



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Perforación en aguas profundas aplicando
métodos con sistemas de risers y doble gradiente”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

ANABEL LORENZANA GUZMAN

LUIS ALBERTO LIRA MENESES



DIRECTOR DE TESIS: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

Ciudad Universitaria, México

Noviembre 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

	Página
Introducción	
I. Historia de la perforación en aguas profundas	1
1.1 Definición de aguas profundas	1
1.2 Estimaciones y evolución mundial de hidrocarburos en aguas profundas	2
1.3 Reservas descubiertas y potenciales en aguas profundas	6
II. Retos y consideraciones generales en operaciones de perforación en aguas profundas	10
2.1 Perforación de pozos en aguas profundas	12
2.2 Sistemas de terminación	18
2.3 Producción e intervención	27
2.4 Geología y geofísica	31
III. Importancia del diseño basado en operaciones lógicas	33
3.1 Planeación de la perforación de pozos submarinos.	33
3.2 Adquisición y revisión de datos	35
3.3 Especificación de los detalles operativos por etapa	37
3.4 Planeación de la perforación y de la terminación del pozo	38
3.5 Diseño preliminar del pozo	42
3.6 Diseño detallado del pozo	47
3.7 Preparar el Programa del Pozo	51
3.8 Analizar y mejorar el desempeño.	57
IV. Equipo necesario para la perforación en aguas profundas y sistemas marinos	60
4.1 Unidades móviles de perforación	60
4.2 Unidades de perforación sumergibles	63
4.3 Unidades autoelevables	64

4.4 Plataformas fijas.	66
4.5 Barcos de perforación.	67
4.6 Plataformas semisumergibles.	69
4.7 Plataformas semisumergibles con sistema de anclaje.	70
4.8 Plataformas semisumergibles de posicionamiento dinámico.	72
4.9 Elementos de posicionamiento.	73
4.10 Plataformas con piernas tensionadas (TLP)	74
4.11 Plataformas de mástil tipo boya (Spar buoys)	76
V. Métodos de perforación con sistemas de risers y doble gradiente en aguas profundas	78
5.1. Determinación de las presiones de sobrecarga y formación	78
5.2. Predicción del gradiente de fractura para pozos en aguas profundas	80
5.3. Asentamiento de tuberías de revestimiento en tirantes de aguas profundas	81
5.4 Doble gradiente	83
5.4.1 Alcanzando la condición de gradiente doble	90
5.5. Herramientas recomendadas para perforar con doble gradiente	91
5.6 Risers	92
5.6.1 Descripción y operación	92
5.6.2 Componentes del riser de Perforación	93
5.7 Operación del sistema de risers de perforación	99
5.7.1. Preparación del riser para usarlo.	99
5.7.2. Suspensión de operaciones con el riser conectado	100
5.7.3. Aspectos que debe tomar en cuenta el diseñador	100
5.8 Cargas inducidas por el riser	101
5.9 Modos de operación	101
5.10 Determinación de la longitud del riser	102
VI. Evaluación económica	103
Conclusiones	107
Recomendaciones	108
Bibliografía	
Nomenclatura	

INTRODUCCIÓN

En tiempos actuales donde la demanda de hidrocarburos es mayor que la oferta es necesario buscar nuevos descubrimientos que incorporen reservas de hidrocarburos que garanticen una producción que satisfaga las demandas internacionales y nacionales, para ello la Industria Petrolera Mexicana ha iniciado la exploración en aguas profundas del Golfo de México.

Es por eso que la Industria Petrolera Nacional ha tenido que incursionar en la exploración y perforación de campos en aguas profundas. Al hablar de aguas profundas nos referimos a regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 m de profundidad entre la superficie y el lecho marino.

En México se han estimado recursos potenciales de hidrocarburos que alcanzan los 29.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el Golfo de México profundo, con una extensión que abarca aproximadamente 575 mil kilómetros cuadrados por lo que se vislumbra una intensa actividad de perforación y desarrollo de campos en aguas profundas.

Debido a esto, la Industria Petrolera Nacional actualmente realiza cuantiosas inversiones en la perforación de pozos en busca de estas reservas y en un futuro cercano tendrá que invertir en investigación y en tecnología para la adquisición de datos, de equipos operacionales, fluidos de perforación y control de pozos, así como en métodos que permitan una reducción de costos en la perforación costa afuera.

El objetivo de este trabajo es dar un panorama general en lo que se refiere a perforación en aguas profundas, sus riesgos y retos, así como presentar el concepto de doble gradiente para después compararlo con el sistema de perforación convencional con riser.

Los principales riesgos antes mencionados son: los riesgos geológicos debido a la complejidad de las formaciones geológicas como consecuencia de la rápida depositación de sedimentos que no permiten una buena compactación provocando presiones anormales, que traen como resultado una estrecha ventana operacional y arroja problemas en la perforación de los pozos. Otros factores que se consideran también muy importantes son las condiciones físicas de temperatura y presión, ya que

son los principales factores por los cuales son regidos y limitados los diseños de explotación.

Otro riesgo al cual se tiene que enfrentar el personal técnico es el operacional, como los son, el flujo de aguas someras y flujos de gas que pudieran provocar que se rompan las tuberías durante las actividades programadas, también las corrientes submarinas y oleaje que pudieran poner en peligro las instalaciones e infraestructura de producción, en nuestro caso de estudio, la bomba que va en el lecho marino que amortiguara las cargas hidrostáticas. Por ello es de suma importancia el aseguramiento de la infraestructura y subestructura así como del personal, por lo que se menciona el uso de plataformas de quinta generación con características descritas en el capítulo cuatro, las cuales están adecuadas para poder actuar en casos de contingencia y evitar catástrofes.

Por último un factor importante a considerar en cualquier proyecto es el riesgo financiero, debido a las cuantiosas inversiones de exploración, desarrollo y explotación es muy importante maximizar el capital económico en las actividades, donde en muchas ocasiones puede parecer más caro, pero con un estudio detallado un proyecto puede resultar más rentable por el ahorro de tiempo, espacio y personal. Como es en el caso de perforación con doble gradiente, donde el costo de perforación por día es mayor que el convencional, pero permite la reducción de días de operación, por lo que es más costoso ya que reduce el costo en un 30 %, lo cual en estas actividades de aguas profundas se convierten en ahorros de millones de pesos.

La combinación de estos factores genera que los proyectos en aguas profundas sean de alto riesgo, por lo que se deben enfrentar los retos con conocimiento, tecnología y con personal humano capaz de reducir costos y maximizar ganancias, además de optar por decisiones inteligentes, donde no prevalezca la intuición y el pragmatismo, y por el contrario se realicen ejercicios de modelamiento del riesgo e incertidumbre, para estar en condiciones de tomar la mejor decisión con la información al alcance. Por lo que se exhorta a tener la visión fija en un futuro lleno de energía, energía nacional producida por y para beneficio de los mexicanos.

CAPÍTULO I

HISTORIA DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Debido al incremento de la demanda de los hidrocarburos a nivel mundial, las empresas petroleras han tenido la necesidad de extender su campo de exploración y producción hacia nuevos horizontes, enfrentando nuevos retos para satisfacer la creciente necesidad de este valioso recurso no renovable, porque no es concebible imaginar un mundo sin energía, por tal razón se han visto en la necesidad de ampliar su visión hacia la extracción de hidrocarburos en aguas profundas, las cuales actualmente aportan una producción de crudo de 6 millones de barriles de los casi 85 millones de oferta mundial de aceite, lo cual significa casi un siete por ciento.

1.1 Definición de aguas profundas.

En 1947 se iniciaron las actividades de perforación costa afuera a nivel mundial en lo que se denominó aguas profundas.

Para entender la definición de "aguas profundas", es preciso tomar en cuenta el nivel de tirante de agua donde se realizaran las operaciones petroleras. Por lo general, con respecto a la perforación de pozos, se considera profundo todo aquello que supere los 500 metros (m) de profundidad en tirantes de agua del lecho marino a la superficie. Cuando se consideran profundidades superiores a los 2000 m, se habla de aguas ultraprofundas¹. La figura 1.1 nos muestra la conceptualización de aguas profundas y ultraprofundas, atendiendo a su batimetría.

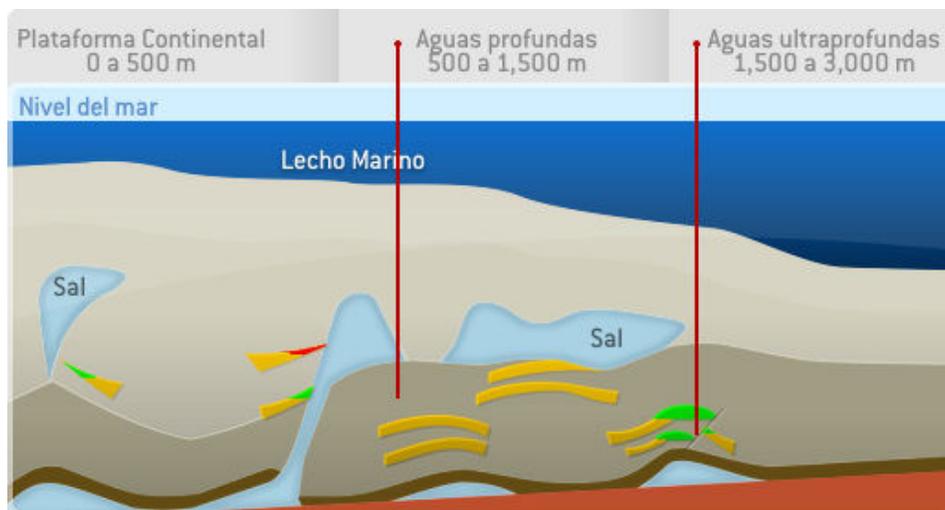


Figura 1.1 Definición de aguas profundas y ultraprofundas, atendiendo a su batimetría¹

1.2 Estimaciones y evolución mundial de hidrocarburos en aguas profundas

En todo el mundo se ha descubierto un volumen de reservas 43.5 miles de millones de barriles (6.9 miles de millones de m³) de petróleo en aguas en las que el lecho marino supera los 500 m de profundidad y además se estiman recursos prospectivos por 86.5 miles de millones de barriles (13.7 miles de millones de m³). Hasta el momento sólo se ha explorado aproximadamente la mitad de la superficie que se supone contiene hidrocarburos debajo de aguas profundas. Algunas estimaciones sugieren que el 90% de las reservas de hidrocarburos aún no descubiertas en el mundo en zonas marinas se encuentran en mares cuyas profundidades superan los 1000 m.

