tropical alcanzan su máxima intensidad cerca de la superficie, decreciendo gradualmente hacia la atmósfera superior hasta que el flujo se vuelve anticiclónico, aproximadamente a unos 15 km de la superficie.



Figura 5.1 Huracán.

Los ciclones tropicales se clasifican de acuerdo a los vientos en: 1) Tormenta tropical con vientos sostenidos de entre 17 y 32 m/s; 2) Huracán con vientos igual o mayor a 33 m/s; 3) Huracán mayor cuando un ciclón tropical alcanza vientos de magnitud igual o mayor a 50 m/s. De acuerdo a la escala de intensidades SaffirSimpson los huracanes en una escala del uno al cinco, donde la categoría uno es la más débil y la cinco la más intensa. A partir de la categoría 2, se empiezan a presentar daños a las instalaciones superficiales costa afuera así como en las operaciones que se llevan a cabo en estas áreas.

La formación de los ciclones tropicales está en una región localizada entre los 30° N y 30° S, con el 87% de ellos localizados dentro de los primeros 20° a partir del ecuador. De estas observaciones parecen existir al menos cinco condiciones necesarias para el desarrollo de un ciclón tropical.

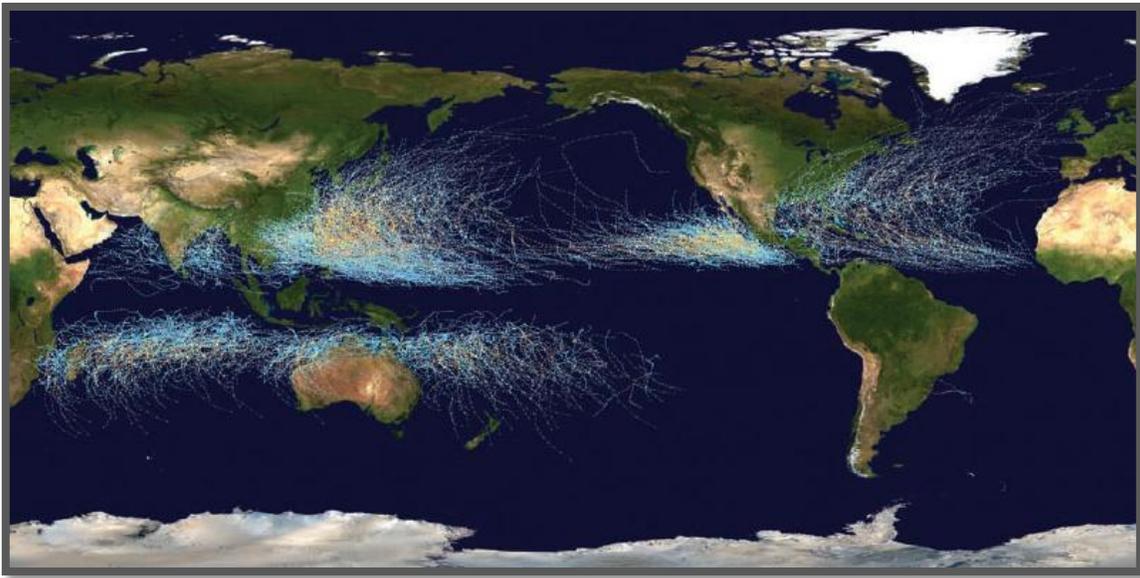


Figura 5.2 Regiones de formación de ciclones tropicales.

Como se puede observar en la figura anterior el Golfo de México se ve afectado por huracanes, principalmente entre el primero de junio y el treinta de noviembre, por lo que es necesario que para realizar operaciones en AP se tome en cuenta el riesgo que puede existir en relación a los efectos destructivos de un huracán, los cuales se deben al oleaje, precipitación, marea provocada por la tormenta y viento.

Los efectos que los huracanes pueden tener en la industria petrolera son:

- Daños en la torre y equipo de perforación.
- Daño de las embarcaciones y unidades de perforación y producción.
- Daños en las tuberías de producción
- Pérdida de producción
- Daños en oleoductos y equipo superficial que retrasa la reanudación de la producción
- Los equipos de perforación son propensos al movimiento, afectando más a las unidades que utilizan posicionamiento dinámico
- Pérdida total de instalaciones superficiales

### 5.1.2 Corrientes marinas y oceánicas

Las corrientes marinas y oceánicas son un estado dinámico que se presenta en los mares y océanos de todo el mundo, su comportamiento se debe a diversos factores como las diferencias de temperatura, el viento, las mareas, el Efecto de Coriolis y demás factores físico-químicos que se generan en la Tierra. Las corrientes submarinas en aguas profundas generalmente están

influenciadas por el comportamiento de las corrientes marinas y oceánicas superficiales, aunque también tienen variaciones debido a la fricción que se presenta con el suelo oceánico en regiones de poca profundidad.

Una característica importante de las corrientes es la baja velocidad que se presenta en aguas profundas comparada con aguas superficiales, esto debido a la baja temperatura, alta densidad y una menor exposición al viento. Sus masas se mueven continuamente y lentamente como respuesta a los gradientes de densidad que se presentan por las diferencias de la salinidad y temperatura del agua.

#### Corrientes marinas en el Golfo de México

El Golfo de México es un mar con una superficie de aproximadamente 1'942,500 km<sup>2</sup> y una profundidad aproximada de 4,000 m en su región central; se conecta al Mar Caribe por el canal de Yucatán y al Océano Atlántico por el Estrecho de Florida.

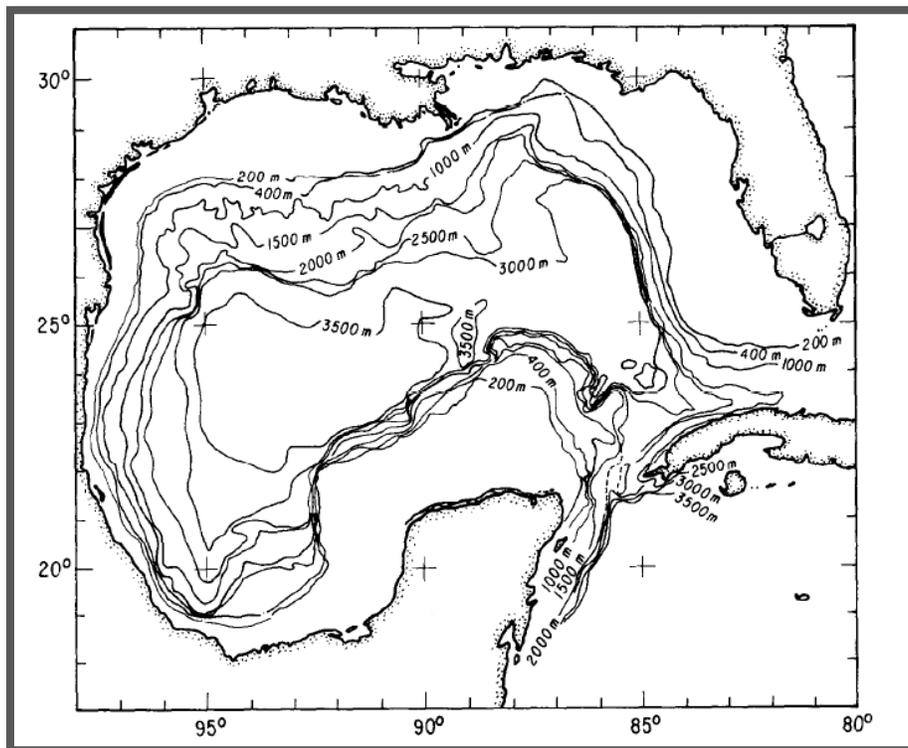


Figura 5.3 Localización geográfica y batimetría del Golfo de México.

Debido a la configuración antes descrita del Golfo de México, las corrientes marinas en él están influenciadas en gran parte por la corriente de Lazo, la cual consiste en un flujo de masa de agua proveniente del Caribe (corriente de Yucatán) que se encuentra en la capa superior del mar, fluyendo a través del canal de Yucatán formando una corriente meandrica con dirección al oeste del Golfo de México para después salir al Atlántico por el estrecho de Florida; las demás capas que

entran por el canal de Yucatán consisten en una masa de agua Antártica en la capa intermedia y de una masa de agua Noratlántica en la parte profunda; dependiendo de la estación del año pueden mezclarse dando flujos de agua con salinidades y temperaturas diferentes a las masas de agua originales.

Otra corriente de importancia en el Golfo de México existe en el norte de la costa oeste, y se debe a una respuesta de la circulación a la variación del efecto de coriolis (Monreal-Gómez 1986: 121) y al efecto que tiene la corriente de Yucatán.

Las corrientes principales en el Golfo de México dan lugar a la formación de remolinos anticiclónicos que tienen influencia directa sobre los campos petroleros, principalmente en las áreas de campos petroleros en aguas profundas.

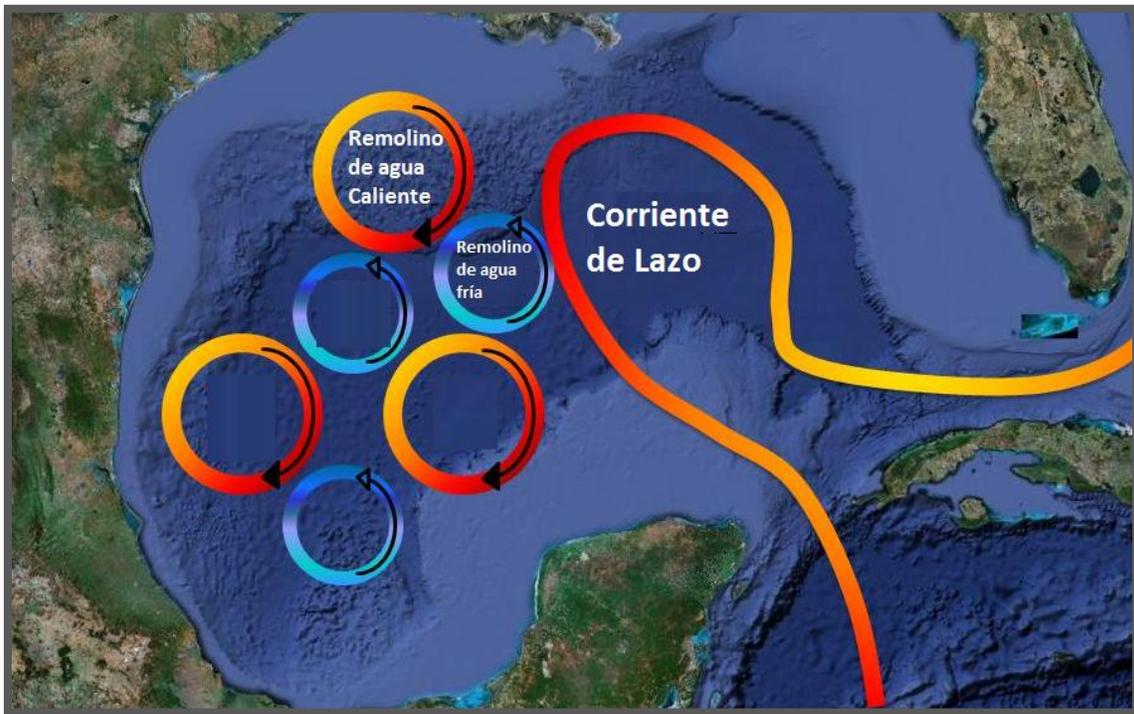


Figura 5.4 Corrientes marinas del Golfo de México.

Para poder conocer las afectaciones que generan las corrientes a las instalaciones y operaciones de la industria petrolera en aguas profundas se requiere dividir en dos los modelos de estudio:

- Corrientes superficiales, las cuales afectan directamente las embarcaciones y unidades flotantes.
- Corrientes submarinas, que afectan a los risers, tendones, líneas y cadenas de anclaje.

Diversos estudios oceanográficos han determinado modelos y tendencias de los movimientos de las masas de agua, las cuales varían dependiendo las condiciones meteorológicas, propiedades

físico químicas del agua y regiones. En la figura 5.5 se muestran siete patrones de movimiento de las masas marinas las cuales afectan a las instalaciones ya sea en mayor o menor grado.

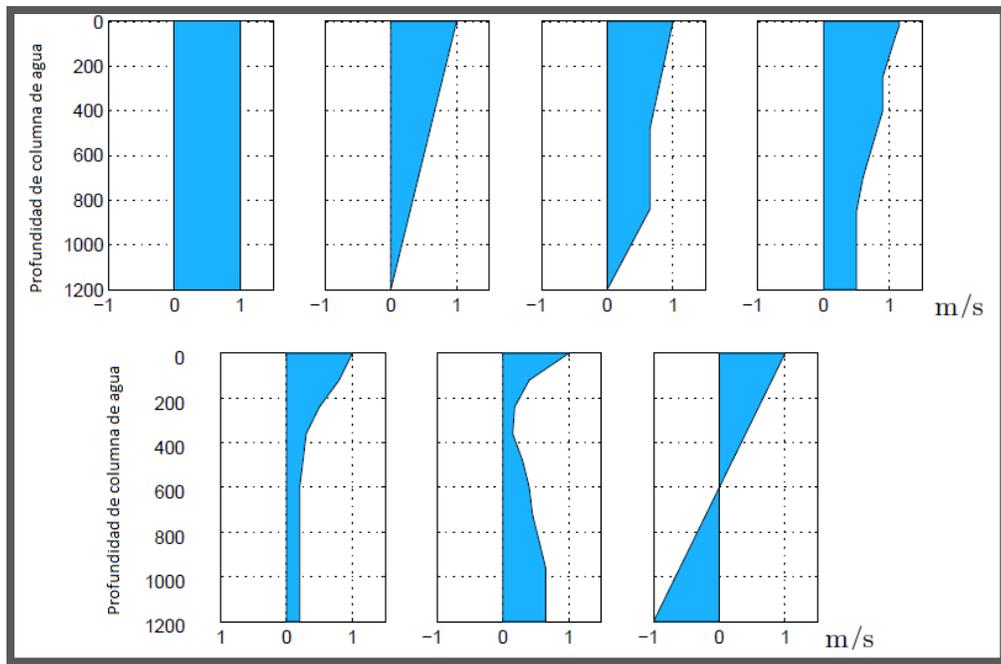


Figura 5.5 Velocidades y modelos de corrientes submarinas (Rustad).

La fuerza que generan las corrientes crea movimientos e inestabilidad en las instalaciones dependiendo de la combinación de las condiciones citadas anteriormente.

Uno de los elementos más importantes en las operaciones de perforación y producción en aguas profundas es el riser, el cual está a merced de este tipo de corrientes, su funcionamiento, desempeño y durabilidad dependerá en parte de los esfuerzos que son generados por el efecto de vibraciones inducidas por vórtices y desplazamientos creado por las corrientes.

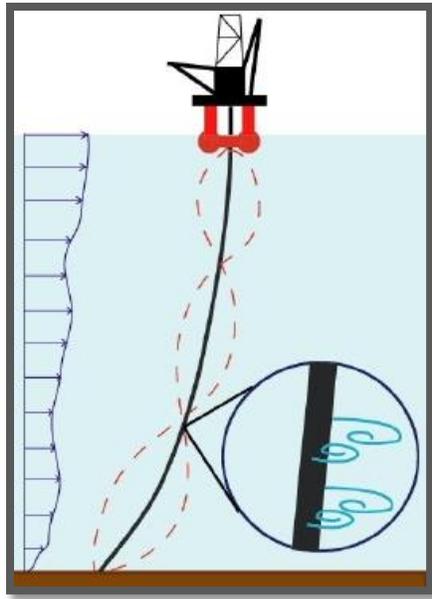


Figura 5.6 Vibraciones inducidas por vórtices en riser debido a corrientes. (Imperial London College).

Cada una de las operaciones ejecutadas en AP estarán sujetas al comportamiento ambiental del lugar en el que se realicen, ya que en algunas condiciones será imposible la ejecución de ciertas operaciones. Cabe mencionar que en caso de descontrol y derrame de un pozo en AP, se requerirá conocer cómo será propagado el hidrocarburo debido a las corrientes marinas, esto con el fin de poder planear su contención y remediación. Todos los factores ambientales podrán afectar la rápida o lenta propagación del hidrocarburo, por lo que es necesario considerar el comportamiento climático en las fechas en las que exista el peligro de propagación.

## 5.2 Factores geológicos

La dinámica terrestre en las zonas de aguas profundas tiene comportamientos similares a los existentes en tierra firme; la gravedad, los relieves, la composición interna de los estratos y su dinámica tienen una influencia directa en los ambientes de depósito en todos los mares y océanos.

La combinación de los factores geológicos genera fenómenos como los siguientes:

- Chimeneas de gas y volcanes de lodo, relacionadas a la presencia de hidrocarburos en zonas someras al lecho marino
- Hidratos de metano presentes en zonas de aguas profundas, debido a las características de presión y temperatura que se presentan en estas zonas combinado con la presencia de gas y agua en estratos poco profundos al lecho marino, lo que genera problemas en las operaciones de perforación
- Deslizamientos y flujos de escombros, debido a cambios abruptos en el relieve y la inestabilidad de los sedimentos, así como a movimientos sísmicos

- Inestabilidad tectónica debida a presencia de domos salinos

Debido a los factores anteriores, se hace necesario de estudios geotécnicos que puedan evaluar las zonas en las que se puede o no instalar la infraestructura submarina, anclas y pozos; una instalación en zonas inestables puede generar el riesgo de pérdida de las instalaciones en caso de algún movimiento mayor o emanación en el lecho marino.

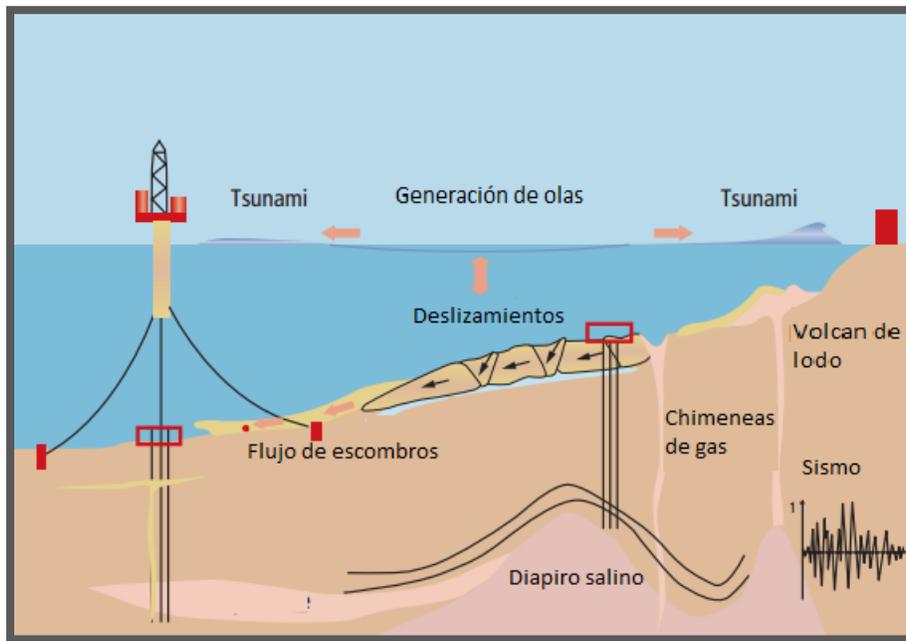


Figura 5.7 Riesgos geotécnicos en el lecho marino.

## 5.3 Factores físicos y químicos

### 5.3.1 Hidratos de metano

Las presiones hidrostáticas altas en el suelo marino y las bajas temperaturas que se encuentran en aguas profundas incrementan la probabilidad de formación de hidratos en risers, preventores, cabeza de pozo, estranguladores y líneas de matar.

Durante la operación de perforación los hidratos de metano pueden provocar los siguientes problemas:

- La obstrucción del estrangulador y líneas de matar, dificultando el uso de las líneas durante la circulación del pozo.
- El taponamiento en el inferior o en el BOP, provocando que el monitoreo de la presión del pozo por debajo de los BOP resulte imposible o difícil.
- La formación de hidratos alrededor de la sarta de perforación en el riser, BOP o el casing, provocando que el movimiento de la sarta de perforación sea un problema.

- La obstrucción entre la sarta de perforación y BOP genera problemas en el cierre completo de los BOP cuando se necesita.
- Al obstruir la cavidad de los arietes de los BOP se dificulta la apertura completa del mismo.



Figura 5.8 Hidratos de metano alrededor de un preventor.

Para evitar problemas generados por la formación de hidratos en las operaciones de perforación, terminación y producción se requiere hacer una buena evaluación de las condiciones de perforación, producción y el medio ambiente antes de realizar cualquier operación. Dicha evaluación debe considerar la temperatura, presión, composiciones de gas, propiedades del lodo de perforación y la composición de la fase líquida.

La selección de los fluidos de perforación para combatir la formación de los hidratos debe basarse considerando los siguientes factores:

- Estabilidad del pozo
- Prevención de atascamiento de la tubería
- Mitigación y prevención de la pérdida de circulación
- Fluido y gestión de control de sólidos
- Cumplimiento ambiental
- Contención de los costos
- Eliminación de residuos
- Objetivos de registro
- Daño de formación
- Supresión del hidrato de gas

### 5.3.2 Corrosión

Es una tendencia natural de los materiales a regresar a su estado termodinámico más estable. En la Industria Petrolera costa afuera se presentan factores ambientales desfavorables que no permiten evitar la corrosión, teniendo un alto impacto en problemas y costos de mantenimiento. La corrosión puede afectar tanto las instalaciones superficiales, como también el interior y exterior de los equipos submarinos y los componentes del pozo.



Figura 5.9 Corrosión en instalaciones superficiales, en el interior de una tubería y en el exterior de un equipo submarino.

Los mecanismos de la corrosión se clasifican en:

- Corrosión electroquímica
  - Corrosión galvánica
  - Corrosión en las curvaturas
  - Corrosión por pérdida de corriente
- Corrosión química
  - Ácido sulfhídrico
  - Dióxido de carbono
  - Ácidos
  - Salmueras
  - Efectos biológicos
- Corrosión mecánica
  - Erosión
  - Cavitación
  - Corrosión por estrés: es generado por el peso de las instalaciones o del equipo.

### 5.3.2.1 Factores que inducen la corrosión

Dentro del proceso de corrosión el oxígeno ( $O_2$ ) es un factor fundamental para que ésta se lleve a cabo, sin embargo no es común que se encuentre presente en las formaciones productoras, en realidad es durante la etapa de perforación cuando el oxígeno es introducido por medio de los fluidos de perforación al sistema del pozo, con lo que se provoca corrosión interna no sólo en las tuberías, si no también en todos los equipos en los cuales se maneja el lodo de perforación. Así mismo, el oxígeno al estar presente en el ambiente y agua de mar provoca con ello la corrosión externa del equipo de perforación, producción, tuberías.

La salinidad del mar incrementa en un 5% la formación de la corrosión, siendo así una de las causas por las cuales se presenta corrosión en las instalaciones superficiales y en el exterior de los equipos submarinos.

Por otro lado el agua, el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) debido a su bajo pH causan corrosión en las tuberías y equipos, ya que estos pueden transportarlos en su interior formando con ello un ambiente ácido, dando así lugar a la realización de la corrosión.

El  $CO_2$  puede estar presente en el lodo de perforación debido a que se forma por la degradación térmica de materiales orgánicos ó por la entrada directa desde la formación. En las operaciones de producción es común que el  $CO_2$  entre a los equipos debido a los gases que se producen en los que se encuentra el  $CO_2$ .

La presencia del  $H_2S$  se debe a que este gas está presente en las formaciones, al igual que puede formarse debido a la degradación térmica de ciertos productos que contiene el lodo de perforación.

Así mismo, se debe tener precaución durante la cementación ya que ciertos aditivos del cemento son ácidos, resultando con ello mayores probabilidades de que exista corrosión en el equipo del pozo.

### 5.3.2.2 Control de la corrosión

La corrosión de los equipos es imposible de evitar, sin embargo puede ser controlada para lo cual se ha optado por diferentes métodos ya sea para el interior o exterior del equipo.

El control de la corrosión puede ser de tres formas:

- Control del ambiente
- Diseño de los materiales
- Diseño de una barrera entre el material y el ambiente que lo rodea

### ❖ Protección de equipo superficial

Debido a que la corrosión puede afectar las instalaciones superficiales de perforación y producción, atribuido a su naturaleza híbrida con la que están formadas. Los retos para controlar la corrosión en las instalaciones superficiales surgen de:

- El uso de materiales de alta resistencia en estas estructuras.
- La necesidad de controlar el peso y reducir la tolerancia de corrosión.
- Hay muchos espacios confinados y tanques.
- Falta de historial operativo.
- Existe un gran número de componentes dinámicos y conexiones sin soldar.
- La inspección y control puede ser difícil.

La solución más práctica es la colocación de una barrera aislante sobre el equipo, en las instalaciones superficiales utilizadas costa afuera, para ello es común utilizar una pintura con alto contenido de zinc, lo que forma una barrera contra la lluvia, condensación de la sal de mar.

En las zonas de las instalaciones superficiales donde las olas chocan con esta barrera se ve erosionada por lo cual aquí se incrementa el espesor del metal protegiéndolo con la barrera, compensado así la pérdida de metal superior.

En las otras zonas generalmente se utiliza protección catódica. Por otro lado, muchas veces se incrementa la tensión relacionada a la corrosión cuando en las partes inferiores de las instalaciones superiores se adhieren algas marinas y crustáceos incrementando con ello el peso.

En los equipos de superficie, la solución más simple es colocar una barrera aislante sobre el metal en cuestión. Instalaciones en alta mar son a menudo pintados con alto contenido de cinc cebadores para formar una barrera contra la lluvia, la condensación, la niebla de pulverización y mar. La imprimación de zinc no sólo forma una barrera física, sino que también actúa como un ánodo de sacrificio de la barrera debe ser violada.

### ❖ Protección del interior del equipo

Se utilizan inhibidores como el monoetilenglicol que es un tratamiento químico que se inyecta a través de la línea de flujo. Así mismo se utilizan estabilizadores de pH que ayudan al control de la corrosión.

Los risers y las tuberías de perforación se cubren internamente con una cubierta de resina que ayuda contrarrestar el efecto de la corrosión en las tuberías. Así mismo una grasa especial, que es sirve también como lubricante se pone en las juntas del riser para el control de la corrosión.

Por otro lado el lodo de perforación que se utiliza juega un papel importante dentro de la corrosión, el cual debe tener un alto pH evitando con ello tener un ambiente ácido en las tuberías y equipo por el cual viaja, sin embargo se sabe que algunos lodos de perforación están hechos a

base de polímeros los cuales tienen bajo pH; en cambio los lodos base aceite y base agua tienen alto pH, siendo con ellos lodos no corrosivos. Así mismo el mantener el pH alto en el lodo de perforación es muy importante debido a que puede tener presencia de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , componentes que se controlan por medio de inhibidores inyectados en el lodo de perforación o con hidróxido de calcio que permite la precipitación del  $\text{CO}_2$  reduciendo con ello su nivel en el lodo. Y el uso de cromato de sodio, cromato de zinc y nitrito de sodio ayudan a remover rápidamente el  $\text{H}_2\text{S}$ .

Para un mejor control de la corrosión, ésta es monitoreada. Con ayuda de ROV's puede verse el estado físico en el que se encuentran los equipos submarinos, así mismo por medio de rayos X y ultrasónicos puede detectarse si hay presencia de corrosión en el interior de las tuberías. Así mismo el lodo de perforación se analiza para descartar la presencia de oxígeno,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  y bacterias que podrían generar corrosión interna.

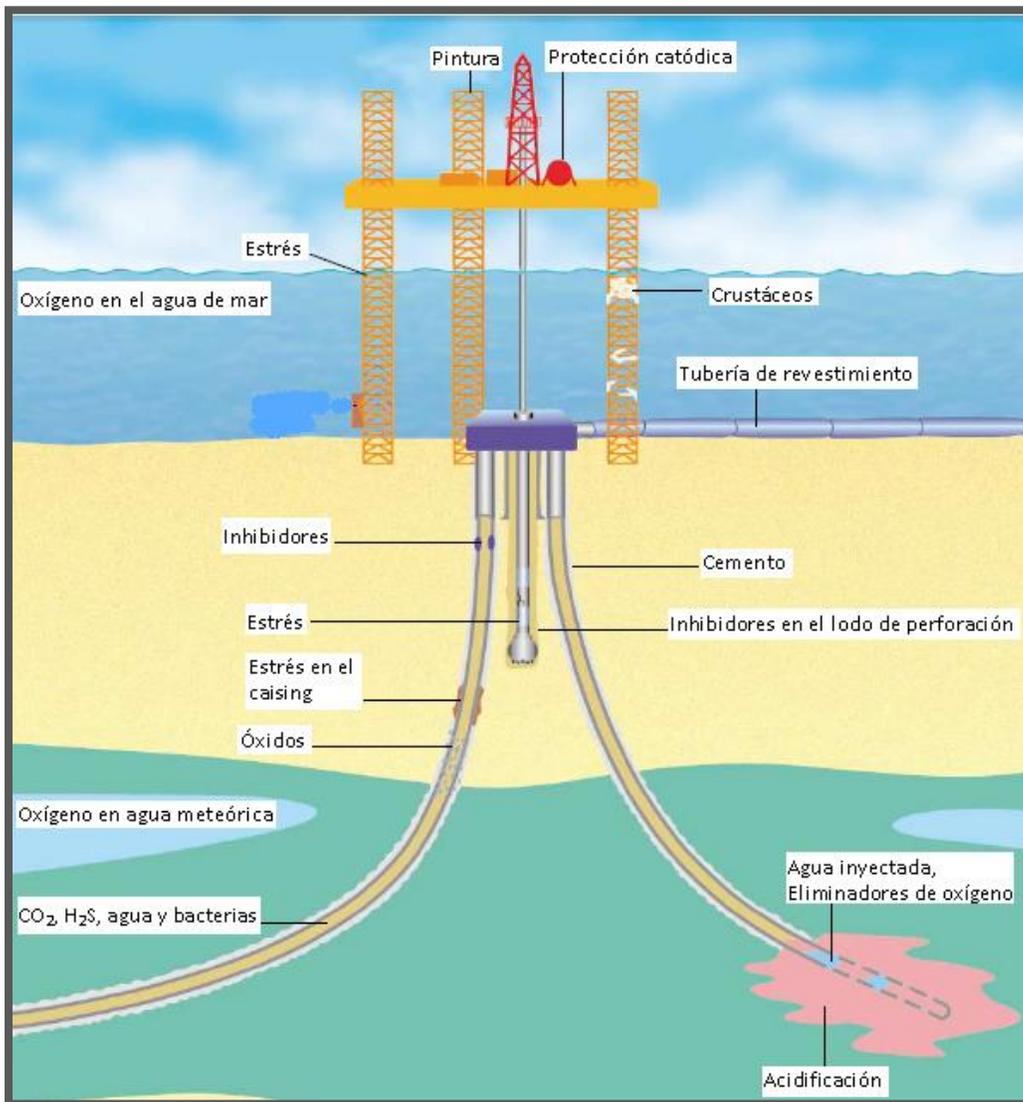


Figura 5.10 Factores que controlan la corrosión y factores que se involucran para que se presente.

### 5.3.3 Erosión

En todos los sistemas de producción (ya sea en tierra, aguas someras o aguas profundas), la erosión ha sido reconocida como una fuente potencial de problemas. En los últimos años se han presentado muchos problemas en las plataformas de producción, unidades de perforación y equipo submarinos debido a la erosión.

La erosión se ve afectada por numerosos factores, y los cambios pequeños o sutiles en las condiciones operacionales que pueden afectar significativamente el daño. La detección de la erosión es difícil, especialmente para quienes no están familiarizados con la forma en que se produce la erosión.

Hay dos mecanismos principales de la erosión:

- Choque directo: Normalmente, la erosión más severa ocurre en las conexiones que ayudan a redirigir el flujo como en los codos.

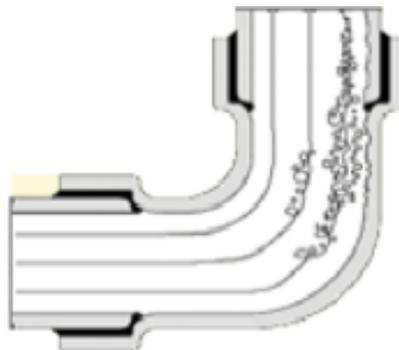


Figura 5.11 Erosión por choque directo.

- Choque aleatoria: Este tipo de erosión se produce en los tramos rectos de tubería a pesar de que no hay flujo a velocidad media dirigiendo hacia la pared. Sin embargo, las la presencia de flujo turbulento puede proporcionar a las partículas cierto impulso en dirección a las paredes de la tubería, pero las fluctuaciones turbulentas son un proceso aleatorio.

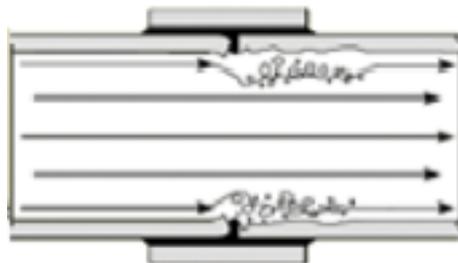


Figura 5.12 Erosión por choque aleatorio.

Los equipos que son más susceptibles a la erosión son

- Estranguladores
- Válvulas
- Reductores
- Tuberías rectas
- Codos

### 5.3.3.1 Tipos de erosión

#### ❖ Erosión por arenas

La erosión de partículas por arena es la más común, debido a las pequeñas cantidades de arena que se arrastra en el fluido que se produce, inclusive en pozos donde la tasa de producción de arenas es muy baja, la erosión puede presentarse cuando las velocidades de producción son elevadas.