La importancia de este recurso no renovable en las batimetrías mencionadas, es el que representa el nueve por ciento de las reservas mundiales de hidrocarburos contabilizadas a la fecha.

La industria del petróleo y el gas ha venido extendiendo sus primeras operaciones de exploración y producción con equipos montados en tierra firme, cabezales de pozos y tuberías de conducción para explotar las riquezas del volumen de la tierra que se encuentra cubierta por el mar, esta evolución desde la tierra hacia el mar se ha producido a lo largo del último siglo, a partir de 1897 cuando se instaló el primer mástil de perforación encima de un muelle en las costas de California (EE.UU.).

¹ Plan de Negocios PEMEX 2007.

Más adelante, se comenzaron a utilizar los equipos de perforación costa afuera, con plataformas marinas, semisumergibles y equipos de perforación autoelevables y embarcaciones de perforación con sistema de posicionamiento dinámico. Desde un punto de una plataforma fija o un equipo flotante, se podían perforar pozos en distintas direcciones con el fin de explotar el yacimiento al máximo posible.

Así mismo, es importante destacar que el récord actual de profundidad submarina en perforación corresponde a un pozo perforado por la compañía Petrobras en la zona marina de Brasil, donde el tirante de agua alcanzo los 2780 m. Este récord fue superado en cuatro oportunidades durante 1999, a medida que la profundidad aumentaba de 2353 a 2780 m. de tirante de agua considerando todos los riesgos y desarrollos tecnológicos que dichos avances implican.

A medida que se perfeccionó la tecnología de operaciones marinas en busca de la conquista de ambientes cada vez más hostiles y desafiantes, la perforación costa afuera evolucionó en dos direcciones principales. En primer lugar y según lo previsto, los pozos se perforaban en zonas en las que la columna de agua aumentaba año tras año, hasta llegar al récord actual en un pozo productor, en el área marina de Brasil.

En la perforación con fines exploratorios, Petrobras en Brasil alcanzó el récord de 2777 m. y en el Golfo de México existen otros campos aún no explorados con recursos prospectivos en los que la columna de agua supera los 3050 m.

En una segunda dirección, los equipos de terminación de pozos se han sumergido en el agua. En lo que se denomina terminación submarina, los cabezales de los pozos que se encuentran sobre el lecho del mar se conectan con las líneas de flujo que transportan el petróleo y el gas a la superficie. Al contar con diversos puntos de acceso, es posible alcanzar una mayor superficie del yacimiento respecto de los pozos de alcance extendido, lo cual permite explotar el volumen del yacimiento con mayor eficiencia. Asimismo, el uso de una instalación central común permite reducir el costo de desarrollo del campo en forma significativa.

Las primeras operaciones en pozos submarinos que se terminaban en aguas someras con equipos de perforación semisumergibles se llevaban a cabo con ayuda de buzos que dirigían el emplazamiento de los equipos y operaban las válvulas. Hoy en día, las terminaciones submarinas pueden resultar demasiado profundas para los buzos, de tal modo que los equipos de producción se controlan y manejan por medio de vehículos operados por control remoto (ROVs, por sus siglas en inglés.) El simple conjunto de cabezal de pozo y tuberías de conducción se ha ampliado hasta incluir varios cabezales conectados a un conjunto de válvulas de distribución a través de líneas de flujo, y luego a un sistema de producción flotante, a una plataforma cercana o a las instalaciones emplazadas en la costa. A través de grupos de válvulas de distribución conectados a puntos centrales submarinos se logra maximizar la cobertura del yacimiento.

Cada vez con mayor frecuencia, las operaciones que se realizaban originalmente en la superficie se están trasladando al fondo del mar. La tecnología submarina disponible hoy en día comprende una amplia variedad de equipos y actividades: cables grúa para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas de cabezal de pozo, o de producción, preventores de reventones, árboles de intervención y de prueba; conjuntos de válvulas de distribución, plantillas; ROVs, líneas de flujo, tubos ascendentes (Risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y medición de fluidos y separación y reinyección de agua. En la tabla 1.2, se muestra el orden y la importancia de las principales actividades costa afuera, que se han realizado durante la evolución de la exploración y desarrollo de campos marinos.²

² Thomas M: "into the ultradeep" Deepwater Technology, Supplement to Petroleum Engineer International 72, No.5 (Mayo de 1999)

Perforación marina	Profundidad del mar	Actividades submarinas
<p>1897 Se coloca un mástil de perforación encima de un muelle a 76 m (250 pies) de la costa</p> <p>1911 Primera plataforma de perforación</p> <p>1925 Primera isla artificial de perforación</p> <p>1932 Primer pozo perforado desde una plataforma independiente</p> <p>1953 Primeros taladros móviles y sumergibles</p> <p>1956 Se perfora a partir de 183 m (600 pies) de profundidad bajo el agua</p> <p>1966 Primer taladro de perforación autoelevables</p>	<p>1970 Perforación guía a partir de 456 m (1497 pies) de profundidad bajo el agua</p> <p>1971 Primera embarcación con sistema de posicionamiento dinámico</p> <p>1987 Récord de perforación a partir de 2292 m (7520 pies) de profundidad bajo el agua</p> <p>1994 Récord de producción de petróleo a partir de 1027 m (3370 pies) de profundidad bajo el agua</p> <p>1996 Récord de producción de petróleo a partir de 1709 m (5607 pies) de profundidad bajo el agua</p> <p>2000 Récord de perforación a partir de 2777 m (9050 pies) de profundidad bajo el agua</p>	<p>1961 Primer árbol de válvulas submarino</p> <p>1973 Primer plantilla (templete) de pozos múltiples submarinos</p> <p>1991 Récord de tubería horizontal submarina de 48 km (30 millas) de longitud</p> <p>1992 Primer árbol horizontal</p> <p>1996 Récord de tubería horizontal submarina de 109 km (68 millas) de longitud</p> <p>1997 1000 pozos submarinos completados</p>

Figura 1.2 Cronología de las operaciones costa afuera en el mundo.

1.3 Reservas descubiertas y potenciales en aguas profundas

Con relación al Golfo de México, el primer árbol de producción submarino fue instalado en 1961 en un pozo operado por la compañía Shell. Al cabo de 36 años, se han terminado 1000 pozos submarinos en la referida área geográfica. La figura 1.3 nos muestra la evolución creciente de campos descubiertos de los años 1998-2002, habiendo pasado de de 25 a 93 campos, donde la intensidad de descubrimiento ha sido alcanzada en el Golfo de México.

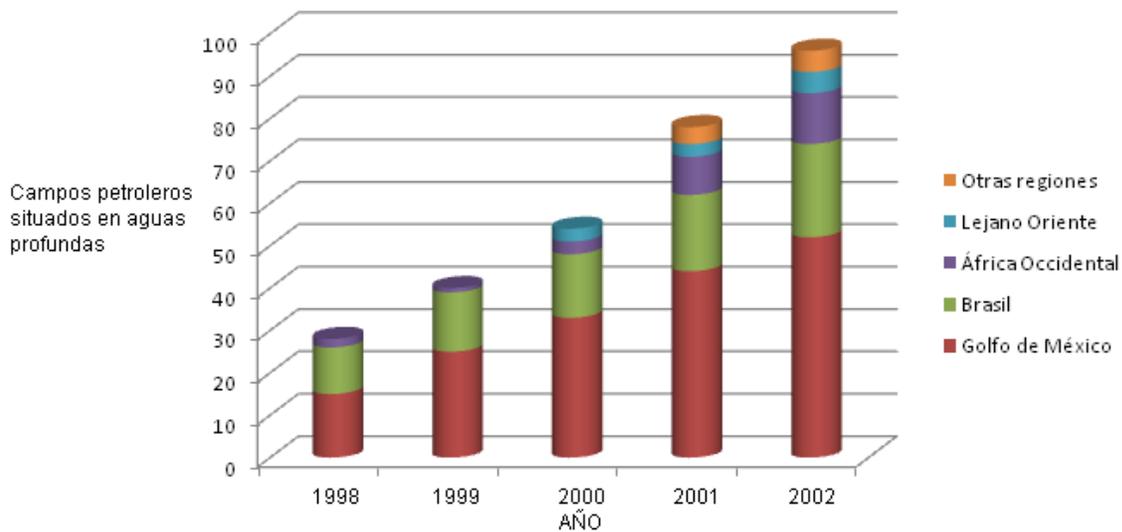


Figura 1.3 Campos petroleros situados en aguas profundas, agrupados por región y en función del tiempo.

Así mismo, se muestra en la figura 1.4, las estimaciones de reservas descubiertas y potenciales en los yacimientos de todo el mundo, destacando America del Sur y África Occidental con los mayores volúmenes de estas estimaciones.