Las arenas que viajan en los hidrocarburos, dependen de la geología del yacimiento, lo cual determina el tamaño de las arenas, las partículas aceptables van de los 50 a las 500 micras, donde la densidad aceptable para éstas es de  $2600 \text{ kg/cm}^3$ . Así la granulometría de las arenas puede tener mayor impacto de erosión cuando las partículas son más grandes.

La erosión en los sistemas de producción causada por arenas se determina en base a la naturaleza de la arena y la forma en que se produce y transporta, así mismo para determinar cuanto se erosiona en un pozo se requieren conocer ciertos factores geológicos.

Por otro lado es más fácil que los yacimientos de gas erosionen el equipo que los yacimientos donde se producen líquidos, debido a que la velocidad de flujo de los gases es mayor. Así mismo cuando las arenas se encuentran en fluidos de alta densidad y viscosidad es menos probable que impacten en las paredes de los equipos, en cambio cuando las arenas están presentes en fluidos de baja densidad y viscosidad las partículas tienden a viajar en línea recta chocando en las paredes al presentarse cambios de dirección en el flujo, provocando con ello la erosión de los equipos.

#### ❖ Erosión-corrosión

Es una combinación de los efectos que pueden ocasionar en los equipos la erosión y la corrosión, ya que pueden existir fluidos que sean corrosivos y en los cuales viajen partículas sólidas que provoquen la erosión, y en conjunto la corrosión y erosión que genera este fluido provocará graves problemas a los equipos haciéndolos débiles y propensos a romperse.

Por otro lado la hidrodinámica de la mezcla de múltiples fases afectan el grado de humectación de las paredes de la tubería y la distribución de los inhibidores de la corrosión inyectados. Por lo

cual, la película de inhibidor será eliminado conforme avance el tiempo, lo que provocara mayores tasas de corrosión.

#### ❖ Erosión por goteo

La erosión de las gotas se produce en sistemas húmedos de flujo de gas o de múltiples fases en las que pueden formar gotas. La tasa de erosión depende de un número de factores incluyendo el tamaño de gota, la velocidad de impacto, la frecuencia de impacto, y de la densidad y viscosidad del líquido y gas. Inicialmente, el impacto gotitas no causan la erosión debido a la existencia de capas protectoras sobre el superficie. Sin embargo, después de un período de tiempo, la rápida erosión establece en el peso y pérdida llega a ser significativa y se incrementará linealmente con el tiempo.

#### ❖ Erosión por cavitación

La cavitación puede generarse cuando el líquido pasa a través de un área restrictiva de baja presión. Cuando la presión se reduce por debajo de la presión de vaporización del líquido, se forman burbujas, las cuales se colapsan y generan una ola de descarga. Las ondas de choque pueden dañar el sistema de tuberías.

Es difícil que exista cavitación cuando se producen aceite y/o gas debido a que la presión normal de funcionamiento generalmente es mucho mayor que la presión de vaporización del líquido.

### 5.3.3.2 Control de la erosión

Los siguientes métodos se utilizan para el control de la erosión en las tuberías de acero:

- Medidores ultrasónicos, se utilizan para sujetar la superficie externa de la tubería: Envían un pulso ultrasónico del espesor y la pérdida del material pérdida para determinar la gravedad erosión. El método es sensible al ruido de otras fuentes; otra limitación es que sólo se comprueba una región determinada de la tubería.
- Sondas de resistencia eléctrica, miden la erosión acumulada como aumento de la resistencia eléctrica en una sección transversal conocida. Sin embargo, la calibración y los cambios de temperatura son sus limitantes.
- Sondas electroquímicas, determinan la tasa de erosión a través de la medición de la resistencia a la polarización lineal entre electrodos a través un electrolito conductor que se circula por el interior de la tubería. Este método es adecuado sólo para líquidos conductores tales como el agua, o sistemas de aceite con alto corte de agua.

Así mismo para mitigar la erosión los métodos que se llevan a cabo son:

- ✓ Reducción del gasto de producción, con lo que se disminuye la velocidad de flujo y la producción de arenas, sin embargo este método tiene implicaciones financieras desfavorables.
- ✓ Reemplazo de codos de las tuberías por válvulas, puesto que éstas presentan menos erosión que los codos de las tuberías, aunado a esto los tipos de flujo que se dan en los codos provocan mayor erosión.
- ✓ Utilizar tuberías con pared más gruesa, puede incrementar la vida útil del equipo. Sin embargo utilizar tuberías de espesores gruesos reduce la tubería del pozo lo cual incrementa la velocidad de flujo con lo que aumenta la tasa de erosión.
- ✓ Utilizar materiales como carburo tungsteno, revestimientos, cerámicos, etc., puesto que son más resistentes a la erosión, comparado con los metales dúctiles que son utilizados generalmente en la industria petrolera.

Generalmente los hidratos se manifiestan en los procesos de perforación y producción; pueden aparecer en cualquier momento y en cualquier lugar en un sistema donde haya presencia de gas natural, agua, y determinada presión y temperatura. Es raro encontrar hidratos en la tubería por debajo de la válvula de seguridad del fondo del pozo y tuberías después de la plataforma.

#### **5.3.4 Cambios generados por la temperatura**

Generalmente la probabilidad de tener alta presión y alta temperatura en los yacimientos en aguas profundas es alta, por lo que se requiere considerar válvulas, ductos y sistemas de control capaces de resistir dichas condiciones, adicionalmente deben estar diseñados para cumplir con las especificaciones para poder realizar las conexiones necesarias de la arquitectura submarina.

Una de las problemáticas de mayor impacto es debido a las diferencias de temperaturas extremas en el fondo marino y los fluidos de yacimiento, ya que puede existir una expansión y contracción de los materiales con la variación térmica en situaciones de paro y arranque del flujo a través de la arquitectura de producción, comprometiendo el funcionamiento de las válvulas, conexiones y ductos.

Para los ductos submarinos generalmente instalados superficialmente al lecho marino, se deben considerar estas expansiones así como el relieve en el que serán instalados ya que probablemente exista un desplazamiento o pandeo lateral, pudiendo inducir alguna ruptura, por fractura o fatiga.

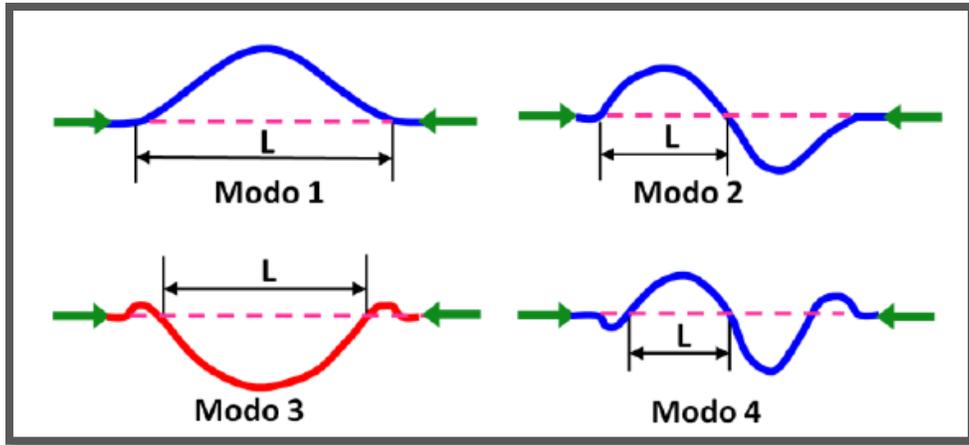


Figura 5.13 Formas de pandeo lateral en ductos, Hobbs (1984).

## Capítulo 6

### Efectos en el Medio Ambiente por las Actividades Petroleras en Aguas Profundas

La industria petrolera en aguas profundas está sometida a estrictas regulaciones y normas que deben ser cumplidas para evitar en lo medida de lo posible la contaminación ambiental, no obstante como cualquier otra actividad humana implica un cierto grado de efecto sobre el medio ambiente el cual es comparado con cualquier otra industria en el mundo, sin embargo las operaciones de la industria petrolera en aguas profundas son de alto riesgo, debido a esto se requiere conocer las afectaciones que pueden llegar a suscitarse y sus posibles remediaciones, ya que el medio marino es muy delicado además de ser un medio de propagación muy eficaz y rápido.

Los efectos que se dan al medio ambiente por una mala actividad de la industria petrolera en AP, se deben principalmente a la liberación de los fluidos de perforación y recortes que se obtienen al perforar los pozos, liberación de pequeños o grandes volúmenes de hidrocarburos u otra clase de fluidos que son utilizados para controlar los equipos y sistemas de producción, perforación y transporte, e incluso químicos que se utilizan para inyectar en el pozo.

Para evitar que se tengan problemas como estos se recomienda el uso de metodologías eficaces que sean capaces de detectar fugas y caracterizar la toxicidad de los químicos que se utilizan.

Los equipos submarinos así como las líneas de flujo presentan una alta probabilidad de presentar fallas que dan como resultado fugas, las cuales muchas veces pueden ser imperceptibles.

En este capítulo se explicarán los factores que pueden provocar tanto pequeñas como grandes alteraciones en el ambiente marino, los efectos ambientales que se provocaron por el accidente en Macondo y las remediaciones que se utilizan en caso de tener un accidente.

#### 6.1 Efectos de baja intensidad

Actualmente debido a las políticas ambientales, el manejo de los residuos es tomado con gran responsabilidad, aunque algunas veces puede ser que una mala práctica genere afectaciones de baja intensidad como son:

##### ❖ Efectos por perforación

Una de las etapas en que mayor riesgo de impacto ambiental se puede provocar, es al perforar, ya que algunas veces los fluidos de perforación y los recortes son liberados al mar. Estos fluidos

pueden tener pequeñas cantidades de compuestos orgánicos, sin embargo la presencia de aditivos químicos inorgánicos es mucho mayor, pudiendo alterar el medio ambiente submarino.

#### ❖ Efectos por descargas de agua producida y arenas

El agua de producción, puede contener pequeñas cantidades de hidratos, parafinas, incrustaciones, químicos inhibidores, así como elevadas concentraciones de metales, nutrientes, radionúclidos, e hidrocarburos. Por otro lado, las arenas producidas contienen crudo y pueden tener otros compuestos que incluyen metales y materiales naturalmente radiactivos.

Debido a las regulaciones ambientales, el agua es tratada en la superficie y descargada de acuerdo a las normas de cada país, mientras que las arenas producidas se almacenan en las instalaciones superficiales, siendo transportadas a tierra para su eliminación de acuerdo con los reglamentos actuales.

En los últimos años, las mejores prácticas de ingeniería intentan minimizar el agua producida y la producción de arena mediante la selección certera del intervalo productor, la instalación de tecnologías de control de pozo, y otras aplicaciones para el control de arena (Bernt 2004).

La magnitud potencial de este efecto puede variar dependiendo de las condiciones locales ambientales y las concentraciones de componentes tóxicos en el agua y arenas.

## 6.2 Liberación de fluidos al medio ambiente

En este punto, es importante reconocer la diferencia que existe entre las fugas y la liberación catastrófica de fluidos, que pueden provocar explosiones, ocasionadas por fallas mecánicas en las operaciones de perforación, producción, transporte y procesamiento.

La liberación catastrófica de grandes volúmenes de líquidos o productos químicos de tratamiento pueden deberse a fallas mecánicas en los equipos de procesamiento de líquidos o en las líneas de flujo, a errores humanos, o fenómenos naturales como sismos, huracanes y otros fenómenos naturales no previstos. Estos fenómenos, en aguas profundas realmente son un problema ya que se cuenta con menor tiempo para llevar a cabo las medidas de seguridad oportunas.

Sin embargo, actualmente las explosiones costa afuera no son muy comunes debido a los equipos de prevención que se utilizan, como los preventores, válvulas de seguridad entre otros.

Así mismo, los accidentes catastróficos y las fallas de los equipos, no sólo tienen impactos ambientales si no también graves impactos económicos, puesto que se requiere remediar los daños causados al medio ambiente, y la suspensión de las operaciones que se estaban realizando antes del accidente.

Las fugas en el medio ambiente marino generalmente se generan lentamente y en muchas ocasiones son un evento que pasa desapercibido. La causa más común de las fugas es el deterioro

de las instalaciones de producción y equipo de procesamiento, esto debido a la corrosión, erosión, entre otros. Aunque esto es raro, el monitoreo cuidadoso y la inspección de los equipos submarinos y líneas de flujo es necesario para reducir la frecuencia de las fugas; donde realizar el monitoreo y la reparación de fugas resulta sumamente difícil en aguas profundas, debido al difícil acceso que se tiene al equipo submarino, por lo que es necesario el uso de ROV's, para detectar estas fallas y realizar las remediaciones.

La causa más común que presenta efectos ambientales en los ecosistemas marinos, se deriva de fugas de los fluidos de producción a través de varias conexiones o roturas en las tuberías y los equipos submarinos. Presentando mayor probabilidad de surgir en aguas profundas debido a que el número de conexiones que se realizan entre los equipos es mucho mayor que en aguas someras.

Los puntos débiles en las conexiones de los equipos puede deberse a:

1. Un error humano (montaje y conexión incorrectas)
2. La corrosión
3. La erosión (material más delgado / pared / espesores)

Los químicos más comunes que pueden ser liberados en cantidades mensurables son monoetilenglicol o metanol, productos químicos utilizados para eliminar parafinas, asfaltenos, hidratos de metano y otros inhibidores que se presentaron en el capítulo 5. Se considera que estos productos tienen baja toxicidad, aunque si pueden ocasionar serios problemas cuando se presentan en volúmenes grandes. Aunado a lo anterior las cantidades que se inyectan de estos productos es muy baja, lo que puede asegurar que a pesar de que la fuga no sea percibida la concentración de estos en el agua de mar no tendrá ningún efecto medible.



Figura 6.1 Fuga detectada por un ROV.

### 6.3 Derrames de petróleo

Un derrame de petróleo en el mar es la liberación de hidrocarburos en el medio ambiente debido a un accidente en la industria petrolera, y es una forma de contaminación de gran impacto. El término a menudo se refiere a los derrames de hidrocarburos en el mar.

La limpieza de los derrames puede tardar meses o incluso años. El petróleo también se libera en el medio ambiente por filtraciones naturales geológicas del fondo marino. Este tipo natural de contaminación por emisiones de petróleo no se puede prevenir.

El aceite generalmente se extiende rápidamente a través de la superficie del agua para formar una capa fina de aceite. A medida que el proceso de difusión continúa, la capa se vuelve más y más delgada, hasta finalmente convertirse en una capa muy delgada llamada brillo. Dependiendo de las circunstancias, los derrames de petróleo pueden ser muy perjudiciales para la biota marina.

Mediante la observación del espesor de la película de aceite y su aparición en la superficie del agua, es posible estimar la cantidad de petróleo derramado. Si el área superficial del derrame es también conocido, el volumen total del aceite puede ser calculado.



Figura 6.2 Derrame de petróleo.

#### 6.3.1 Respuesta a los derrames

##### ❖ Control de derrames en pozos en perforación de Aguas Profundas

Los derrames petroleros debidos a descontroles de pozos requieren de una rápida respuesta para tratar de contener la fuga de los fluidos, generalmente se producen cuando el flujo de

hidrocarburos ha pasado las barreras (BOP's) de contención dispuestas en el cabezal del pozo submarino debido a alguna falla o a un mal funcionamiento de los preventores.

Para poder controlar el pozo convencionalmente se requiere que la infraestructura superficial, el riser y las líneas de matar se encuentren en buen estado y funcionen adecuadamente, en dado caso que la plataforma se encuentre en peligro de perderse probablemente se verá afectada la integridad del riser de perforación lo que requerirá de técnicas especiales para poder contener el pozo.

A partir del accidente de BP en el Golfo de México se han generado metodologías para optimizar la respuesta ante esta eventualidad, las cuales requieren de una implementación paralela de operaciones, inyección de dispersantes a boca de pozo, la necesidad de equipos de perforación, buques de recolección y herramientas especiales.

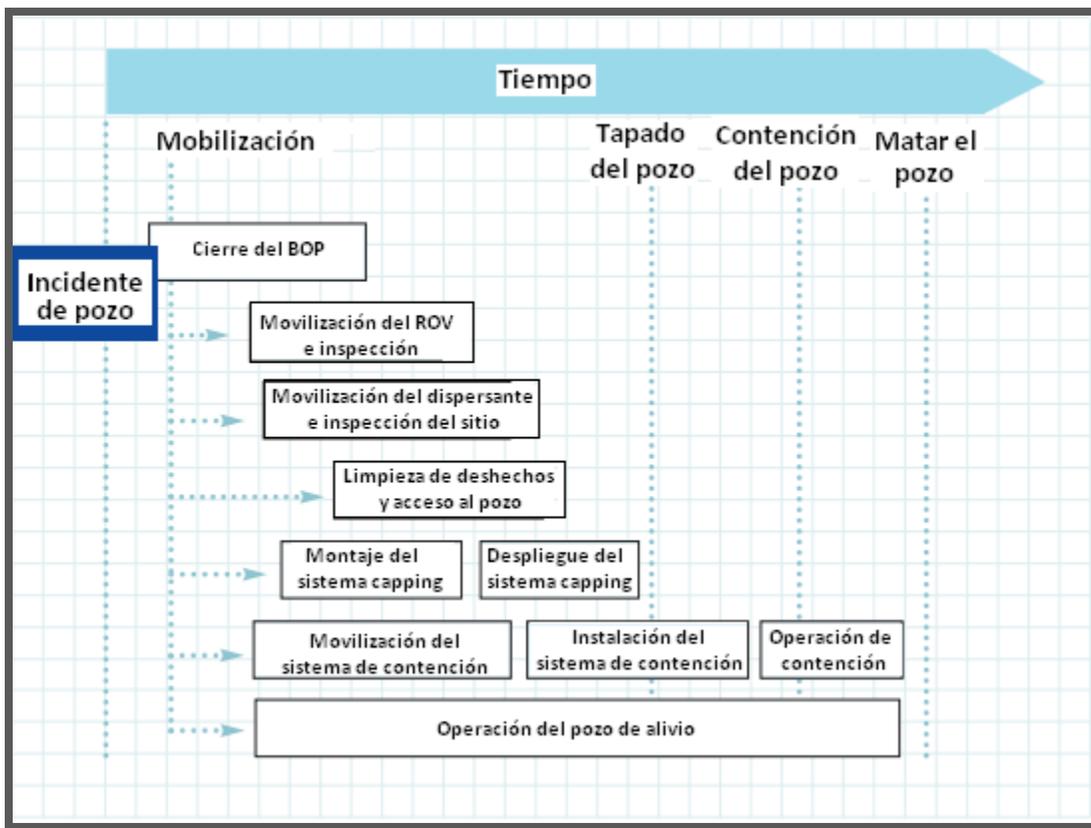


Figura 6.3 Cronología de medidas de respuesta en un derrame.

### ❖ Capping Stack

Una de las herramientas más empleadas para poder contener el flujo de hidrocarburos de pozos en descontrol así como proporcionarle un sello al pozo en AP es el Capping Stack, el cual consiste en un arreglo de preventores y válvulas unidos a un conector diseñado para acoplarse al LMRP o

en algunos casos a la tubería ascendente. En su parte superior se acoplaran a una tubería ascendente la cual despliega el dispositivo y puede conducir los fluidos producidos del pozo en descontrol.

Cabe señalar que existen variantes en este tipo de dispositivos los cuales pueden proporcionar un sello o simplemente utilizarse como medios desviadores y recolectores del flujo.



Figura 6.4 Capping Stack de Helix Well Containment Group.

## 6.4 Métodos de limpieza de los derrames

Los métodos que se utilizan para limpiar los derrames de petróleo en el mar, pueden ser naturales, químicos o físicos.

### 6.4.1 Métodos naturales

Los métodos naturales son la acción en la cual el aceite es eliminado y degradado naturalmente, para esto no se realiza ninguna operación. En muchas ocasiones, es preferible que el área afectada se recupere naturalmente a intervenir en la zona, debido a que suele ser más rentable, además de que en muchos sitios la intervención puede causar un daño mayor al ambiente. Se debe aclarar que si el método de limpieza es natural, se debe tener mucha atención en que realmente se esté realizando el proceso natural.

Los métodos naturales de limpieza son:

- **Evaporación:** es el proceso natural de limpieza más importante durante las primeras fases después de un derrame petrolero, y que se traduce en la eliminación de los componentes más ligeros del crudo. Dependiendo de la composición del aceite

derramado, los componentes más ligeros pueden evaporarse dentro de las primeras 12 horas después de un derrame (EUA EPA, 1999).

- **Foto-oxidación:** se produce cuando el oxígeno bajo la luz solar reacciona con los componentes del aceite. La foto-oxidación conduce a la descomposición de los compuestos más complejos en compuestos más simples que tienden a ser más ligeros y más soluble en agua, permitiendo que se degrade mayor volumen de hidrocarburo derramado a través de otros procesos.
- **Biodegradación:** algunos tipos de microorganismos presentes en el mar, son capaces de oxidar los hidrocarburos. La biodegradación es un mecanismo particularmente importante para eliminar los componentes no volátiles de aceite en el medio ambiente. Esto es un proceso relativamente lento y puede requerir meses o años para que los microorganismos logren degradar una fracción significativa del aceite atrapado en los sedimentos de ecosistemas marinos.

#### 6.4.2 Métodos físicos

Los métodos físicos requieren de la intervención humana, y equipos para remover el crudo derramado en el mar. Dentro de estos métodos se encuentran:

- **Uso de barreras y skimmers:** las barreras se utilizan para contener y controlar el movimiento del petróleo flotante y el uso de skimmers para separar el aceite del agua y así poder recuperarlo. El impacto medioambiental de este método es mínimo.
- **Limpieza con materiales absorbentes:** en este método se usan materiales absorbentes para limpiar el aceite de la superficie contaminada. Mientras que la eliminación de los residuos contaminados es un problema, el efecto al medio ambiente de este método se ve limitado a los equipos de limpieza.
- **Eliminación mecánica:** por medio de equipos mecánicos se recoge y elimina el aceite en los sedimentos superficiales. No se debe utilizar para la limpiar hábitats sensibles o playas que pueden erosionarse fácilmente.
- **Lavado:** se realiza mediante el lavado del aceite adherido a lo largo de las costas y playas. Este método, utiliza agua a alta presión o caliente, y debe evitarse en hábitats sensibles.
- **Reubicación de sedimentos y labranza:** el movimiento de los sedimentos con aceite de una sección de la playa a otra o labrar y mezclar el sedimento contaminado logra una mejora significativa en los procesos naturales de limpieza, facilitando la dispersión de aceite en la columna de agua. La labranza puede causar la penetración de aceite a grandes profundidades en los sedimentos costeros.

- **La quema in situ:** el aceite sobre la línea de costa se quema normalmente cuando está en un sustrato de combustible como la vegetación, troncos y otros restos. Este método puede causar la contaminación atmosférica significativa y destrucción de plantas y animales.

### 6.4.3 Métodos químicos

Los métodos químicos, en particular los dispersantes, se han utilizado en muchos países como una opción para solucionar los derrames petroleros. Sin embargo, los métodos químicos no se han utilizado ampliamente en los EUA debido al desacuerdo sobre su eficacia y las preocupaciones de su toxicidad y efectos a largo plazo del medio ambiente (EPA de EUA., 1999). Los principales agentes químicos existentes son:

- **Dispersantes:** contienen tensioactivos que se utilizan para eliminar el aceite flotante en la superficie del agua, para dispersarlo de la columna de agua antes de que el aceite alcance y contamine la costa. Esto se hace para reducir los efectos de toxicidad y acelerar las tasas de biodegradación del petróleo mediante el aumento de un área de superficie efectiva.
- **Desemulsificantes:** se utilizan para romper las emulsiones de aceite en agua y mejorar con ellos la dispersión natural.
- **Solidificantes:** ayudan a mejorar la polimerización del aceite, pueden ser usados para estabilizar el aceite, disminuir su expansión, y aumentar la eficacia de los métodos físicos.
- **Productos químicos en la superficie de la película:** se utilizan para evitar que el aceite se adhiera a sustratos en la línea de costa y para mejorar la eliminación de aceite adherido a la superficie.

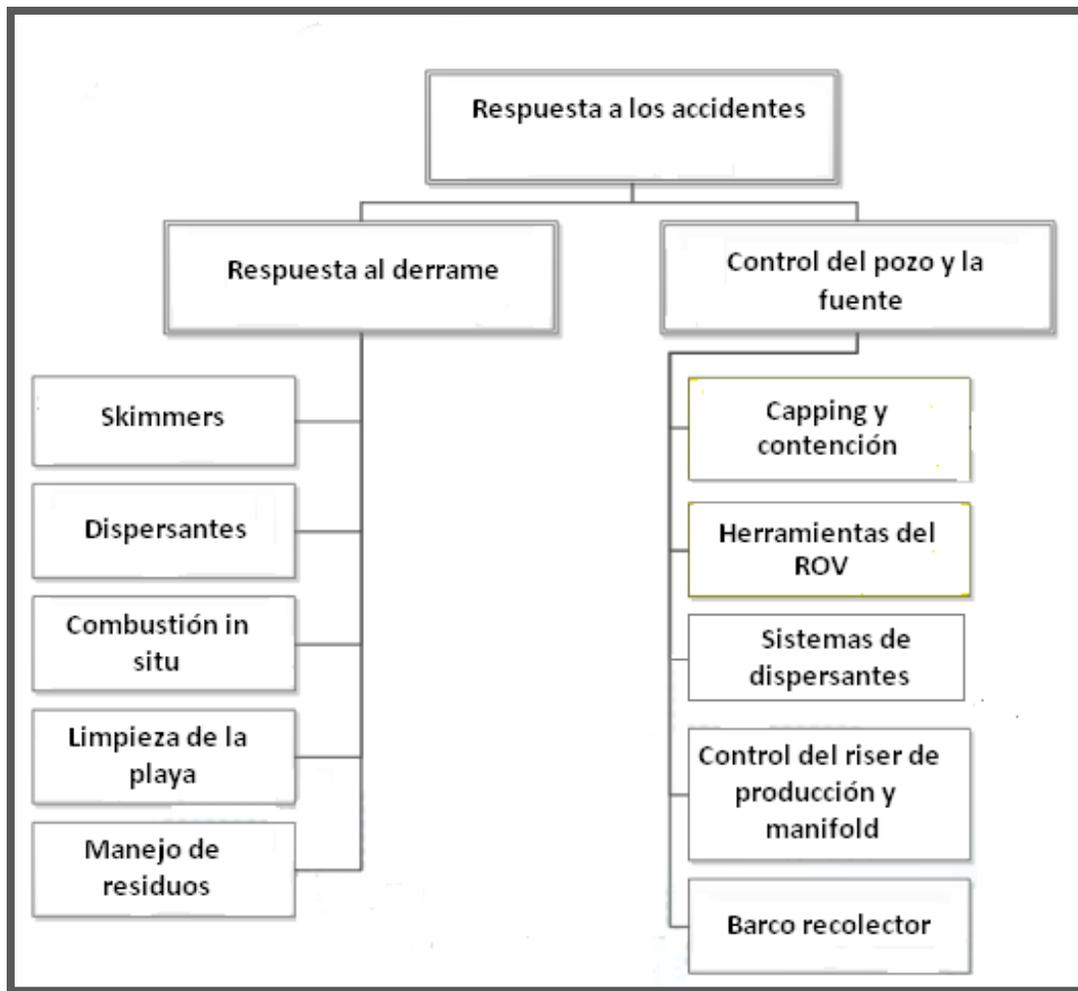


Figura 6.5 Respuesta a los accidentes petroleros en AP (Wild Well Control).

### 6.5 Caso ejemplo de derrame de petróleo y su impacto ambiental

El 20 de abril del 2010 la plataforma de perforación en el Golfo de México del lado Norteamericano Deepwater Horizon, sufrió una explosión donde el aceite y gas se derramó en el mar debido al colapso del riser de perforación hasta el 15 de julio, aproximadamente 5 millones de barriles de crudo fueron vertidos al mar. Este aceite se extendió ampliamente provocando daños a los hábitats marinos, a la pesca y al turismo en el Golfo de México.

Al mismo tiempo, las consecuencias económicas para el sector de la pesca fueron enormes, puesto que grandes áreas de aguas fueron cerradas a la pesca como medida de precaución para garantizar la seguridad de los productos marinos. Además, del cambio en la demanda de productos del mar que causó efectos adicionales en el mercado.

Por otro lado se desconoce si el amplio uso de dispersantes tuvo éxito en reducción de los impactos globales del petróleo, ya que hubo indicios de que los dispersantes inhibían la

degradación natural del aceite. Al mismo tiempo, los estudios de laboratorio han demostrado que algunos dispersantes utilizados, son menos tóxicos que otros.

En varios de los trabajos realizados, se insiste que es muy pronto para evaluar los efectos a largo plazo del accidente, así mismo no está completamente aclarado el destino del aceite que fue derramado en el Golfo de México. Por otra parte, varios autores afirman que hay una falta de datos sobre el terreno antes del accidente, lo que hace difícil evaluar el cambio en los compartimentos de los ecosistemas.

### 6.5.1 Efectos de los hidrocarburos derramados

Para conocer los efectos que se tuvieron en el medio ambiente provocado por el derrame de crudo en Macondo, es necesario saber qué tipo de aceite era y que compuestos tenía.

El crudo que fue derramado desde el pozo contiene una mezcla de compuestos químicos que interactúan de forma diferente cuando se exponen al medio ambiente. Este crudo era un aceite ligero y relativamente degradable. Además, tenía el potencial para evaporarse más fácilmente.

Una estimación de cómo fue limpiado el crudo derramado se muestra en la figura 6.6. La estimación es muy imprecisa.

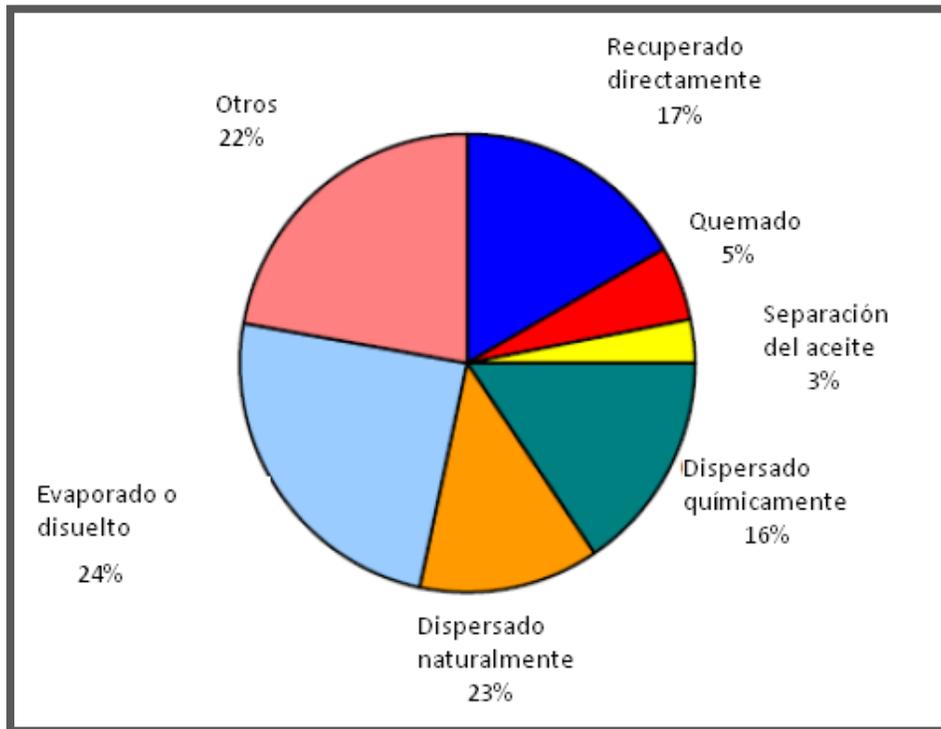


Figura 6.6 Métodos de limpieza del crudo derramado del accidente en la plataforma Deepwater Horizon.

La actividad microbiana, juega un papel muy importante dentro de la degradación del crudo, ya que se ha observado que existen 5 veces más dentro de una mancha de aceite que fuera de ella. En el Golfo de México, es probable que las comunidades microbianas estén adaptadas a la exposición de hidrocarburos puesto que existen filtraciones naturales de petróleo. Además se asegura que en el accidente de Macondo, los microorganismos ayudaron a que el efecto del derrame tuviera menores impactos ambientales.

#### ❖ Efectos en las costas del Golfo

En agosto del 2010, se registro presencia de petróleo en el 10% de la costa del Golfo de México, mientras que en enero del 2011 seguían apareciendo rastros de aceite grabado en las playas. Se tiene la preocupación de que los restos de alquitrán puedan persistir durante años.

Se ha declarado que los recursos acuáticos y la vida silvestre pueden experimentar mayores amenazas en operaciones de limpieza más que con el aceite que aún permanece en las playas. La contaminación por el derrame de petróleo tiene un impacto profundo en la composición y abundancia de la comunidad de bacterias autóctonas de las playas del Golfo de México, y en particular las bacterias que degradan cepas de petróleo. Así mismo, comunidades microbianas se han adaptado rápidamente al derrame tanto en la columna de agua como en las playas, que se consideran un factor importante en la reducción de los impactos del aceite.