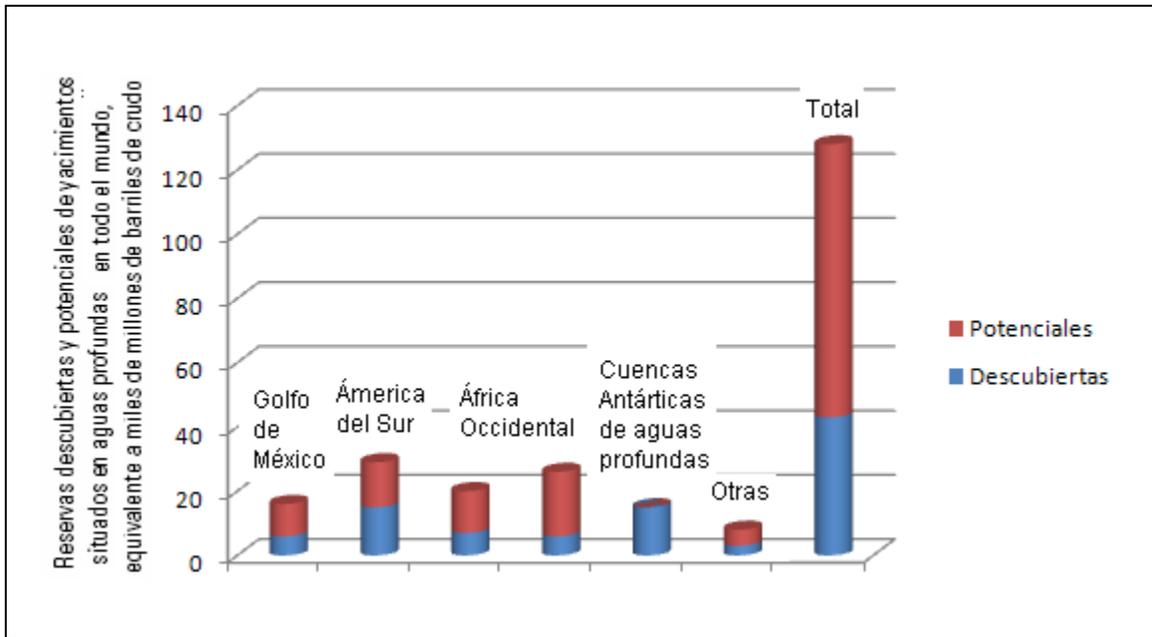


Figura 1.4 Miles de millones de barriles de reservas descubiertas y potenciales en aguas profundas.

A nivel mundial, la producción diaria de barriles de petróleo contabilizada de aguas profundas alcanzó poco más de 6 millones de barriles en 2007. Los diez principales productores en aguas profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial. La figura 1.5 nos presenta la evolución de la producción mundial de crudo en aguas profundas.

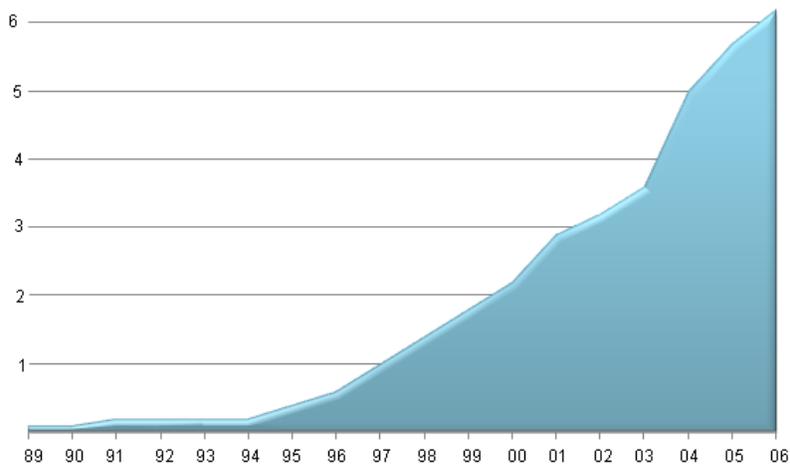


Figura 1.5 Producción mundial diaria en aguas profundas (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Las reservas y recursos prospectivos de aguas profundas localizadas en las Aguas Territoriales de los Estados Unidos Mexicanos del Golfo de México, abarcan una extensión de alrededor de 575 mil Kilómetros cuadrados.³ La figura 1.6 presenta el área mencionada de las reservas y recursos de México.



Figura 1.6 Área donde se muestran las reservas y recursos en Aguas profundas de México, la cual contabiliza 575,000km²

Es importante mencionar que en los últimos cuatro años, la empresa nacional de hidrocarburos de México ha perforado cinco pozos en el Golfo de México con profundidades de entre quinientos y mil metros de tirante de agua. La figura 1.7 presenta los resultados obtenidos de cada pozo exploratorio y actualmente ninguno de los campos descubiertos ha sido desarrollado, por lo que ninguno reporta producción actual. El 7 de marzo del 2008, se inició la perforación del pozo Tamil-1 que se encuentra en un tirante de agua de 666 metros.

³ http://www.pemex.com/preguntas_frecuentes/aguas_profundas

Año	2004	2004	2006	2007	2007	2008*
Pozos	Chukta-201	Nab-1	Noxal-1	Lackach1	Lalall-1	Tamil
Tirante (m)	513	679	936	988	806	666
Profundidad (m)	4901	4050	3640	3813	3815	--
Prueba de producción	Improductivo	1178 BPD	9.5 MMPCD	25-30MMPCD	18 MMPCD	--
Reservas totales	--	32.6 MMBPCE	0.42 MMMMPC	1.3 MMMMPC	0.71 MMMMPC	--

Figura 1.7 Pozos exploratorios perforados por Petróleos Mexicanos en aguas profundas del Golfo de México

La tecnología en aguas profundas ha evolucionado en todos los aspectos, logrando la perforación en tirantes de agua cada vez mayores y con equipo y técnicas más sofisticadas para enfrentar los grandes retos de la ingeniería.

Dentro de los aspectos de la innovación tecnológica destaca el desarrollo de una nueva tecnología en 1996, con la participación de 22 compañías que constituyeron una alianza con el fin de eliminar el efecto de la profundidad del agua en la planificación y la perforación de los pozos de aguas profundas. El grupo determinó que la solución más viable implicaba reducir el peso del lodo sobre la formación cambiando el sistema de retorno del lodo a la superficie.

Desde 1996, Shell E&P subvenciona el desarrollo de un sistema de bombeo submarino que alcanza un gradiente doble con tecnología existente. Este proyecto, en el que han participado diversas compañías, incluyendo FMC kongsberg, Alcatel, Centrilift, Dril-QUIP y Robicon, consiste en la separación submarina de los recortes de mayor tamaño de manera que se puedan utilizar bombas electrosomergibles para transportar el lodo a la superficie, mientras que los recortes remanentes se dejan sobre el lecho del mar.

CAPÍTULO II

RETOS Y CONSIDERACIONES GENERALES EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

La evolución de todos los aspectos relacionados con la incorporación de reservas en aguas profundas ha acelerado el desarrollo de tecnologías de vanguardia donde se han venido abordando retos técnicos para la solución de problemas en el desarrollo de campos en aguas profundas, donde destacan cuatro dominios técnicos: perforación de pozos, terminación, producción, así como geología y geofísica donde se han visto grandes avances. En la figura 2.1, se presentan las áreas del conocimiento que conforman los retos actuales de estos cuatro dominios técnicos.

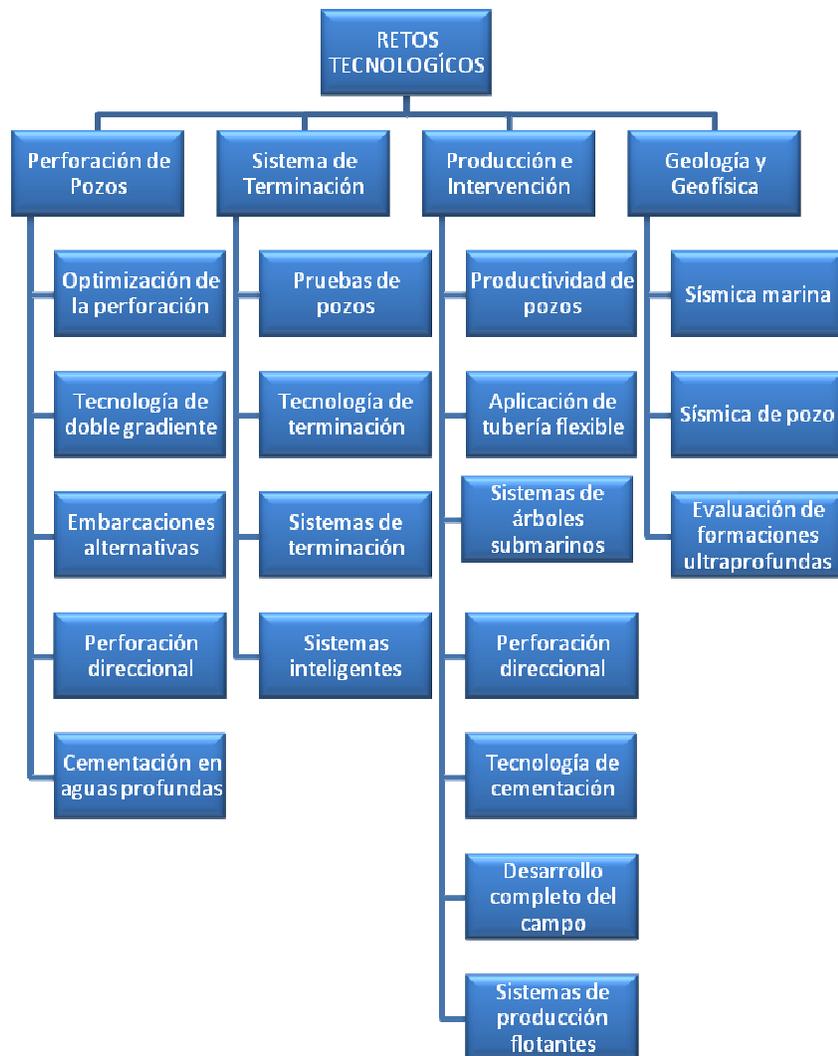


Tabla 2.1. Áreas del conocimiento que conforman los cuatro dominios técnicos¹

¹ José Eduardo Mendoza et al.: “Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas”. Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000.

2.1 Perforación de pozos en aguas profundas

Optimización de la perforación

Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados respecto a la presión de poro y gradiente de fractura, ya que para perforar un agujero hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro.

Los sedimentos pueden resultar subcompactados durante la depositación. Puede ocurrir que las presiones de poro sean elevadas y que los gradientes de fractura sean bajos en comparación con los de los pozos terrestres en las mismas profundidades, y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea reducida. En algunos proyectos, se necesita un número determinado de tuberías de revestimiento para controlar los sedimentos someros y no consolidados, así como las zonas de transición más profundas en las que no se puede llegar hasta el yacimiento. O bien, si se alcanza, el diámetro de la tubería de producción que se podrá colocar dentro de la TR final es tan pequeño que el proyecto se vuelve antieconómico, ya que la producción se ve restringida.

Antes de la perforación, la presión de poro se puede calcular a partir de otros elementos, tales como velocidades sísmicas locales, la experiencia en perforación, las densidades del lodo y las mediciones sónicas y de resistividad obtenidas en pozos cercanos. La validez de las predicciones de la presión dependerán de la calidad de los datos utilizados, de la eficacia del método empleado para calcularla y de la calibración con respecto a las presiones medidas. Si bien no se realiza en forma habitual, para perfeccionar el modelo de la presión de poro se puede actualizar con datos de calibración locales derivados de observaciones de perforación, de registros obtenidos durante la perforación y de perfiles sísmicos verticales, generados a partir de fuentes de superficie o de la sarta de perforación como fuente acústica. A continuación una tecnología que ha mostrado utilidad en hacer factible la aplicación de perforación en ventanas operacionales reducidas es la de doble gradiente.

Tecnología de doble gradiente

Debido a la reducción de la ventana operativa en aguas profundas causada por el tirante de agua se ha tenido que recurrir a la implementación de un nuevo método para la perforación de pozos que sea más costeable y que permita la reducción del número de sartas de revestimiento y una producción a altas tasas de flujo, denominando a este método como tecnología de doble gradiente.

El objetivo de este método es reemplazar el gradiente único de presión por un gradiente doble, este último consiste en que uno de los gradientes es tomado desde el equipo de perforación al lecho marino y el otro desde el lecho marino al fondo del pozo. Con este sistema se logra la disminución de la carga en el tubo ascendente.

Cuando se perfora convencionalmente en aguas profundas el riser es tratado como parte del pozo y a medida que la profundidad del agua es mayor se incrementan las presiones en el pozo. Sin embargo, cuando se usa los procedimientos de sistema de perforación con gradiente doble, la profundidad del agua ya no es un factor que afecte la presión en el pozo.

Embarcaciones alternativas

Los mayores retos al momento de construir los pozos en aguas profundas tienen que ver con las grandes profundidades y con las condiciones en que se encuentran en cada una de las zonas petroleras, situadas en aguas profundas.

Es necesario utilizar equipos de perforación mucho más grandes y potentes para mantener la estabilidad frente a las fuertes corrientes y para transportar el volumen adicional de lodo y maniobrar el tubo ascendente, ambos necesarios para construir el pozo.

La profundidad extrema del agua tiene un impacto en el tiempo improductivo del equipo de perforación. Por ejemplo, si se produce un inconveniente en el funcionamiento del preventor de reventones submarinos (BOP) se puede llevar tres días sólo elevarlo hasta la superficie para repararlo.

En áreas como el Golfo de México, los peligros relacionados con el flujo de fluidos provenientes de zonas someras dificultan la construcción de los pozos. Estas zonas que se encuentran por debajo del lecho marino son capaces de producir agua y cuando son perforadas pueden provocar grandes problemas de inestabilidad del agujero.

Como los equipos de perforación se mueve en las aguas más profundas por las grandes corrientes marinas se han buscado tecnologías innovadoras y nuevas plataformas que están mejorando la capacidad de demanda de operaciones con una mayor eficiencia y con el menos tiempo posible, dando como resultado la disminución de costos, que son tres veces más en plataforma que en tierra. La llamada “ Quinta generación”, son buques perforadores y semi-sumergibles que están permitiendo a la industria alcanzar profundidades de tirantes de agua de 3000 m y vislumbrar alcances cada vez mayores. Con sus más grandes ganchos de carga, capacidad de bombeo, sistemas y perforación direccional, las más recientes de estas plataformas son capaces de operar a 4000 m de profundidad e incluso de alcanzar los 12000 m de profundidad total en la perforación de pozos.

Un ejemplo es la construcción de nuevas plataformas con mayores capacidades de desplazamiento, de producción, de alojamiento masivo y que permitan la disminución de operaciones utilizando menos plataformas, como se muestra en la figura 2.2. Esta permitirá a los sistemas dos operaciones de perforación que tendrán lugar simultáneamente, lo que significa importantes ahorros de tiempo y dinero.

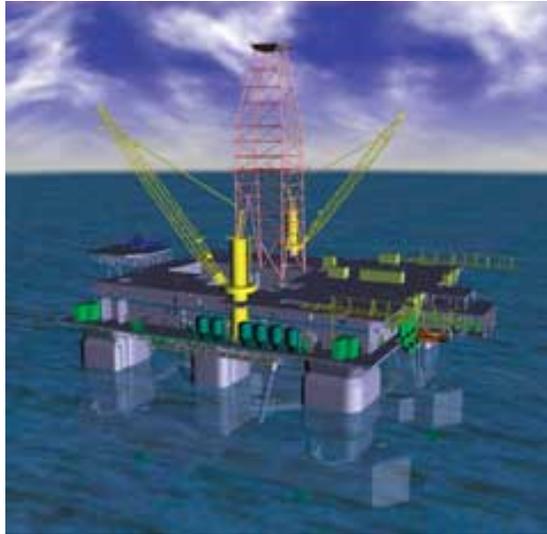


Figura 2.2 muestra el diseño de una plataforma semisumergible de perforación, que será capaz de operar a 3700 m de tirante de agua y tendrá capacidad para alojar a 200 personas.

Una variante de las plataformas de quinta generación es que tienen anclas o motores de succión, y se recuperan cuando ha terminado la perforación. También cuentan con líneas de amarre sintéticas en el fondo, para disminuir peso en las plataformas y darle una mayor estabilidad. Algunas plataformas ya llevan dos juegos de estos dispositivos de anclaje, lo que les permite tener su siguiente sitio preparado cuando se encuentra todavía la perforación anterior en su ubicación. Las líneas sintéticas de amarre se adjuntan por parte de los buques especialmente equipados, ya sea cuando los anclajes se instalan o posteriormente. En los casos en que la plataforma de perforación no esté en el lugar indicado, las líneas pueden ser vinculadas a las boyas hasta que llega la plataforma.

Perforación direccional

Una vez que se ha aislado el peso de la columna hidrostática del tirante de agua. La perforación direccional en pozos de aguas profundas es similar al caso de pozos terrestres.

Las aplicaciones de los pozos direccionales son múltiples, la aplicación actual más común es en la perforación costa afuera, ya que permite perforar varios pozos desde estructuras artificiales. En el caso del control de las fallas geológicas el pozo se puede desviar a

través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción, también es útil en localizaciones inaccesibles, así mismo puede ser usada para desviación lateral y enderezamiento, perforación de domos salinos y pozos de alivio.

La figura 2.3 muestra los tipos de perforación direccional y el arreglo geométrico de cada uno de ellos.

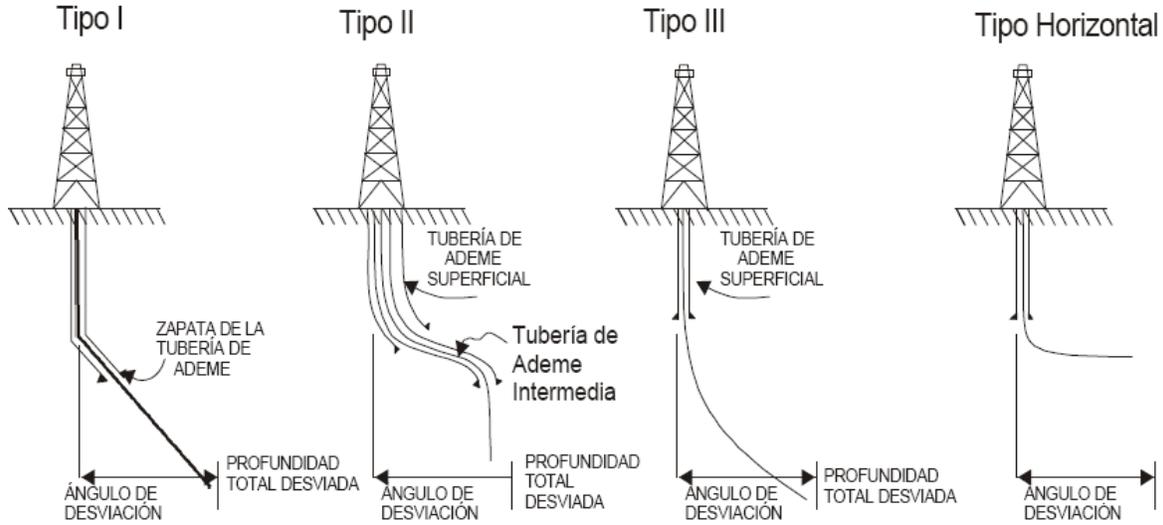


Figura 2.3 Tipos de pozos de perforación direccional.

Tipo I: El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.

Tipo II. Es el pozo de configuración en "S". La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I. hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta llegar al objetivo. Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

Tipo III. La desviación se comienza muy por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo. Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperforar o reubicar la sección inferior del pozo.

Tipo Horizontal, Multilateral, y de Alcance extendido.- La productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas- aceite.

Cementación en aguas profundas

El éxito de la terminación de pozos está relacionado directamente con la cementación primaria del pozo, ya que si no hay una buena cementación se pueden presentar problemas tales como inestabilidad en el agujero y en las tuberías, producción indeseada y mal aislamiento zonal. Un problema de importancia en aguas profundas es la entrada de agua durante las operaciones de cementación.

La entrada de agua puede impedir el fraguado del cemento, con lo cual se pone en peligro la integridad del pozo. En aguas profundas es necesario encontrar un cemento que sea capaz de resistir el flujo de agua pero que a la vez sea lo suficientemente liviano para no provocar fracturas en las formaciones débiles. La clave consistía en encontrar un cemento con un tiempo de transición corto (el período en que pasa del estado líquido al sólido) para minimizar el intervalo durante el cual la resistencia es demasiado baja para resistir el flujo de agua.