Las flora marina en las costas afectadas han demostrado tener un alto potencial de recuperación natural, evidenciado por los nuevos brotes de vegetación palustre en áreas muy aceitadas un año después del accidente.



Figura 6.7 Marcas de aceite en las costas.

❖ **Efectos en aves, mamíferos marinos y tortugas marinas**

Hasta 25 millones de aves migratorias pasan a través de un día durante el período de migración en Luisiana, y más del 70% de las aves acuáticas de EUA pasan tiempo en el Golfo de México.

En abril 2011, se reporto un total de 2,303 aves muertas y 2,086 aves enfermas debido a los restos de aceite. Así mismo, se encontraron 517 tortugas marinas muertas y 456 tortugas vivas con rastros de petróleo. Mientras que sólo 10 mamíferos se encontraron muertos con contenido de aceite y 2 mamíferos marinos vivos se encontraron con petróleo.

Es importante aclarar que se encontraron más animales muertos, pero al no tener rastros visibles de crudo la mortalidad no se pudo atribuir al accidente.



Figura 6.8 Efectos del derrame de hidrocarburos en aves, tortugas y mamíferos.

❖ **Efectos en los peces, mariscos e industria pesquera**

Los posibles efectos del derrame de petróleo en los peces y la pesca, son efectos directos sobre las especies de peces, cierre de pesquerías y por último los efectos en el mercado.

Las primeras etapas de supervivencia de los peces en el lugar que se vio afectado, fueron positivas, aunque muchas especies que se reprodujeron en primavera-verano, produjeron larvas vulnerables al aceite. Se documentaron cambios en la morfología del tejido y genoma de algunos

peces. Efectos que persistieron dos meses después de que las especies se expusieron al crudo. Sin embargo las tasas de captura después del accidente fueron altas.

En cuanto a los mariscos las concentraciones de sodio dioctilo que se detectaron, estaban por lo menos dos veces más bajas del nivel que puede representar riesgo para la salud del ser humano. Sin embargo la FDA (Food and Drug Administration), después de seis meses del accidente, no eximía que el consumo de marisco pudiera tener efectos adversos.

Debido al accidente, un área total de 118,000 km<sup>2</sup> cerró la pesca, provocando pérdidas de aproximadamente 436 mil millones de dólares a la industria pesquera. Las pesquerías volvieron al mercado una vez que el área del derrame era visiblemente libre de aceite, y se cumplieron los órdenes de calidad.

## Capítulo 7

### Casos de Campos Petroleros en Aguas Profundas

En este capítulo se abordarán ejemplos de campos petroleros en AP desde su exploración hasta su puesta en producción, lo anterior en base a lo visto en los capítulos anteriores de este trabajo. La finalidad de este capítulo es dar a conocer proyectos exitosos, con el fin de tener un panorama general de las operaciones y fundamentos necesarios para el desarrollo de un campo en AP.

#### 7.1 Parque das Conchas

El proyecto de desarrollo de aguas profundas Parque das Conchas (BC-10) se encuentra localizado en la cuenca de Campos, aproximadamente a 120 km al sureste de la costa de la ciudad de Vitoria en Brasil. El desarrollo contempla la explotación de tres campos Ostra, Abalone y Argonauta (BW y ON) los cuales se encuentran a profundidades entre 1,400 m y 2,000 m de tirante de agua y contienen aceites pesados con densidades de 17° a 45° API, con presiones medias a bajas en los diferentes campos.



Figura 7.1 Localización del proyecto Parque das Conchas(BC-10).

La etapa de exploración consistió en la adquisición de 3000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D la cual fue evaluada identificándose una docena de prospectos. El primer pozo perforado en el año 2000 1-Shell-01-ESS, proporcionó la información necesaria para lo que después se convertiría en el campo Argonauta B-West llegando al intervalo del contacto agua/aceite, este suceso aumento el número de pozos planeados de 5 a 8, los cuales fueron perforados del 2000 al 2004 permitiendo alimentar el modelo geológico. La estadística total de la exploración de 1999 a 2006 fue, 13 pozos exploratorios perforados y evaluados delimitando cinco acumulaciones de aceite.

Para la perforación exploratoria se empleó la plataforma semisumergible con posicionamiento dinámico "Stena Tay" y el barco de perforación con posicionamiento dinámico "Deepwater Navigator".

Los yacimientos son turbiditas dominadas de arena, con diferentes cierres estructurales y estratigráficos. Las edades geológicas de los campos es la siguiente:

- Ostra es de la edad del cretácico superior y se encuentra sobre un domo salino.
- Abalone se encuentra en el flanco de un domo salino, en una mini cuenca turbiditica del Cenomaniano.
- Argonauta-BW comprende rocas del Paleógeno Inferior, Argonauta-ON de la edad del Eoceno.

Los yacimientos presentan algunas secuencias de rocas no consolidadas con mineralogía compleja, teniendo una ventana de operación muy estrecha entre la presión de poro y la presión de fractura.

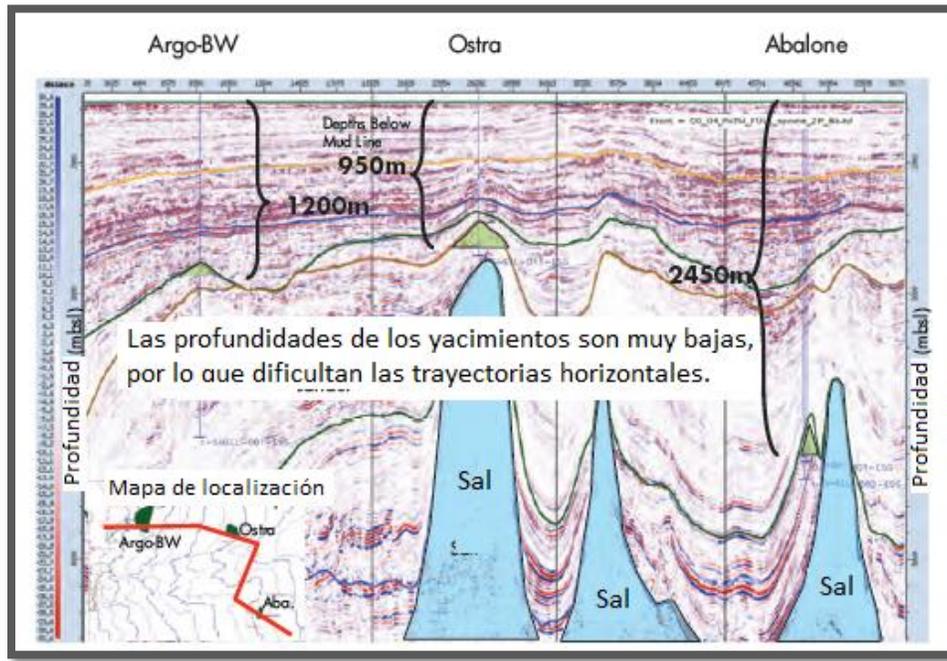


Figura 7.2 Imagen Sísmica 3D del proyecto BC-10.

### 7.1.1 Perforación de los pozos

La pre-instalación de las tuberías conductoras así como de los cabezales de baja presión fue realizada con un AHV por el método de instalación con martillo hidráulico el cuál fue descrito en el capítulo dos.

Para la perforación de los pozos se utilizó la tecnología de riser de alta presión con BOP superficial, en el caso de la perforación de los pozos en el campo Ostra se tuvieron diversos problemas debidos a que algunas secuencias de rocas presentaban una falta de consistencia, adicionalmente la poca profundidad que presentaba con respecto al lecho marino dificultó la desviación de la trayectoria horizontal de los pozos, los tres primeros pozos en este campo fueron perforados en el lado suroeste en el 2008, mientras que otros tres fueron perforados en el lado norte a mediados del 2009.

Cabe señalar que el equipo utilizado para la perforación de los pozos fue la plataforma semisumergible Artic 1, la cual es una plataforma de tercera generación con una capacidad de perforación de 945 m de tirante de agua con un BOP submarino y riser para 18 ¾", para el proyecto Parque das Conchas se implemento la tecnología de BOP superficial lo cual permitió aumentar su capacidad de alcance a 2,250 m de tirante de agua, aunque las limitaciones en cubierta fueron latentes, el desempeño de esta plataforma fue bueno.

### 7.1.2 Terminación de los pozos

La etapa de terminación para este campo se divide en dos partes:

#### ❖ Terminación inferior

La terminación inferior incluye cedazos de 5 ½" en combinación con tuberías de 5 ½" y 7 ¼", y una válvula para la pérdida de fluido. En los primeros seis pozos se llevaron a cabo terminaciones con empaque de grava como parte original del desarrollo del yacimiento en conjunto con la perforación horizontal de esa sección. Método que dio como resultado empaques parciales de grava en tres de los seis pozos. A pesar de que estos pozos cuentan con cedazos, fue necesario realizar pruebas para verificar que los cedazos funcionaran adecuadamente y que en el futuro no se presentarán fallas por ellos.

#### ❖ Terminación superior

La terminación superior en el Parque das Conchas se realizó aislando los empaques de grava. Un empacador hinchable fue instalado por encima del empaque de grava, el cual es activado por medio del flujo de los hidrocarburos. En la instalación superior no se tuvieron problemas, además las válvulas de seguridad y los medidores de presión operan correctamente.

### 7.1.3 Producción del Parque das Conchas

Para su desarrollo se decidió una arquitectura submarina tipo cluster implementando tie-backs para realizar la conexión al FPSO "Espirito Santo" ubicado en una zona central a los campos, el cual se conecta a la arquitectura submarina por medio de siete risers que fueron conectados según las fases del proyecto. Desarrollándose primeramente el campo Ostra, Abalone y Argonauta BW en la etapa uno, mientras que el desarrollo de Argonauta ON se planteó en la etapa dos.

Para el desarrollo del proyecto se decidió producir los campos Ostra y Abalone de manera conjunta, mezclando sus producciones en las instalaciones submarinas.

La recolección de los hidrocarburos para el campo Ostra fue dividida en dos, contando cada tres pozos con un manifold de producción. Adicionalmente se instalaron 4 sistemas de aumento de presión en el lecho marino del tipo Caisson-BEC en un manifold de bombeo artificial conectado a los manifold de producción por medio de jumpers rígidos.

El campo B West fue desarrollado con un sistema de producción submarino autónomo. Su configuración consiste en dos pozos productores los cuales se conectan a dos sistemas Caisson-BEC instalados en un manifold de sistema artificial, para realizar la descarga cada pozo lo realiza en dos líneas de producción, dando la posibilidad de juntar el flujo para servicio de alguna de las líneas.

La fase uno representó la instalación de 150 km de líneas de flujo para conectar los equipos submarinos y el FPSO, siete risers, 15 PLEMs, una línea de exportación de gas y cuatro manifolds con 25 jumpers rígidos de acero. La operación sin plataforma fue una de las filosofías implementadas en este campo, ya que se implementó la instalación de los caisson de bombeo, tuberías conductoras, árboles submarinos así como otros dispositivos por medio de embarcaciones especiales con el fin de reducir los costos.

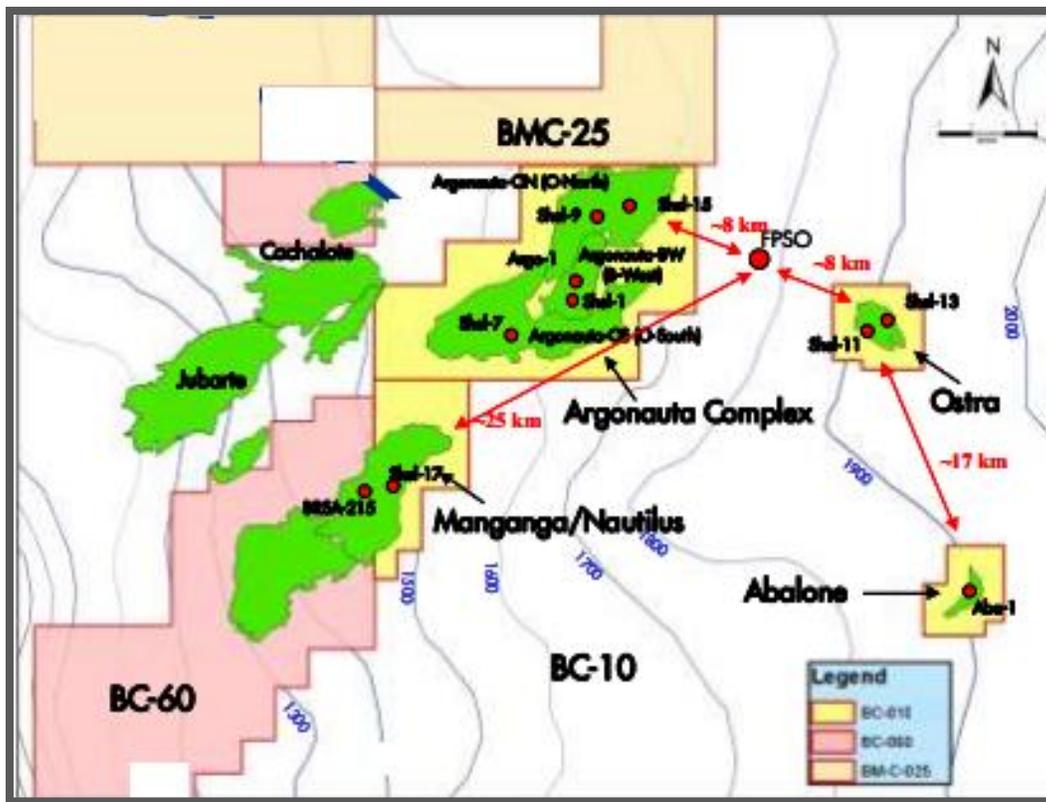


Figura 7.3 Localización de los campos del proyecto BC-10.

La unidad FPSO tiene capacidad para procesar diferentes tipos de aceite, los cuales son producidos de los diferentes campos, ya que cada uno tiene diferentes propiedades como se muestra a continuación:

- Argonauta BW produce aceite pesado con densidades que van de 16°a 18° API.
- Ostra produce aceite de 24° API
- Abalone produce condensado de 42° API.

El gas liberado del proceso es comprimido y reinyectado a un pozo de inyección localizado a 9 km del complejo del campo Ostra, este gas también es aprovechado por el FPSO para emplearlo en sus procesos. Para el caso del agua que es obtenida de la separación de los fluidos de producción, se realiza el tratamiento para poder ser vertida al mar, cumpliendo con las normas ambientales pertinentes.

La torre del FPSO permite la conexión de los risers de producción y de los cables umbilicales que transmiten la presión hidráulica, energía e información al sistema submarino; otra función de la torre es que por medio de un swivel permite el movimiento de 360° de la embarcación debido a las corrientes y el viento, la torre está anclada al lecho marino por 9 líneas de anclaje.

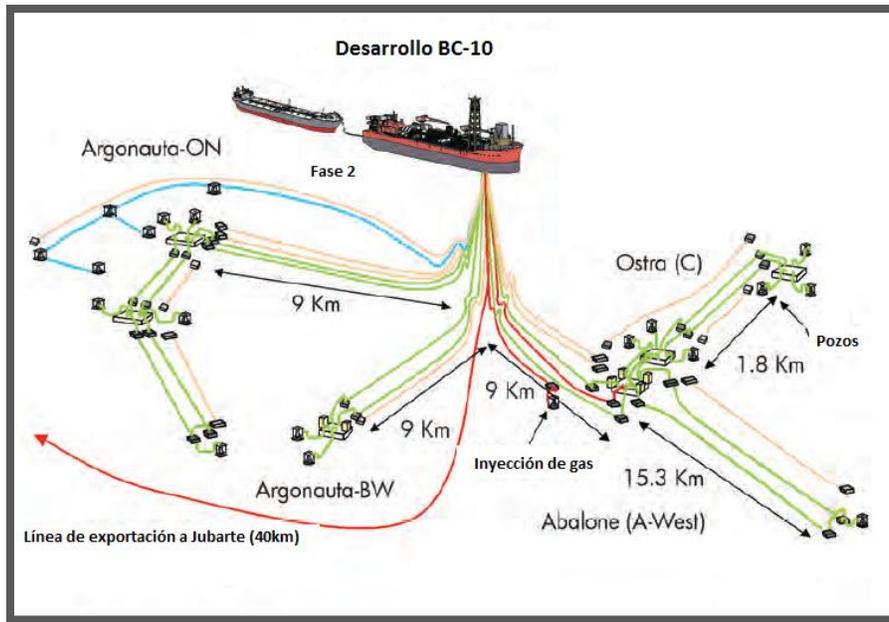


Figura 7.4 Distribución submarina del Parque das Conchas.

## 7.2 Campo Dalia

El campo Dalia fue descubierto en el año 1997, a 135 km de Angola en un tirante de agua que varía entre los 1,200 m y 1,500 m. Este campo es parecido al Campo Girassol, pero en una escala más grande y en condiciones más extremas, Dalia presenta producciones de alrededor de los 500,000 bpd. En total el desarrollo de este proyecto representó una inversión estimada de más de \$ 4 mil millones de dólares.