La solución fue utilizar una lechada nitrogenada para aguas profundas, este cemento presenta un tiempo de transición corto y desarrolla rápidamente una alta resistencia a la compresión, por lo cual impide que el flujo de agua penetre el sello del cemento. Como la lechada tiene una fase gaseosa, la densidad del cemento se puede modificar mediante la

inyección de nitrógeno durante el mezclado, para crear una lechada liviana que no provoque fracturas en las formaciones profundas y débiles.²

2.2 Sistemas de terminación

Pruebas de pozos

Durante la etapa de exploración de un pozo, una vez descubierta una zona potencial de producción, se lleva a cabo una prueba del pozo con el fin de evaluar la producción y la capacidad de afluencia del mismo. Para probar un pozo submarino, se emplea una herramienta de prueba bajada a través del conjunto BOP, con la columna de perforación. Por lo general, una sarta de perforación consta de bombas, sondas, un transportador de sondas de presión y temperatura con capacidad para realizar lecturas desde la superficie, un empacador recuperable y válvulas para efectuar las pruebas. Se conecta por medio de tuberías hasta el lecho del mar, y luego un árbol de pruebas recuperable que controla el pozo y se coloca en el conjunto BOP para garantizar que de ser necesario se podrá desconectar en forma controlada. Los fluidos provenientes del yacimiento entran en contacto con sondas de la sarta, donde se miden la presión y la temperatura en condiciones de fondo, luego recorren la tubería de producción y el árbol de pruebas y finalmente llegan a la superficie.

En 1974, se introdujo la primera herramienta de prueba submarina y se comenzaron a realizar operaciones de prueba desde embarcaciones que contaban con el nivel de seguridad necesario. Desde entonces, la tecnología ha evolucionado y otras compañías han diseñado distintas herramientas con fines relacionados.

En un trabajo de pruebas submarinas, fue posible confirmar la capacidad de desconexión con una tecnología nueva, bajo condiciones climáticas severas en el Mar del Norte. En la locación del pozo la profundidad del lecho marino era de 116 m, y se utilizó una

² Boinsnault JM, Guillot D, Bourahla B, Tirlia T;Dahl T, Holmes C, Raiturkar AM, Maroy: "Concrete Developments in Cement Technology", Oilfield Review 11, no.1 (primavera de 1999): 16- 29

herramienta equipada con un sistema de control hidráulico. La prueba en este yacimiento de petróleo pesado se realizó con una bomba electrosumergible y una herramienta DST.

Las condiciones climáticas empeoraron de tal manera que el promedio de oscilación vertical de la marea alcanzo los 4.6 m. En ese momento, el operador decidió detener la prueba y efectuar la desconexión. Se activaron las válvulas de cebado y la herramienta fue desconectada y levantada como se muestra en la figura 2.4. Se desconectó el tubo ascendente y la embarcación se desplazó. Cuando las condiciones climáticas mejoraron, la prueba de pozo fue interrumpida y el objetivo principal consistió en reconectar y recuperar la herramienta DST. Se realizó la reconexión con todo éxito y se pudo recuperar la herramienta de prueba.

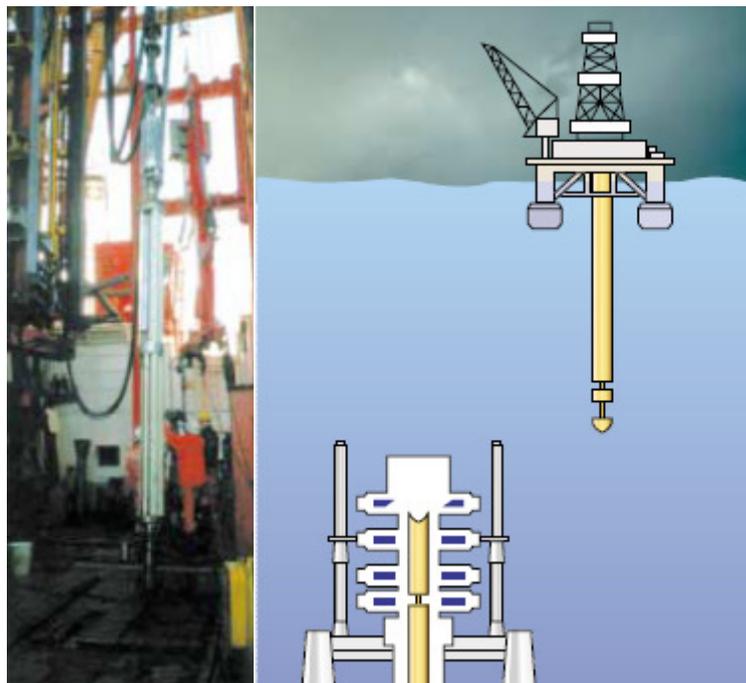


Figura 2.4 Pruebas de pozos realizadas con nueva tecnología

Tecnología de terminación

Una vez realizadas las pruebas de pozos, se extraen el empacador, la sarta de pruebas, la tubería de producción y el conjunto de BOP queda en control del agujero, ya sea para su posterior abandono o para realizar re-entradas. La instalación de una terminación

permanente, o una sarta de tubería de producción, se realiza durante la etapa de desarrollo, cuando se perforan y se terminan los pozos productivos. El proceso básico de terminación de un pozo submarino con un árbol de producción horizontal se puede describir como una serie de cinco pasos, que comprenden varias tareas derivadas dentro de las cinco categorías principales:

Suspensión del pozo.- Suspender el flujo del pozo inyectando fluidos para matar pozos; colocar tapones para cegar el flujo; recuperar el tubo ascendente y el conjunto BOP.

Instalación del árbol de producción.- Instalar el árbol horizontal; bajar nuevamente las válvulas BOP de perforación, recuperar los tapones y la columna de suspensión provisoria.

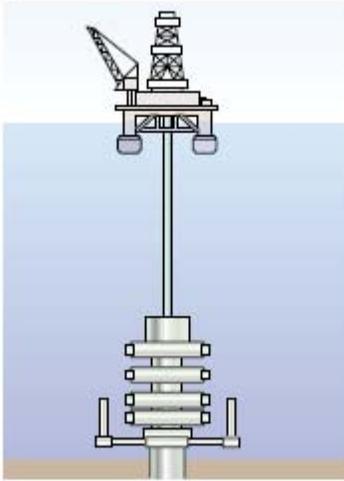
Terminación.- Cambiar el fluido en el pozo por fluido de terminación; acondicionar el pozo antes de comenzar el proceso de terminación; realizar la terminación con equipo de producción y la herramienta de terminación submarina y pruebas.

Instalación e intervención.- Cerrar los arietes empaquetadores; asentar y probar el colgador; fijar y probar el empacador; crear condición de presión inversa en el pozo; bombear; establecer flujo de limpieza; extraer la columna de asentamiento.

Aislamiento y preparación para la producción.- Bajar y fijar el tapón del colgador, abrir los arietes empaquetadores; desconectar la herramienta utilizada para bajar el colgador y la tubería de producción (THRT), extraer la herramienta THRT fuera del agujero con la columna de asentamiento. Bajar el sombrero interno del árbol; bajar y fijar el tapón del sombrero interno del árbol. Desconectar la herramienta THRT del sombrero interno del árbol; recuperar la columna de asentamiento; recuperar el conjunto BOP y el tubo ascendente.

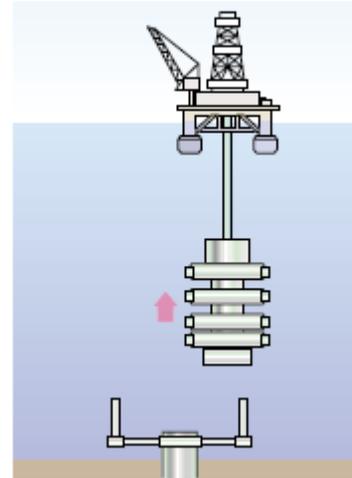
En la siguiente serie de figuras se muestra la secuencia de una terminación submarina

1



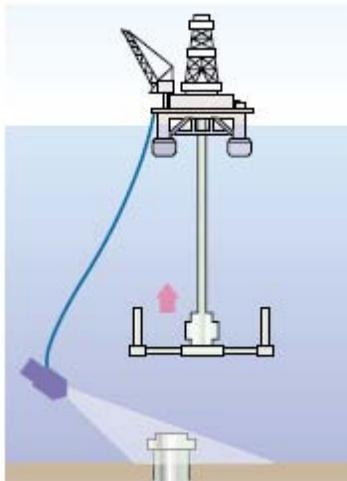
Terminación de la perforación e instalación del empacador de suspensión de suspensión.

2



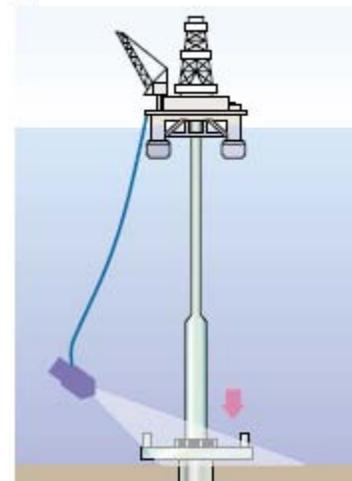
Recuperación del tubo ascendente de perforación y del conjunto BOP, desplazamiento del taladro.

3



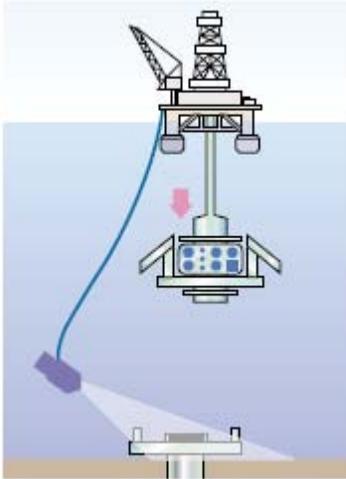
Recuperación de la base guía de perforación con ayuda del ROV.

4



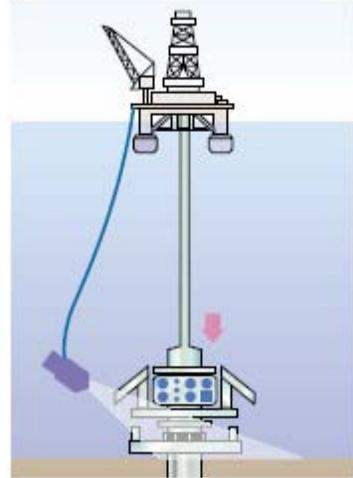
Bajada de la base de producción y conexión en el cabezal del pozo de 30 pulgadas.

5



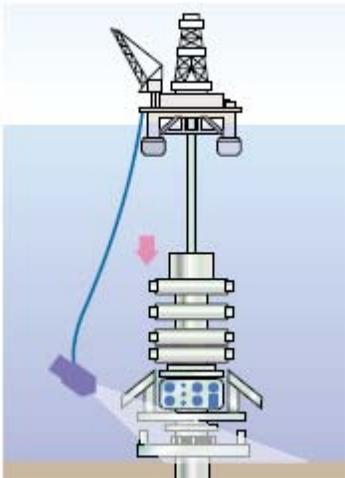
Bajada del árbol horizontal submarino.

6



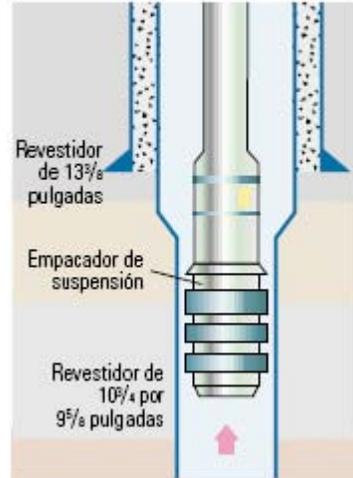
Asentamiento del árbol, prueba de los sellos y válvulas con el ROV. Fijación de los cables guía y Liberación de la herramienta Utilizada para bajar el árbol.

7



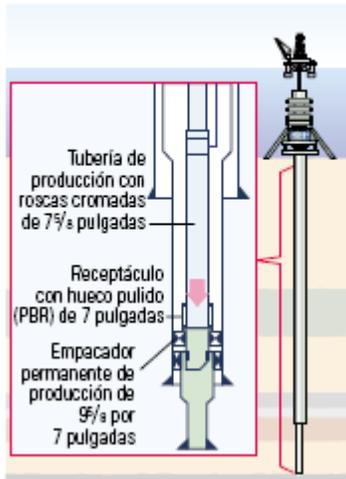
Bajada del conjunto BOP y acoplamiento con el árbol horizontal, instalación del conector, bajada de la herramienta de prueba de las válvulas BOP y ensayo del árbol de pruebas.

8



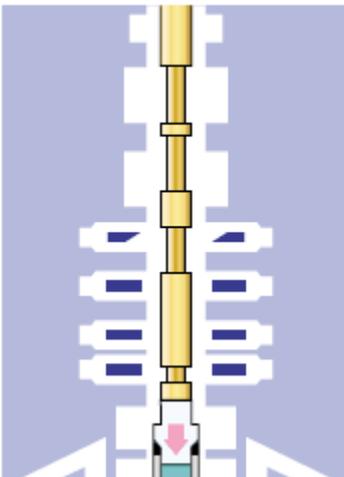
Recuperación del empacador de suspensión, remoción de la camisa camisa de desgaste del árbol, montaje del sistema de pruebas de pozo.

9



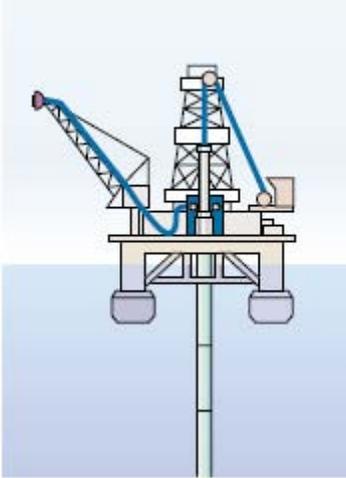
Bajada de la columna de terminación, bajar el colgador de la tubería de producción y armado del sistema de pruebas de pozo sobre el colgador; bajada de la columna de asentamiento con conexión a través del cordón umbilical, armado del cabezal de control de superficie hasta la columna de asentamiento.

10



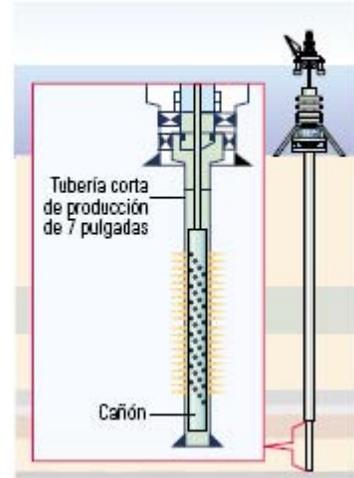
Asentamiento del colgador en el árbol de producción y prueba de sellos. Montaje del equipo de perfilaje y recuperación de la camisa conectora. Bajada de los protectores de los asientos. Circulación de agua potable por la tubería de producción para establecer una caída de presión. Bajada del tapón con cable de perfilaje, prueba de la columna y fijación del empacador.

11



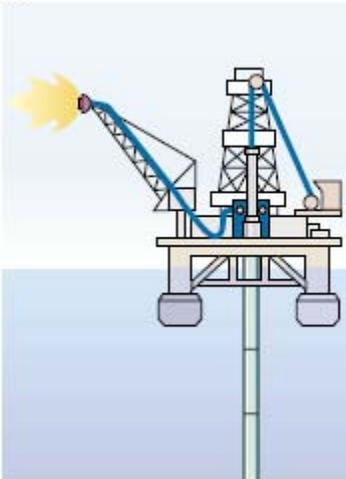
Montaje del equipo de pruebas de producción. Montaje del cable de perfilaje y del lubricador.

12



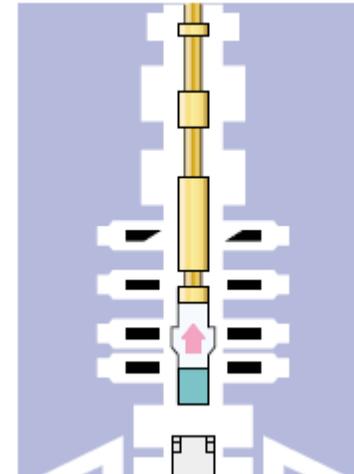
Bajada de las bombas, y disparos del pozo.

13



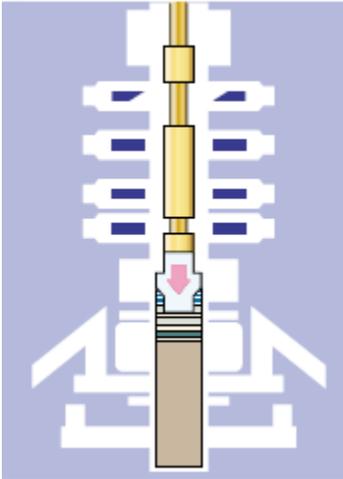
Ejecución de la prueba de producción, estimulación con ácidos y pruebas a varias tasas de producción.

14



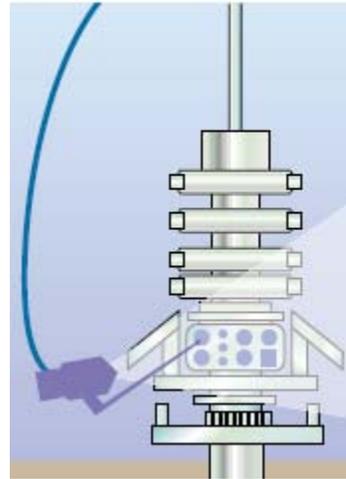
Desconexión y recuperación de la herramienta y de la columna de asentamiento. Desmontaje del equipo de prueba de producción y del cabezal de flujo.

15



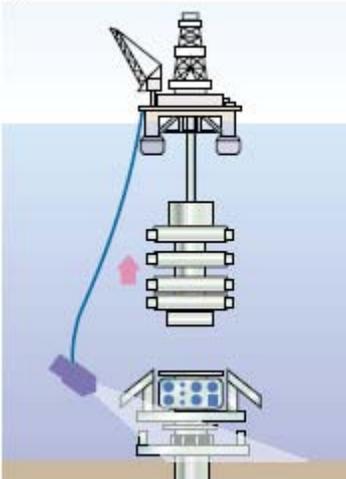
Bajada del sombrero interno del árbol.

16



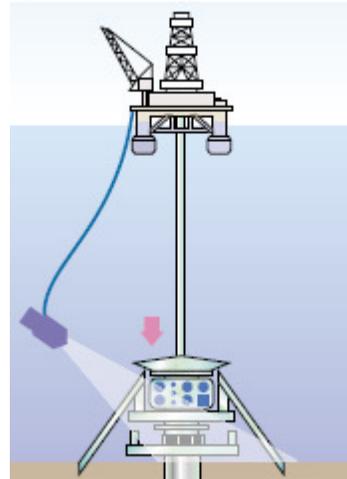
El ROV cierra las válvulas. Recuperación de la herramienta THRT (Herramienta para bajar el colgador de la tubería de producción) y de la columna de asentamiento.

17



Recuperación del conjunto BOP y de las guías de los cables.

18



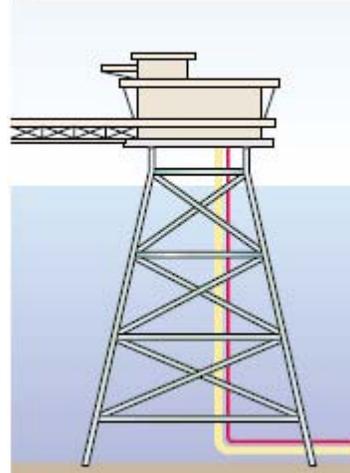
Instalación del sombrero de residuos, desplegado de las patas telescópicas

19



Suspensión del pozo.

20



Conexión a la línea de producción.

Algunas de las principales tecnologías implementadas para la perforación de aguas profundas del Golfo de México han sido las herramientas de predicción para desarrollar y reducir los niveles de riesgos que son muy largos, complejo y caros. Algunas operaciones son monitoreadas y supervisadas en tiempo real lo que permite optimizar y reducir el riesgo como se muestra en la figura 2.5.