El desarrollo de este campo consta de 71 pozos, de los cuales se dividen en 37 pozos de producción, 31 pozos inyectoros de agua y 3 pozos inyectoros de gas, y se tiene planeado que este campo llegue a tener un total de 100 pozos.



Figura 7.5 Ubicación del campo Dalia.

### 7.2.1 Descripción del yacimiento y características de los fluidos

Este campo se formó aproximadamente hace 25 millones de años por medio de la acumulación de los sedimentos provenientes del Río Congo. El yacimiento se encuentra a 800 m por debajo del lecho marino, y contiene crudos con una densidad entre 21° y 23° API, su temperatura oscila entre los 46 °C y 56 °C y su presión es de 219 kg/cm<sup>2</sup> a 240 kg/cm<sup>2</sup>.

Las rocas son turbiditas no consolidadas y heterogéneas, del Mioceno Inferior al Mioceno Medio. Las arenas del yacimiento están depositadas entre arcillas que inhiben la conectividad hidráulica del flujo del aceite, lo que representa un reto para su explotación.

El aceite es viscoso y contiene gas asociado en pequeñas cantidades, sus características son las siguientes:

- Densidad 21°-23 ° API
- Viscosidad 4-7 cp @ 40 °C
- RGA 70 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Presión del yacimiento 220-240 kg/cm<sup>2</sup>
- Temperatura del yacimiento 46 °C-56 °C
- Salinidad del agua del yacimiento 120 g/l
- CO<sub>2</sub> 4-7%
- Presencia de asfaltenos

El descubrimiento de este campo fue en 1997 con la perforación del pozo Dalia-1 con una profundidad de 2,740 m desde el lecho marino, seguido con la perforación del pozo Dalia-2 con profundidad de 3,110 m. Posteriormente entre los años 1998-2000, se perforaron pozos delimitadores.

La calidad de la sísmica obtenida en mucho se debe a la poca profundidad del yacimiento y a que las turbiditas no están consolidadas, las zonas de arena y arcillas tienen entre 6 y 10 m de espesor, mientras que los canales más complejos tienen aproximadamente 100 m de espesor dividido y subdividido en muchas secciones heterogéneas con capas de arena con hidrocarburos y capas de arcilla. El modelado del yacimiento se realizó en 18 meses con ayuda de la sísmica, núcleos y pruebas de producción en 4 pozos.

Los retos para la explotación de este campo son:

- Baja movilidad del fluido
- La distribución del espesor de las arenas
- Sello potencial de los canales
- Sello potencial de fallas

### 7.2.2 Pozos desviados y horizontales perforados a través de los árboles submarinos

Los 71 pozos del Campo Dalia son desviados con un drene extendido en promedio de 1,100 m. Para realizar la perforación de los pozos, uno de los aspectos más importantes en el desarrollo del programa fue utilizar la técnica de perforación a través del árbol submarino con el BOP instalado y el agujero protegido por una camisa de revestimiento removible. Esta tecnología ayuda en la minimización del uso de BOP's y el tiempo requerido para realizar la perforación, lo cual en un campo a tirantes de agua tan profundos ayuda en la reducción de costos.

Los equipos submarinos tienen que optimizar las trayectorias de drene para garantizar la máxima productividad, esto en un ambiente heterogéneo involucra una producción masiva de las capas que pueden llegar a tener espesores de hasta 80 m en las zonas principales reduciéndose a pocos metros en los yacimientos laterales.

Las instalaciones superficiales que se eligieron para llevar a cabo la perforación de este campo, la cual inicio en el 2005, fueron dos barcos de perforación "Orgullo de África" y "Orgullo de Angola".

La longitud del drene, su largo alcance, junto con el espesor limitado del suelo, hizo que el desarrollo de Dalia fuera un desafío el cual junto con una buena planeación y técnicas novedosas de perforación lograron un buen resultado.

Debido a que las arenas no consolidadas son inestables, se requirió el dominio hidráulico de los fluidos de perforación y el control de las tuberías de revestimiento durante la cementación de los pozos. Así mismo, la mejor tecnología para perforaciones direccionales con sistemas rotarios, fue combinado con la adquisición de registros durante la perforación (LWD, por su nombre en ingles) y medición del tiempo de perforación (MWD, por su nombre en ingles). Aunado a lo anterior, el desarrollo de este campo se vio beneficiado con una tecnología novedosa desarrollada por Total, la cual consiste en un módulo de software que sirve para geodireccionar.

En el 90% de los pozos manejo una arquitectura de pozo ligera, realizando los siguientes pasos por pozo:

1. Por medio del método jetting, la tubería conductora de 36'' fue instalada junto con la base del árbol guía.
2. Se perforó un agujero de 17½'' a una profundidad de 600 m, cementando la tubería de 14'' junto con la cabeza de pozo de 18¾''.
3. Se corrió el árbol de navidad en el cable y se probó la conexión de la cabeza del pozo con el ROV.
4. Se ejecutó el BOP junto con el riser de perforación y fue probado.
5. Se perforó con 12¾'', colocándose y cementándose la tubería de 10¾'' (la longitud varió de acuerdo a cada pozo).
6. La sección más baja se perforo con 9½'' antes de instalar la sección baja de la terminación.

7. Se probó la sección alta de terminación con el colgador de la tubería usando la sarta de perforación
8. El pozo se limpió y fue probado con la sarta de perforación.
9. El pozo se cerró y se colocaron los conectores dobles del árbol.
10. La sarta de prueba, el riser de perforación y el BOP fueron recuperados.
11. Se instaló la tapa del árbol por medio de un ROV y fue inspeccionado antes de operar el árbol a través del sistema de control.

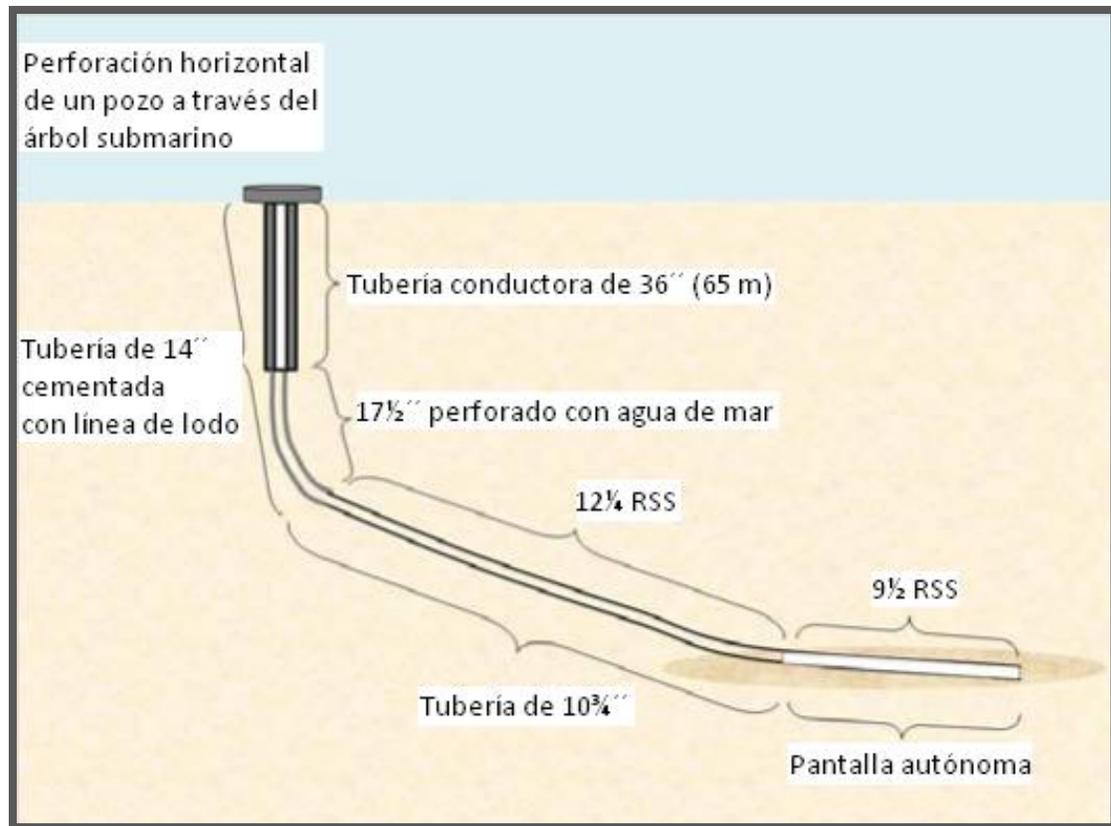


Figura 7.6 Arquitectura ligera de los pozos en Dalia.

Solo el 10% de los pozos requirió que la tubería de 20" fuera instalada para resistir la desviación que se le daba a los pozos, además ayuda a que el pozo no llegue a colapsar.

Para los primeros dos pozos los árboles submarinos tuvieron que ser corridos convencionalmente con apoyo del barco de perforación "Orgullo de África", los siguientes árboles fueron instalados con ayuda de un barco grúa y un cable que daba la potencia necesaria para colocar cada árbol en su posición.



Figura 7.7 Instalación del árbol.

### 7.2.3 Terminación de los pozos productores, e inyectores de gas y agua

Para realizar la operación de terminación de los pozos en el campo Dalia se manejaron siete tipos diferentes de terminación, dentro de la cual se destaca la terminación inteligente.

Las terminaciones de los pozos fueron divididas en dos partes, la superior de 7'' ó 5 ½'' de diámetro con la válvula de seguridad instalada en el fondo del pozo, la cual es accionada hidráulicamente y está ubicada a 500 m por debajo de la boca de los pozos productores y a 50 m en los pozos inyectores de agua.

Todos los pozos de producción están equipados con medidores de presión y temperatura en el fondo del pozo, y la mayoría incluyen facilidades para la inyección de químicos en el fondo lo que permite tener un mejor control sobre la explotación del yacimiento.

En tres pozos productores, la terminación inteligente superior está desplegada cerca de los pozos inyectores de gas. El sistema permite el manejo de zonas productoras independientes y previene que el gas ingrese en la zona superior por medio de un estrangulador en el fondo del pozo, maximizando con esto la producción de la zona inferior.

Cuatro de los pozos inyectores de agua están equipados con terminaciones inteligentes superiores para optimizar el volumen de agua inyectada en dos zonas diferentes, manejadas independientemente.

En todos los pozos productores la terminación inferior utiliza cedazos con empaques de grava como en la zona de drene previniendo la entrada de arena. En estos pozos la operación en marcha es progresiva para controlar la producción de arena y la barrera de grava.

Dos pozos con terminación inteligente, llegaron al final de su fase de validación después de dos meses de Integración de Sistemas de Pruebas (SIT). Marcando el final de un largo proceso que consistió en pre-ingeniería, definición y el final de la fase de diseño.

#### 7.2.4 Producción de Dalia

Para el diseño y operación de los sistemas submarinos de producción de este campo fue necesario conocer:

- Condiciones y características del ambiente en el que se realizaran las operaciones
- Conocer las presiones y temperatura
  - Presión de yacimiento: 220-240 kg/cm<sup>2</sup>
  - Temperatura de yacimiento: 46-56 °C
  - Temperatura en la cabeza de pozo: 45 °C
  - Gasto de producción: 5,000 y 40,000 bpd
  - Presión del agua inyectada: 153 km/cm<sup>2</sup>
  - Gasto del agua inyectada: 405,000 bpd
  - Presión del gas inyectado: 265 km/cm<sup>2</sup>
  - Temperatura máxima de operación: 60 °C
  - Temperatura mínima de operación: -5 °C
- Para el aseguramiento del flujo
  - Prevención de la formación de hidratos inyectando metanol.
  - Para el control de arenas en el fondo del pozo en el pozo submarino se colocaron detectores de arena.
  - Se realiza inyección de químicos para prevenir corrosión e incrustaciones en el equipo.
- La flexibilidad durante la operación de perforación así como la modificación de la trayectoria del pozo, cambios en la secuencia de la perforación o terminación.
- Rentabilidad, disponibilidad y manejo del campo, esperando que tenga una vida de 20 años.

La arquitectura de los pozos productores de este campo es de tipo cluster, donde los manifold están conectados a tres pozos de un lado y tres pozos del otro, logrando esta conexión por medio de jumper's rígidos entre los árboles submarinos y los manifolds. Para llevar a cabo el control por medio de umbilicales, la arquitectura que se maneja es daisy chain entre un manifold a otro. Los jumper están por encima del lecho marino aproximadamente 2.5 m. Este diseño permite que el flujo de los líquidos regrese al manifold durante el cierre de las operaciones y ayuda a optimizar la inyección de metanol en los árboles submarinos y jumpers.

El diseño sencillo de la línea del cabezal es utilizado para llevar agua y gas a los pozos, los cuales son conectados a una pieza por medio de líneas de conexión rígidas para minimizar el estrés. Los umbilicales de control son tendidos adyacentemente a la línea de flujo con las líneas de distribución submarinas conectadas a los árboles operados por el ROV.

El sistema de control en Dalia se divide en 4 partes

- Equipo superficial instalado en el FPSO
- Umbilicales de producción e inyección conectados al FPSO con las instalaciones submarinas
- Equipo submarino instalado en los árboles submarinos, manifolds y varios elementos de las líneas de flujo
- Los sistemas de inyección direccionado y dosificado en diferentes puntos de inyección

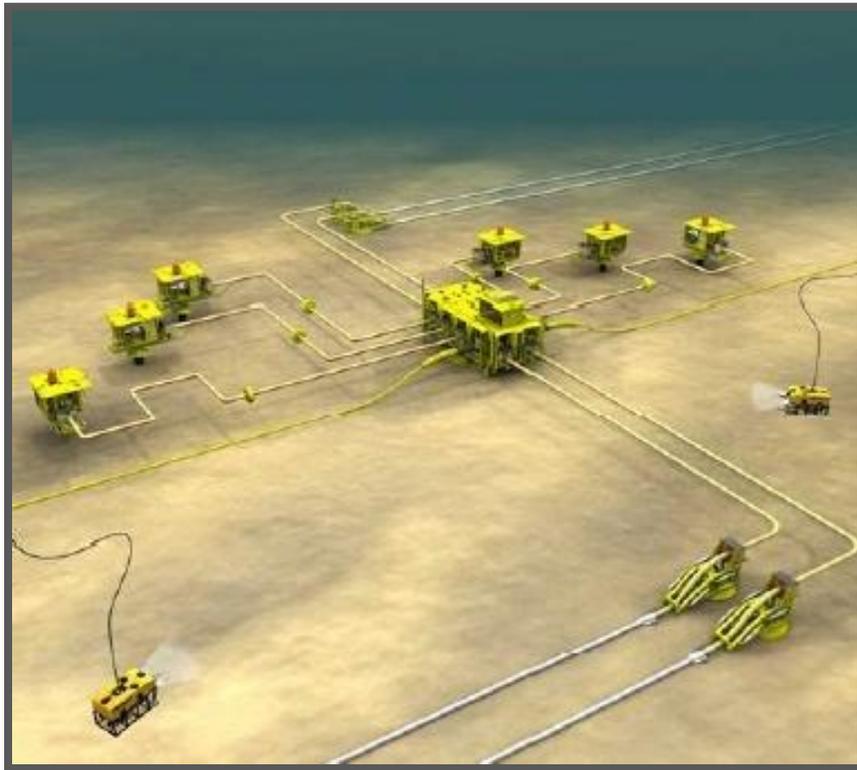


Figura 7.8 Arquitectura cluster en Dalia.

A pesar de la poca profundidad de los yacimientos de Dalia, avances en la perforación direccional horizontal y el uso de terminaciones simples han habilitado a los pozos para ser agrupados en seis clusters, que no sólo facilitan a un grupo de perforaciones donde sean necesarias si no también reducen el número de líneas de flujo y umbilicales necesarios para desarrollar el campo.

### 7.3 Thunder Horse

El campo Thunder Horse se encuentra a 145 km al sureste de Nuevo Orleans en el Golfo de México, se divide en dos estructuras geológicas Thunder Horse Norte y Thunder Horse Sur. Fue descubierto en el año 1999 a un tirante de agua de 1,829 m. La plataforma semisumergible "Thunder Horse" es de producción-perforación-habitacional, equipada para el tratamiento y exportación de 250,000 bpd de aceite más gas asociado. Su producción inició en el año 2008. La vida de este campo se pretende sea entre 20 y 25 años.



Figura 7.9 Ubicación de Thunder Horse.

El yacimiento consiste en areniscas turbidíticas del Mioceno Superior localizado entre 5,486 m a 9,144 m por debajo del lecho marino, con un espesor neto entre 158-205 m, los cuales están divididos en tres intervalos. Son yacimientos de alta presión y alta temperatura, por lo que para llevar a cabo su explotación se debió hacer una buena planeación junto con las tecnologías existentes en ese momento.