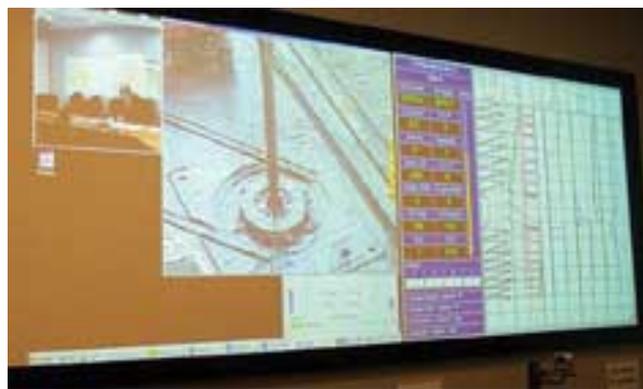


Figura 2.5 .Muestra un vídeo en directo de una operación de perforación.

2.3 Producción e intervención

Intervención

La mayoría de los pozos requieren algún tipo de intervención a lo largo de su vida útil. Las intervenciones comprenden una serie de operaciones que pueden contribuir a extender la vida productiva de un pozo, como por ejemplo, instalar o reparar las válvulas de control de superficie instaladas en el subsuelo, reemplazar las válvulas del sistema de levantamiento artificial por gas, obtener registros de producción, extraer tuberías de producción averiadas, eliminar incrustaciones minerales o parafinas, disparar nuevas secciones y cementar los disparos para cegar el flujo de agua. Las perforaciones se pueden realizar y, de hecho se realizan, con un taladro de perforación y un tubo ascendente marino; sin embargo, como en el caso de los pozos submarinos este sistema constituye una propuesta demasiado costosa, por lo que la industria petrolera se ha visto obligada a desarrollar métodos más económicos para realizar intervenciones submarinas.

Aseguramiento de flujo.

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

En las zonas marinas de Brasil, como en otras zonas, el diseño de los desarrollos de yacimientos situados bajo aguas profundas se ha visto limitado por las presiones de los yacimientos, ya que de ellas dependía la distancia aceptable entre el pozo y la plataforma sin una pérdida crítica de flujo. La disminución de la presión se puede compensar por medio de la inyección de agua, mientras que la contrapresión se puede reducir con el levantamiento artificial por gas. Sin embargo, la eficiencia de este sistema disminuye en los pozos con largas conexiones (tiebacks) horizontales, típicas de las terminaciones

submarinas. Para mantener la producción de crudo en estos pozos submarinos de aguas profundas es preciso encontrar nuevas soluciones para incrementar las tasas de flujo, simplificar el diseño de las instalaciones de producción, disminuir el número de plataformas de producción y reducir las inversiones y los costos operativos. Varias soluciones se encuentran en proceso de investigación, entre las que se incluyen el mejoramiento de las condiciones de fondo, las bombas multifásicas submarinas y separación submarina.³

Aplicación de tubería flexible

A fines de 1997, se llevó a cabo por primera vez en el mundo una intervención con tubería flexible desde la embarcación CSO Seawell en el campo Gannet ubicado en el Mar del Norte y perteneciente a Shell. En dicha embarcación, se instaló una estructura de levantamiento y transporte construida especialmente para mantener el tubo ascendente en tensión y poder así desplegar la tubería flexible. En principio, se probó el sistema sobre un cabezal de pozo suspendido y se realizaron con éxito varias operaciones: conexión y desconexión de rutina; verificación de la cabeza giratoria; bajada de la tubería flexible en el hueco; perfilaje y circulación; desconexión de emergencia con 1100 psi en el tubo ascendente y desmontaje.

En el pozo activo Gannet, se realizó una prueba de perfilaje de producción con la herramienta instalada dentro de la tubería flexible durante cuatro días y no se registró ningún momento de improductividad. En la figura 2.6 se muestra el diagrama de la intervención en un pozo submarino desde una embarcación con sistema de posicionamiento dinámico utilizando el lubricador de intervenciones submarinas.

³ Moritinis G: "optional to Produce Deepwater Oil, Gas to Proliferate", Oil & Gas Journal/ 97 No.50 (December 13, 1999): 69-72.

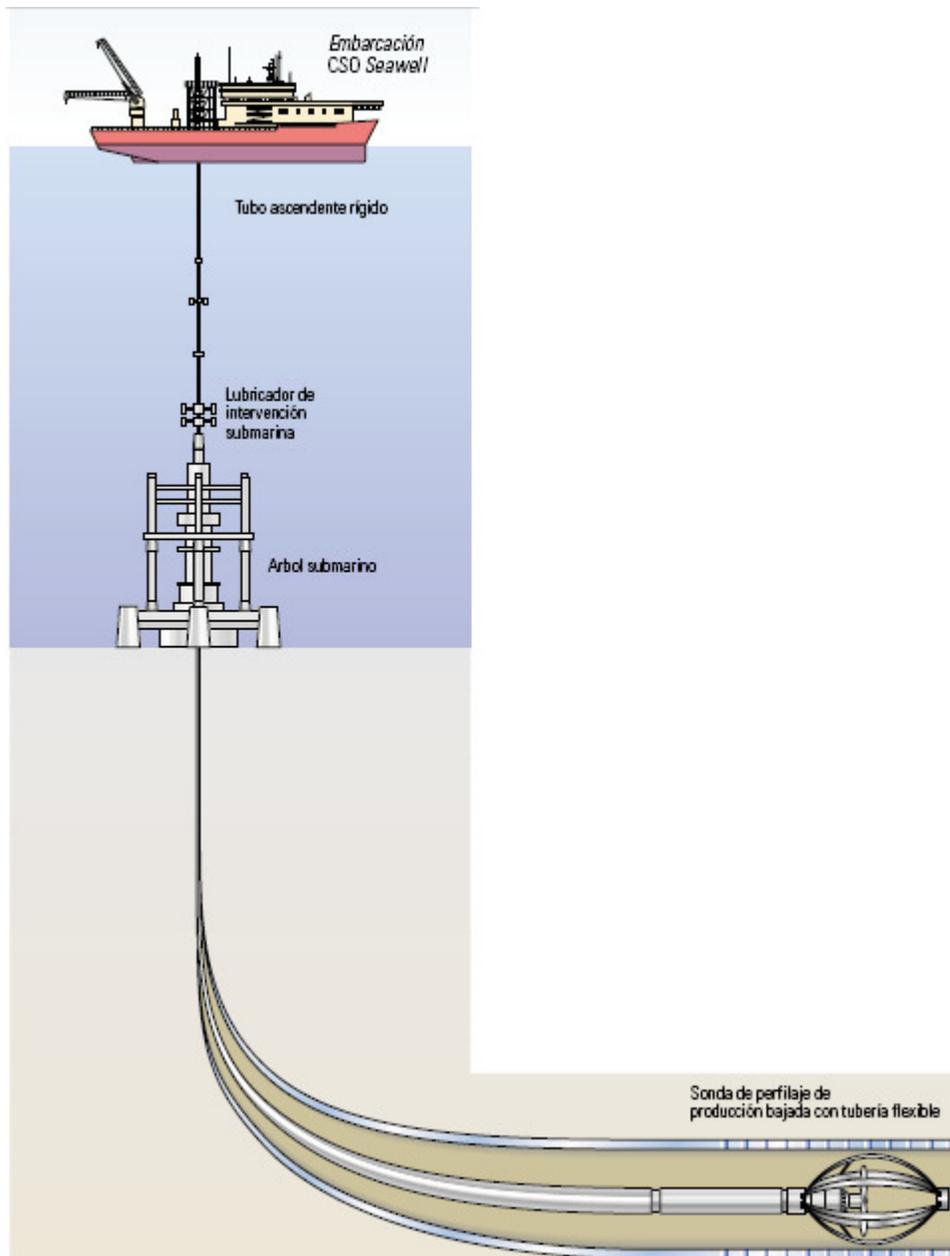


Figura 2.6. Intervención de un pozo submarino con tubería flexible.

Desarrollo de campos en aguas profundas

Cuando un descubrimiento en aguas profundas está listo para desarrollarse, el operador se enfrenta con varios retos, que son diferentes a los que se tienen en aguas someras.

El desarrollo del campo y la tecnología de producción para aguas someras ha sido de uso extendido para aguas profundas. Este desarrollo ha incluido:

- Diseño alternativo de plataformas de producción flotantes.
- Equipo de producción submarino para altas presiones hidrostáticas originadas por el agua de mar y para bajas temperaturas.
- Equipo de sistema de control para producción en aguas profundas.
- Equipo ROV para aguas profundas
- Equipo de instalación y de suspensión para aguas profundas y risers.
- Risers para altas cargas axiales y transversales.
- Sistemas de amarre de plataformas para aguas profundas.

Sin embargo, el equipo de aguas profundas es más complejo y caro que el equipo similar para aguas someras y las altas cargas, acceso limitado y falta de experiencia dificulta el mantenimiento y una aceptable confiabilidad.

La intervención de pozos en aguas profundas es un reto mayor económicamente y técnicamente, y la falta de mantenimiento del pozo puede fácilmente poner en peligro el aseguramiento del flujo. Con el objetivo de mantener el acceso a los pozos, algunos conceptos de plataformas para aguas profundas como TLP y Spar utilizan risers rígidos con árboles de producción en la superficie. Sin embargo, debido a las cargas verticales del riser y las fuerzas hidrodinámicas tales conceptos pueden ser solo aplicados hasta una profundidad máxima de tirante de agua. Además, todos los pozos satélites submarinos conectados a dichas plataformas sufrirán la ausencia de accesibilidad.