Para el modelado de este yacimiento se realizó un procesamiento anisótropo, incorporando la sísmica 3D con un procesamiento multi-azimuth, esto debido a la tecnología con la cual se contaba en la fecha de su descubrimiento.

#### 7.3.1 Perforación y terminación de los pozos

Los retos de este yacimiento son:

- Temperatura del yacimiento 132 °C
- Presión del yacimiento 18,000 psi
- Gasto de flujo del yacimiento 50,000 bpd en cada pozo.
- Depósitos de sal
- Los huracanes que se presentan en el Golfo de México

Debido a los tres primeros retos, los pozos requirieron una larga tubería extendida de 7' de diámetro, fabricada con los materiales lo más resistentes posibles. Así mismo los pozos en Thunder Horse Sur presentan 4 barreras estructurales, mientras que en Thunder Horse Norte tienen 3.

Algunos de los pozos tienen 8 tuberías de revestimiento para que se pudiera perforar en la estrecha ventana operacional que se tiene en estos yacimientos, ya que las rocas sedimentarias del Mioceno presentan un bajo gradiente de fractura y una alta presión de poro. Adicional a esto se utilizó una técnica patentada por BP "stress cages" en la cual se aplican aditivos al lodo de perforación para formar un enjarre de roca fuerte alrededor del agujero.

Se tuvieron alrededor de 100 técnicas diferentes para terminar el primer pozo en Thunder Horse. Una de estas técnicas consistió en un fluido empacador para llenar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Esta técnica dio como resultado un nuevo método que consistía en inyectar una capa de nitrógeno a través del espacio anular por encima del fluido empacador para absorber el efecto del volumen del fluido, actuando de manera similar a la del amortiguador de un coche.

Otras terminaciones realizadas en los pozos de estos dos yacimientos fueron:

- Entubado y perforado
- Terminaciones multizona
- Fracturamiento de agua y empaque de grava

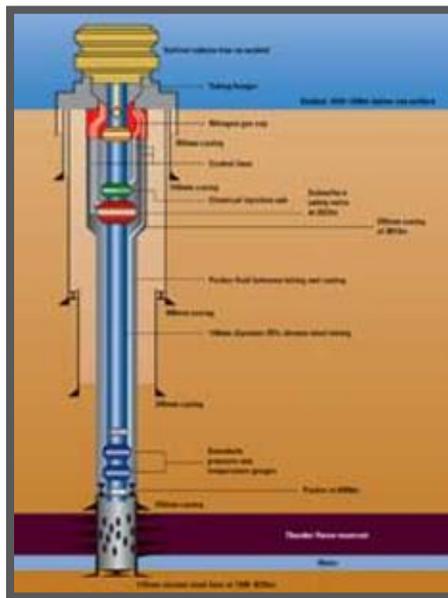


Figura 7.10 Configuración de los pozos en Thunder Horse (BP).

### 7.3.2 Producción de Thunder Horse

El aceite producido en este campo tiene una densidad de 30° API. En el 2009 se contaba con nuevo pozos productores, 5 en Thunder Horse Norte y 4 en Thunder Horse Sur del total de 22 pozos productores que fueron planeados, esta planeación incluye 11 pozos inyectoros de agua.

La instalación superficial es una plataforma semisumegible a la cual llega la producción de los pozos tanto de Thunder Horse Norte como de Thunder Horse Sur. Se cuenta con risers en catenaria para realizar el transporte de los hidrocarburos desde el lecho marino hasta la plataforma. Mientras que los riser flexibles son utilizados para la inyección de los fluidos.

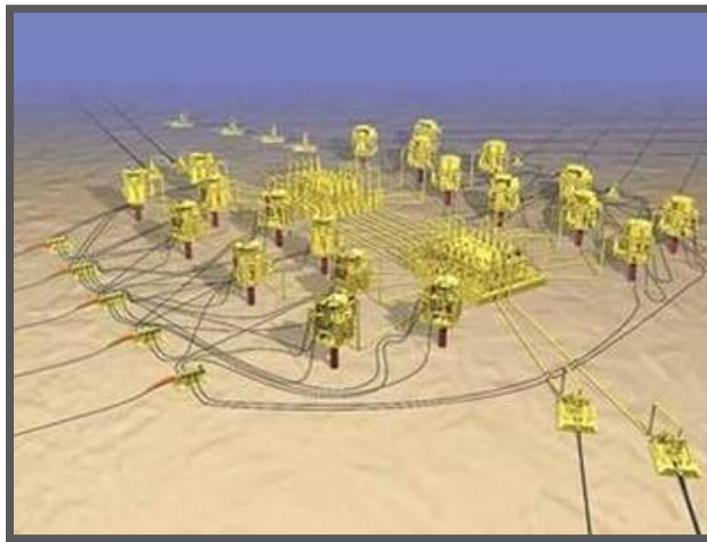


Figura 7.11 Arquitectura submarina planeada para Thunder Horse (BP, 2008).

Para evitar que se presenten problemas se tienen instalados sistemas de monitoreo en tiempo real y análisis de los gastos de producción, así como el monitoreo de la presión y temperatura en el fondo del pozo. Se inyecta agua para el aumento de la presión y recuperación mejorada.

En Thunder Horse desde la perforación se utilizaron materiales resistentes a la corrosión, y se han tomado medidas para el control de producción de arenas, formación de hidratos e incrustaciones para asegurar el flujo de los fluidos tanto producidos como inyectados.

## Conclusiones y Recomendaciones

Para la ejecución de cualquier proyecto es indispensable contar con una buena planeación, siendo ésta la parte medular del proyecto, teniendo como fin definir y establecer claramente las operaciones a realizar, tiempos de ejecución, consideraciones que deben tenerse en cuenta para el desarrollo del proyecto, los riesgos que pueden presentarse, como serán mitigados, etc., con lo que se logrará el éxito o fracaso del proyecto.

En aguas profundas, debido a todos los riesgos y circunstancias que pueden presentarse es fundamental que la planeación sea exhaustiva y contemple cada uno de los factores que pueden involucrarse para el desarrollo de un campo en este ambiente. Por medio de una evaluación cíclica se proporcionará la certidumbre necesaria, con lo que se lograrán realizar los ajustes indispensables para llegar al éxito del proyecto.

La elección del MODU no siempre estará en función del tipo de diseño del pozo, ya que en algunas ocasiones el diseño del pozo puede ser modificado para poder emplear equipos flotantes de perforación que están disponibles, en algunos casos se pueden generar modificaciones al equipo para poder ser compatibles con las necesidades de construcción del pozo.

Debido a las profundidades tan grandes, así como a las condiciones que se presentan en AP es necesario el uso de ROV's que apoyarán a todas las operaciones submarinas además de activar y operar los equipos que ya se encuentran instalados.

Para la operación de terminación en aguas profundas es necesario evaluar cual de las terminaciones resultará más eficaz en el área donde se ubique el yacimiento, ya que de elegir una no tan factible se tendrán consecuencias que afectarán la producción de los yacimientos ya sea por arenamiento o daño a la formación.. Se recomienda que en aguas profundas se utilicen terminaciones inteligentes con el fin de monitorear constantemente el flujo tanto de fluidos producidos como inyectores, así como las condiciones que se tienen en el pozo y yacimiento, logrando con esto tener un mayor control durante la vida de explotación de cada campo.

La explotación de campos en aguas profundas requiere que se realicen las menores operaciones posibles a la infraestructura de producción, ya que el costo y la necesidad de equipos escasos pueden generar erogaciones importantes al presupuesto operativo. Las reparaciones y cambios necesarios deben ser previstos desde la etapa de diseño de la infraestructura de producción.

Es necesario considerar los factores climatológicos presentes en la región donde se llevará a cabo el desarrollo en AP, ya que de lo contrario los tiempos perdidos de operaciones por mal tiempo pueden causar el fracaso del proyecto. También se requiere conocer el riesgo y daño que se debe a estos factores, pues es necesario contar con planes de evacuación en caso de emergencia, que

proporcionen metodologías adecuadas con los cuales se pueda asegurar el personal, el medio ambiente y las instalaciones.

Para el aseguramiento de flujo a lo largo de la vida del proyecto se requiere predecir el comportamiento de los fluidos a futuro, esto debe realizarse desde la etapa de caracterización del yacimiento, permitiendo con ello el diseño de la terminación del pozo, los equipos y herramientas submarinas, la arquitectura submarina, el tipo de químicos y técnicas necesarias para la estabilización del fluido producido. Así mismo se requiere saber que factores pueden llegar a presentarse y afectar con ello el flujo de los fluidos y los equipos submarinos.

En AP las condiciones de baja temperatura y presión que se tienen son favorables para la formación de hidratos, incrustaciones, asfaltenos y ceras por lo que es necesario que se tenga bien caracterizado el fluido y monitoreado el flujo para poder detectar la presencia de alguno de estos factores y con ello tomar las medidas necesarias evitando así la afectación de la producción.

Actualmente es necesario recabar toda la información posible del ecosistema que será afectado por las operaciones de explotación en cada proyecto en AP, ya que en caso de algún desastre se podrá identificar la técnica de control que menos daño genere así como también se podrá contar con información comparable para conocer el verdadero daño causado.

El ahorro de tiempo de equipo de perforación es una táctica muy utilizada por las compañías operadoras de campos en AP, el empleo de barcos para realizar preinstalaciones o reparaciones de equipos submarinos y del mismo pozo debe de ser ampliamente considerada en la medida de lo posible, evaluando la factibilidad y limitaciones de los propios barcos.

Para el diseño de campos en AP se requiere maximizar el aprovechamiento de la infraestructura submarina, pozos, líneas de transporte, sistemas de procesamiento del crudo, etc., para poder obtener la mayor producción con el menor equipo posible, por lo que se requiere tener presente siempre esta filosofía para cualquier decisión.

Es recomendable tener acciones de respuesta ante algún desastre ecológico como los derrames provocados por descontroles de pozo, aun cuando la probabilidad de este suceso sea baja, una respuesta tardía a algún desastre en zonas remotas como las de AP podría representar la imposibilidad de contener la contaminación provocada.

Debido al auge que se ha presentado en los últimos años para el desarrollo de campos en AP en todo el mundo, y los descubrimientos que se han dado en nuestro país es necesario que los ingenieros petroleros mexicanos comiencen a relacionarse más con la tecnología empleada en este ambiente, así como las problemáticas que pueden presentarse. Es de suma importancia que en México se tenga un amplio conocimiento sobre el desarrollo de los campos en AP y reconozca tanto sus beneficios como sus riesgos para que todos los proyectos que se realice sean exitosos.

## Nomenclatura

2D	Segunda dimensión
3D	Tercera dimensión
3P	Reservas probadas, probables y posibles.
AHV	Anchor Handling Vessel
ALM	Artificial Lift Manifold
AMF	Automatic Mode Function
AP	Aguas Profundas
API	American Petroleum Institute
APN	Agência <i>Nacional</i> do Petróleo
BOP	Blowout Preventor
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	barriles por día
CDT	Controlled Deep Tow
Cm	centímetros
DPS	Dynamic Positioning Systems
EM	electromagnética
FLET	Flowline End Termination
FPSO	Floating Production Storage
G	gramos
GPS	Global Positioning Systems
GVF	Gas Volume Fraction
Hp	horse power
km	kilómetros

km <sup>2</sup>	kilómetros cuadrados
LMRP	Lower Marine Riser Package
M	metros
mD	milidarcys
Mbpd	miles de barriles por día
MMbpc	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMMbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
MMMMpc	billones de pies cúbicos
MMS	Minerals Management Service
MODU	Mobile Offshore Drilling Unit
Pc	pies cúbicos
Pcd	pies cúbicos diarios
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PLEM	Pipeline End Manifold
PLET	Production Line end Termination
Psi	libra por pulgada cuadrada
PVT	Prueba Volumen Temperatura
RGA	Relación gas aceite
rpm	revoluciones por minuto
ROV	Remotely Operated Vehicle
s	segundo
SCR	Steel Catenary Riser
TLP	Tension Leg Platform (Plataforma de piernas tensionadas)

TP	Tubería de producción
TWI	Thermodynamic Waste Inhibitor
VSP	Vertical Seismic Profile
W	watts
WAT	Wax Appearance Temperature
WAZ	Wide Azimuth
WOC	Waiting On Cement

## Lista de figuras

### **Capítulo 1**

Figura 1.1 Clasificación de la zona marina de acuerdo con PEMEX.	5
Figura 1.2 Reservas probadas y recursos prospectivos en AP.	5
Figura 1.3 Provincias petroleras del Golfo de México Profundo .	11
Figura 1.4 Métodos y etapas de exploración.	16
Figura 1.5 Utilidad de los métodos potenciales en la exploración petrolera.	19
Figura 1.6 Integración de la información para entender el yacimiento.	21
Figura 1.7 Refinación de un proyecto de explotación en AP.	21

### **Capítulo 2**

Figura 2.1 Plataforma Beryl Alpha.	25
Figura 2.2 Spar, proyecto Perdido Shell.	26
Figura 2.3 Plataforma de piernas tensionadas.	27
Figura 2.4 Tipos de plataformas Spar.	29
Figura 2.5 Plataforma semisumergible Bicentenario.	29
Figura 2.6 Barco perforador.	31
Figura 2.7 Método de instalación de tubería conductora Jetting.	35
Figura 2.8 Lanzamiento de la tubería conductora.	36
Figura 2.9 Posición del martillo hidráulico.	37
Figura 2.10 Torpedo base lanzamiento desde AHV.	39
Figura 2.11 Cabezal del pozo.	40
Figura 2.12 Configuración del riser.	41
Figura 2.13 Sistema de perforación con BOP superficial.	45
Figura 2.14 Perforación sin riser con agua de mar, perforación sin riser doble gradiente y la perforación con riser.	47

Figura 2.15 Comparación de la ventana operacional entre aguas someras y aguas profundas.	50
Figura 2.16 Diferencias entre perforación con riser y doble gradiente.	50
Figura 2.17 Componentes de un preventor submarino(Subsea1,2010).	53
Figura 2.18 Cementación de un pozo petrolero.	54
Figura 2.19 AHV propiedad de la empresa DOF subsea.	57
Figura 2.20 Vehículo operado remotamente.	58
<b>Capítulo 3</b>	
Figura 3.1 Configuración del lavado de un pozo(PEMEX).	63
Figura 3.2 Aparejo de producción.	64
Figura 3.3 Colgador de tubería.	66
Figura 3.4 Tipos de cierre de las válvulas.	67
Figura 3.5 Elementos de un empacador.	69
Figura 3.6 Tipos de empacadores.	70
Figura 3.7 Disparos orientados.	73
Figura 3.8 Desconexión del árbol de prueba durante la prueba de un pozo al presentarse condiciones climáticas severas.	74
Figura 3.9 Componentes básicos de un árbol submarino de prueba.	75
Figura 3.10 Proceso de instalación de un cedazo expandible.	77
Figura 3.11 Disposición de un empacador de grava en agujero descubierto.	78
Figura 3.12 Configuración del empacador de grava en pozo entubado.	79
Figura 3.13 Fracturas apuntaladas por el empaque de grava.	81
Figura 3.14 Terminación inteligente combinada con cedazos para el control de arena en un pozo con sistema artificial BEC.	83
Figura 3.15 Configuración de un riser autosoportado con TF.	84

## Capítulo 4

Figura 4.1 FPSO.	86
Figura 4.2 Diferencias entre árbol horizontal y vertical.	89
Figura 4.3 Árbol seco para aguas profundas.	89
Figura 4.4 Manifold (FMC Technologies).	90
Figura 4.5 Base sobre pilotes y base mud mat de un manifold.	90
Figura 4.6 Estructura del manifold.	91
Figura 4.7 Hubs del manifold.	91
Figura 4.8 Pig loop del manifold.	91
Figura 4.9 Cabezales y tuberías de un manifold.	92
Figura 4.10 Válvula de manifold.	93
Figura 4.11 Instrumentos adicionales de un manifold.	94
Figura 4.12 Instalación del manifold por medio de una grúa (Subsea Structural Engineering).	95
Figura 4.13 Instalación de un manifold por medio de un riser de perforación a través de la "moon-pool" e instalación por péndulo (Subsea Structural Engineering).	96
Figura 4.14 ALM con puertos para instalación de 4 Caisson-BEC.	97
Figura 4.15 PLEM.	98
Figura 4.16 PLET.	99
Figura 4.17 Estructura del In-line sled.	100
Figura 4.18 Jumper flexible.	101
Figura 4.19 Jumper rígido.	101
Figura 4.20 Sistemas umbilicales.	103
Figura 4.21 Configuración de un sistema de control en aguas profundas.	104
Figura 4.22 Doblamiento en la operación de tendido S (Kyriakides y Corona, 2007).	106

Figura 4.23 Tendido J y S en aguas profundas (Iorio, Bruschl and Donati, 2000).	106
Figura 4.24 Método de remolque de fondo.	108
Figura 4.25 Remolque CDT.	109
Figura 4.26 Remolque de catenaria.	109
Figura 4.27 Riser de catenaria.	110
Figura 4.28 Aspas helicoidales.	111
Figura 4.29 Cuchillas.	111
Figura 4.30 Lazy wave.	111
Figura 4.31 Efecto en el punto de contacto del SCR.	112
Figura 4.32 Diferencias entre Riser de producción y de perforación (Offshore Magazine).	112
Figura 4.33 Tensionadores y riser en instalación flotante.	113
Figura 4.34 Configuración del riser tensionado de producción.	113
Figura 4.35 Capas de un riser flexible.	114
Figura 4.36 Diversas configuraciones de riser flexible.	115
Figura 4.38 Riser híbrido con sistema de catenaria y sistema de flotación anclado.	115
Figura 4.37 Riser híbrido tensionado con atadura de cadena al sistema de flotación.	115
Figura 4.39 Configuración de un riser híbrido.	116
Figura 4.40 Evolución de la tecnología de procesamiento submarino.	118
Figura 4.41 Componentes de un sistema de procesamiento con separador horizontal.	118
Figura 4.42 Separador vertical submarino.	120
Figura 4.43 Configuración de un BEC.	123
Figura 4.44 Sistema típico de bombeo neumático en un pozo (Subsea Structural Engineering).	124
Figura 4.45 Sistema BEC en jumper.	125
Figura 4.46 Sistema BEC horizontal.	126

Figura 4.47 Configuración del sistema Caisson-ESP tecnología patentada.	127
Figura 4.48 Tipos de bombas multifásicas (Tornillos gemelos y Helico axial usadas en AP).	128
Figura 4.49 Bomba multifásica de tornillos gemelos propiedad Cameron.	128
Figura 4.50 Funcionamiento de los tornillos gemelos.	129
Figura 4.51 Funcionamiento de la bomba helico axial.	129
Figura 4.52 Arquitectura pozo satélite.	132
Figura 4.53 Arquitectura Daisy Chain.	132
Figura 4.54 Arquitectura tipo Cluster.	133
Figura 4.55 Estructura molecular del asfalteno.	135
Figura 4.56 Equipos en los que puede tenerse presencia de asfaltenos.	136
Figura 4.57 Gráfica de Boer, estabilidad de asfaltenos.	136
Figura 4.58 Deposición de cera en las paredes de una tubería.	138
Figura 4.59 Relación temperatura/presión para la formación de ceras.	140
Figura 4.60 Corrida de diablo.	142
Figura 4.61 Depósito de cristales de sulfato de bario.	144
Figura 4.62 Condiciones necesarias de temperatura y presión para la formación de hidratos.	146
Figura 4.63 Representación de las emulsiones que pueden presentarse en la industria petrolera.	147
Figura 4.64 Etapas de la desimulsificación.	148
Figura 4.65 Representación de las espumas.	149
Figura 4.66 Flujo bache.	149
Figura 4.67 Esquemización de bacheo severo en el riser.	150
Figura 4.68 Control de arena con mallas.	151

## **Capítulo 5**

Figura 5.1 Huracán.	153
Figura 5.2 Regiones de formación de ciclones tropicales.	154
Figura 5.3 Localización geográfica y batimetría del Golfo de México.	155
Figura 5.4 Corrientes marinas del Golfo de México.	156
Figura 5.5 Velocidades y modelos de corrientes submarinas.	157
Figura 5.6 Vibraciones inducidas por vórtices en riser debido a corrientes.	158
Figura 5.7 Riesgos geotécnicos en el lecho marino.	159
Figura 5.8 Hidratos de metano alrededor de un prevector.	160
Figura 5.9 Corrosión en instalaciones superficiales, en el interior de una tubería y en el exterior de un equipo submarino.	161
Figura 5.10 Factores que controlan la corrosión y factores que se involucran para que se presente.	164
Figura 5.11 Erosión por choque directo.	165
Figura 5.12 Erosión por choque aleatorio.	165
Figura 5.13 Formas de pandeo lateral en ductos.	169

## **Capítulo 6**

Figura 6.1 Fuga detectada por un ROV.	172
Figura 6.2 Derrame de petróleo.	173
Figura 6.3 Cronología de medidas de respuestas en un derrame.	174
Figura 6.4 Capping Stack de Helix Well Containment Group.	175
Figura 6.5 Respuesta a los accidentes petroleros en AP.	178
Figura 6.6 Métodos de limpieza del crudo derramado del accidente en la plataforma Deepwater Horizon.	179
Figura 6.7 Marcas de aceite en las costas.	180

Figura 6.8 Efectos del derrame de hidrocarburos en aves, tortugas y mamíferos.	181
--	-----

## **Capítulo 7**

Figura 7.1 Localización del proyecto Parque das Conchas(BC-10).	183
Figura 7.2 Imagen Sísmica 3D del proyecto BC-10.	184
Figura 7.3 Localización de los campos del proyecto BC-10.	187
Figura 7.4 Distribución submarina del Parque das Conchas.	188
Figura 7.5 Ubicación del campo Dalia.	188
Figura 7.6 Arquitectura ligera de los pozos en Dalia.	191
Figura 7.7 Instalación del árbol.	192
Figura 7.8 Arquitectura cluster en Dalia.	194
Figura 7.9 Ubicación de Thunder Horse.	195
Figura 7.10 Configuración de los pozos en Thunder Horse.	196
Figura 7.11 Arquitectura submarina planeada para Thunder Horse.	197

## **Lista de tablas**

Tabla 1.1 Consideración de AP según el país.	4
Tabla 2.1 Generaciones de las plataformas de perforación semisumergibles.	30
Tabla 2.2 Comparación de aspectos de las diferentes unidades flotantes de perforación.	33
Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de perforación en AP.	48
Tabla 4.1 Clasificación del procesamiento submarino (Scott et al. 2004).	117

## Bibliografía

### Capítulo 1

OLAWALE ,Kolade, *Deepwater Drilling Problems*, Universidad de Stanverger, 2009

BARBOSA Cano, Fabio, *Situación de los Campos Petroleros en Aguas Profundas del Mundo*, Septiembre, 2008.

CNH: *La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos*. Diciembre, 2011.

<http://www.gasandoil.com/news/2002/08/nte23250>

Anuncia el presidente Calderón el primer descubrimiento de crudo en aguas profundas del Golfo de México. 29 de agosto 2012, Boletín No.54.

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionid=8&catid=40&contentid=27104>

PEMEX:

- *Las Reservas de Hidrocarburos 2007*
- *Las Reservas de Hidrocarburos 2008*
- *Las Reservas de Hidrocarburos 2009*
- *Las Reservas de Hidrocarburos 2010*
- *Las Reservas de Hidrocarburos 2012*

GOLFE, Mark, *The New Frontier: Exploring for oil with Gravity and Magnetics*, Earth Explorer, 2008.

BURNS, Carmela, *Pushing the Envelope: Integrated Approaches in Oil Exploration*, Earth Explorer, 2008.

BREWER, Tim, et al., *Perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos: Revelación de los secretos de la Tierra*, Schlumberger, 2005

### Capítulo 2

GAULT ,Allen, *DRILLING TECHNOLOGY Riserless drilling: circumventing the size/cost cycle in deepwater*, 1996, Offshore

T.J. Akers , *Jetting of Structural Casing in Deepwater Enviroments: Job Design and Operational Practices*,SPE 102378, ExxonMobil Development Co. ,Marzo 2008

E.F. Nogueira, A.T. Borges, C.J.M. Junior et al., *Torpedo Base- A New Conductor Installation Process*, OTC 17197, Petrobras, Mayo del 2005

Roger van Noort, SPE; Rob Murray, James Wilse, Shell et al., *Conductor Pre-Installation, Deepwater Brazil*, OTC 20005

KHAN, Ahsan: *Riserless Drilling (Managed Pressure Drilling)*, Universidad de Stavanger, Junio 15, 2012

MYERS, GREG: *Ultra-deepwater Riserless Mud Circulation with Dual Gradient Drilling*, Julio 2008, Scientific Drilling, No.6.

*Instructions for the use of Choke and Kill Lines*, Continental CONTITECH, 2008.

*Deepwater Well Design and Construction*, American Petroleum Institute, 2011.

BAI, Yong, *Pipelines and Risers*, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Volumen 3, 2001 pg 385.

HYNE, Norman J., *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production*, 1991, Estados Unidos de América, PennWell Publishing Company, pg 471, 519.

DOHERTY, Dale, *Factors Key To Deepwater Cementing*, 2011, The American Oil & Gas Reporter.

CUVILLIER, Gérard et. al., *Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas*, Oilfield Review, Schlumberger, 2000.

### **Capítulo 3**

LEIBSOHN Martins, Andre, *Sand-Control Aspects for Long-Horizontal-Section Wells in Unconsolidated Heavy-Oil Reservoirs*, JPT, OCTOBER, 2009.

EDMENT, Brian et al., *Improvements in horizontal gravel pack*, Oilfield review, 2005

VAN Domelen, Mark; RITTER, WES; HAMMEKE, David, *Fracpack Completions in Deepwater/High-Permeability Reservoirs*, 2000.

Catálogo Halliburton *Subsurface Safety Equipment*.

*Specification for Subsurface Safety Valve Equipment*, API Specification 14A Eleventh Edition, July 2005.

MONTARON, Bernard; VASPER, Adam, *Intelligent Completions*, Middle East & Asia Reservoir Review Number 8, 2007.

WANG, Changyong; ZHANG, Honghuan; DUAN, Menglan, *Reliability Analysis on Subsea X-tree Tubing Hanger*, International Journal of Energy Engineering , 2012.

#### Capítulo 4

YUE, Bin; WALTERS, David, *Lazy Wave SCR on Turret Moored FPSO*, 2H Offshore Inc, Houston, TX,

ROMBADO, G., *Steel Catenary Jumper for Single Hybrid Riser in Deepwater Applications*

WALTERS, David; THOMAS, David, *Design and Optimization of Top Tension Risers for Ultra Deep*, 2H Offshore

WALTERS, Marks, *Fatigue analysis of tether Chain in hybrid risers* 2H Offshore Inc. Houston, TX,

POCKERING, P.F., *The prediction of flows in production risers - Truth & Myth*, Londres, Departamento de Ingeniería Química y Tecnología Química.

HELLEST, Alf; Roger; KARUNAKARAN, Daniel; GUDMESTAD, Ove T., *Deep Water Pipeline and Riser Installation by the Combined Tow Method*, Subsea 7, Statoil and University of Stavanger, Norway.

LEY, T.; REYNOLDS, D., *Pulling and Towing of Pipelines and Blundles*, OTC 18233, Houston Texas, Mayo del 2006.

COOPER, Phillip, *Deepwater Design Challenges*, Oilfield Technology, 2012.

LEE, Walden, Engineering Manager, and Chemin Lim (formerly), T-Rex Engineering & Construction L.C., Houston, U.S.A. ANSYS ADVANTAGE Volume VI | Issue 1 | 2012

DAVALATH, Janardhan; WESSEL, Jorge; HATLO, Andreas, *DEEPWATER E&P: Twin-screw and helico-axial pumps hold advantages in seabed multiphase boosting* FMC Kongsberg Subsea.

MARTINS LEIBSOHN, Adre; CALDERON, Agostinho, *Sand-Control Aspects for Long-Horizontal-Section Wells in Unconsolidated Heavy-Oil Reservoirs*, JPT, 2009.

KOKAL, Sunil, *Crude Oil Emulsions: Everything You Wanted to Know But Were Afraid to Ask*, Saudi aramco, SPE, 2012.

KUMAR Dhar, Samir, *Gravel Pack Evaluation Techniques to Ensure Sand Control in Deep Water Unconsolidated Gas Reservoir*, India, SPE, 2012.

PERDUE, Jeanne M., *Subsea processing technology makes big strides*, World Oil, Vol. 230, No.11, 2009.

PASCHOA, Claudio, *Deepwater Umbilical Challenges in Brazil and Worldwide*, 2011.

HUA, Gong; FALCONE, Gioia, *Comparison of Multiphase Pumping Technologies for Subsea and Downhole Applications* Texas A&M University.

DAVALATH, Janardhan, *Twin-screw and helico-axial pumps hold advantages in seabed multiphase boosting*, DEEPWATER E&P. FMC.

LIM, Frank , *Installation of risers in deep waters*, 2H Offshore Engineering Limited, United Kingdom.

Saipem, *Offshore pipelines: Engineering and Construction Project References*.

TELFORD,Thomas, *North Sea Innovations and Economics: Proceedings of the Conference Organized by the Institution of Civil Engineers and Held in London, January 20, 1993*, pp. 98.

VOORS, Ewout, *On Board Balder*, Estados Unidos de América , Offshore Pipelaying, 2009.

*Petroleum and natural gas industries-Design and operation of subsea production systems-Part15: Subsea structures and manifolds*, Organización Internacional de Estandarización, ISO/DIS 13628-15, 2009.

QUINTIN,Hervé, LEGRAS,Jean-Luc et al., *Steel catenary riser challenges and solutions for deepwater applications*, 2007.

## Capítulo 5

CARACAS URIBE, Arturo, *Pronóstico probabilístico de los huracanes cercanos a México*, UNAM. México, D.F. 2005.

DE LAZOS Y GIROS, *La Corriente del Lazo en el Golfo de México*, Noticias AMIP, Asociación Mexicana de Infraestructura Portuaria, Marítima y Costera, A.C., Año 5 No. 17, Marzo 2009.

MARTÍNEZ LÓPEZ, Benjamín; PARES SIERRA, Alejandro, *Circulación del Golfo de México inducida por mareas, viento y la corriente de Yucatán*, Centro de investigación científica y de educación superior de Ensenada, Revista ciencias marinas marzo año/vol. 24, numero 001, Noviembre de 1997.pp 65- 95.

CASO, Margarita; PISANTY, Irene, *Diagnóstico ambiental del Golfo de México*, Volumen 1, SEMARNAT, Instituto Nacional de Ecología,2004. pp 49-59.

VANDIVER, J. Kim, *Research Challenges in the Vortex-Induced Vibration Prediction of Marine Risers*, Houston, Texas, Instituto de Tecnología de Massachusetts mayo 1998.

BAKER, J.W.; GOMEZ, R.K., *Formation of Hydrates During Deepwater Drilling Operations*, Estados Unidos de América, Journal of Petroleum Technology, SPE, 1989.

EBELTOFT, Hege; YOUSIF, M., *Hydrate Control during Deep Water Drilling: Overview and New Drilling Fluids Formulation*, Estados Unidos de América, SPE, 1997.

BRIMER, A.R., Deepwater chemicals injection systems: *The balance between conservatism and flexibility*. Eni Petroleum, OTC, Mayo 2006.

LORIMER, S.E.; ELLISON, B.T., *Subsea oil system design and operation to manage wax, asphaltenes and hydrates*, Nuevo Orleans, Shell deepwater Development, , 1998.

GRIEB, Thomas M., et al., *Effects of Subsea Processing on Deepwater Environments in the Gulf of Mexico*, Estados Unidos de América, 2008, U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Region.

MOKHATAB, Saeid, *Wax prevention and remediation in subsea pipelines and flowlines*, Universidad Wyoming, 2009.

GOLCZYNSKI, Thomas S.; KEMPTON, Elijah C., *Understanding wax problems leads to deepwater flow assurance solutions*, Estados Unidos de América, Gulf Publishing Company, 2006.

BRONDEL, Denise et al., *Corrosion in the Oil Industry*, 1994, Oilfield Review.

BAI, Yong; BAI, Qiang, *Subsea Structural Engineering Handbook*, Elsevier, Inglaterra, 2010.

## **Capítulo 6**

TRANNUM, Hilde C.; BAKKE, Torgeir, *Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill-focus on effects on fish and effects of dispersants*, Noruega, NIVA 2012.

ZHU, Xueqing, et al., *Guidelines for the bioremediation of marine shorelines and freshwater wetlands*, Estados Unidos de América, 2001.

GRIEB, Thomas M.; DONN, Theodore E., *Effects of Subsea Processing on Deepwater Environments in the Gulf of Mexico*, Nuevo Orleans, MMS, 2008.

## **Capítulo 7**

PARQUE DAS CONCHAS, A Supplement to E&P Magazine An Ultra-Deepwater Success.

CAIE, D.; CASSÉ-E., *Dalia Development Subsurface, Drilling, and Well Completions Engineering*, EUA, 2007.

LAFITTE, J. L.; PERROT, M, et al. *Dalia Subsea Production System: Presentation and Challenges*, 2007

DENNEY, Dennis *Thunder Horse Takes Reservoir Management to the Next Level*, JPT, Diciembre 2010.

**WAGGONER, John, *Thunder Horse: First of a generation in the GoM*, Technology Editor, Drilling & Production, Offshore.**

VIATOR, Ray, *Thunder Horse: Pushing the technology frontier* BP, Offshore.