Sistemas de producción

Las líneas conductoras deben ser capaces de resistir los efectos de la perforación y producción en aguas profundas a los cuales son sometidos como son las grandes presiones y temperaturas, donde las presiones son capaces de colapsar las tuberías de exploración, revestimiento, o de explotación causando derrames de fluidos de perforación, por lo tanto se debe considerar la creación de nuevas aleaciones para estas tuberías capaces de mantener seguro y aislado el fluido para su fácil conducción, de igual manera las grandes temperaturas a las que se someten las tuberías que con el transporte desde

el fondo a la superficie, el gradiente de temperatura causaría el enfriamiento de los hidrocarburos y por lo tanto la formación de hidrato, lo que refleja en pérdidas económicas valuada en miles de millones de dólares, mas aún si los hidrocarburos vienen acompañados de gases amargos como el H₂S.

El equipo de producción debe de estar aislado para mantener un flujo seguro, durante el transporte de hidrocarburos del yacimiento a la superficie manejando un sistema de tuberías aislantes de flujo de producción.

2.4 Geología y geofísica

Sin duda uno de los mayores desafíos técnicos planteados para el descubrimiento de reservas de aguas profundas, es la dificultad de obtención de imágenes claras de sísmica bajo domos salinos que se extiende en gran parte de la región del subsuelo y son de un espesor de aproximadamente 500 m en algunos lugares. Hace años, la industria esencialmente hizo caso omiso de adquisición sísmica por debajo de importantes capas de sal a causa de los datos que han causado distorsiones y la consiguiente mala imagen. Debido a que el encuentro de domos salinos mientras se perfora es inevitable, se ha impulsado a la industria petrolera en incursionar en el estudio de los domos de sal. Esto dio lugar a algunas mejoras en la imagen, pero los datos siguen siendo perturbados por el ruido de múltiples efectos, las señales sísmicas y la problemática de iluminación que distorsionan las imágenes.

Hace 8 años, BP (British Petroleum) se embarcó en un esfuerzo por ir tras la adquisición de técnicas novedosas para tratar de resolver algunas de las cuestiones que nos ocupan, sobre todo en torno a la sal e inicialmente en las aguas profundas del Golfo de México.

Lo surgido de este esfuerzo son dos conceptos novedosos para la adquisición de datos sísmicos. El primero de ellos es el método de adquisición WATS, el cual fue probado con éxito en el campo Mad Dog (localizado en Atwater Foldbelt Oeste, Golfo de México, a aproximadamente 300 km del Sur de Nueva Orleans) a partir de noviembre de 2004 hasta abril de 2005. El método WATS emplea al menos dos barcos fuentes de grabación y un buque, en lugar de un registro de buques con una fuente, para disparar una amplia gama de azimuts y compensaciones. Mientras tanto, durante el otoño de 2004, BP probó con éxito un multiazimut (MAZ), por debajo de una estructura parcialmente erosionada y con

intercalaciones de anhidrita en el delta del Nilo. Este método consiste en un solo registro de varios buques estándar, convencionales, con una estrechez de azimut disparados en distintas direcciones. En la figura 2.7 se muestra una comparación de la geometría del sistema WATS y MAZ.

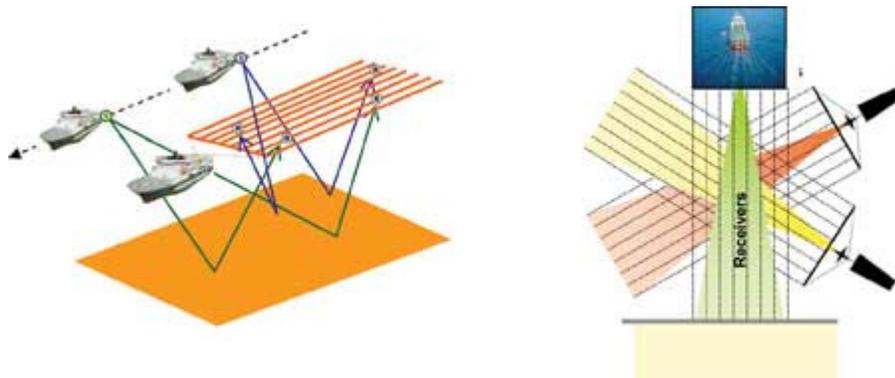


Figura 2.7 Adquisición de la geometría WATS (izquierda) que BP utiliza en aguas profundas, llevadas a cabo por dos barcos de fuente y un registro de buques. En comparación, la adquisición de la geometría MAZ (a la derecha) que la empresa utiliza en el delta del Nilo.

Estas diferentes geometrías de adquisición representan diferentes herramientas para diferentes situaciones. Una de las ventajas de utilizar la geometría WATS es que puede cubrir grandes áreas rápidamente.

En Brasil se utilizó este método, obteniendo buenos resultados, en donde se descubrió petróleo por debajo de los domos de sal, eso quiere decir que el estudio y los métodos empleados han resultado todo un éxito. En la figura 2.8 se muestra la claridad de los datos de adquisición con la geometría WATS en comparación con otra técnica.

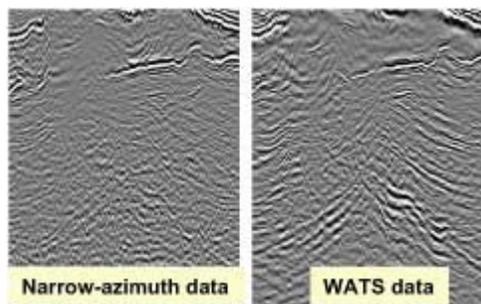


Figura 2.8 La imagen más clara sísmicos obtenidos por el método de encuesta WATS (a la derecha) es evidente en comparación con las imágenes de la misma estructura adquiridos por los convencionales, estrechez de la agrimensura azimut (a la izquierda).

CAPITULO III

IMPORTANCIA DEL DISEÑO BASADO EN OPERACIONES LÓGICAS

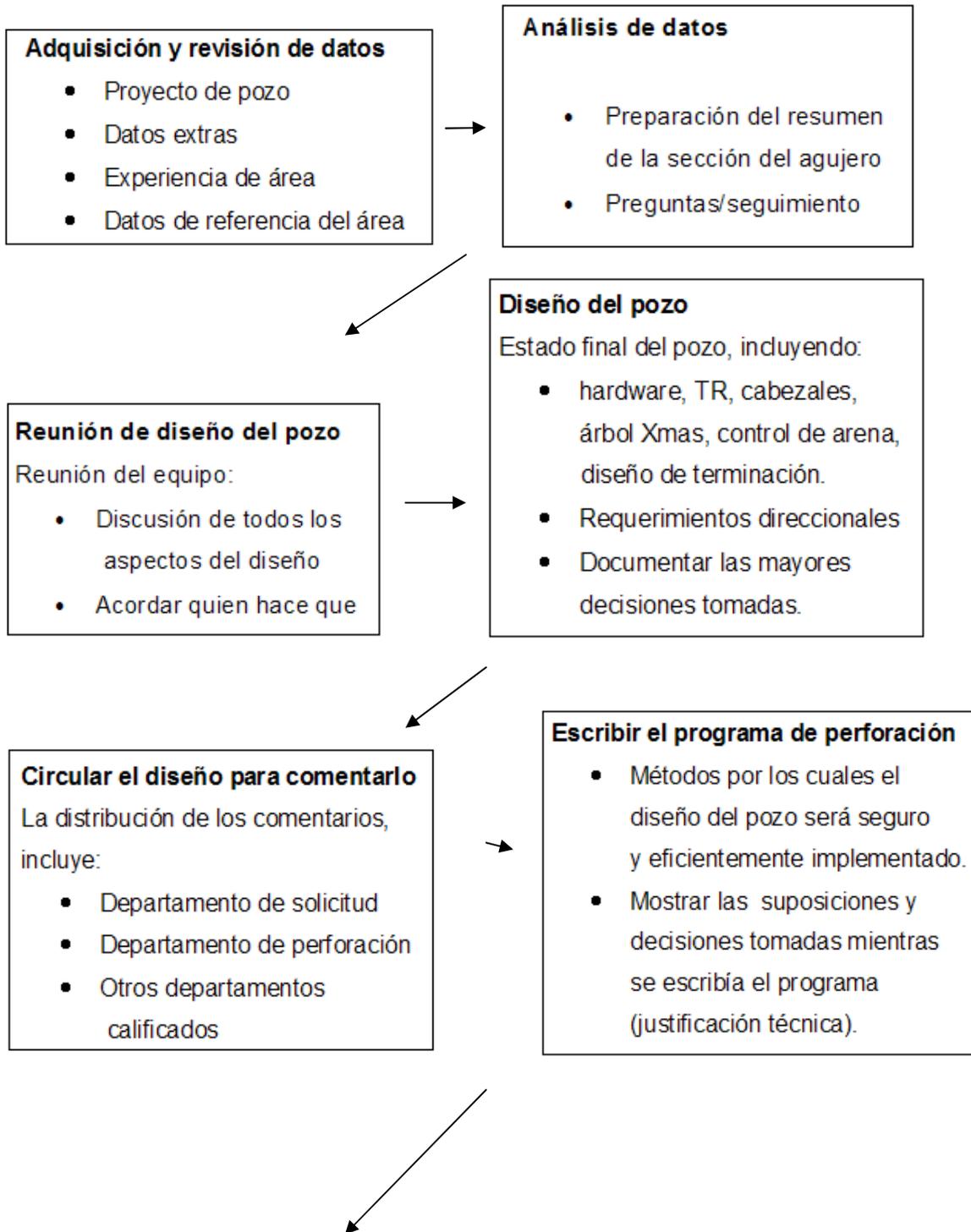
3.1 Planeación de la perforación de pozos submarinos.

El proceso de planeación de un pozo costa afuera es similar a la planeación de un pozo en tierra. Existen ciertos aspectos en los que existen diferencias significativas.

La planeación de un pozo es un proceso ordenado y bien definido. Requiere que algunos aspectos de la planeación sean desarrollados antes de diseñar otros. La principal consideración es la economía. Por lo tanto, la estimación y control del costo es un requisito importante. Debe recordarse que aún en el proceso de planeación se lleva implícito el concepto de optimización el cual exige el mayor beneficio técnico al menor costo posible.

En la figura 3.1 se muestra el trabajo preliminar para el diseño y ejecución de las operaciones de la perforación y terminación de los pozos en aguas profundas.

Trabajo preliminar para el diseño de pozos



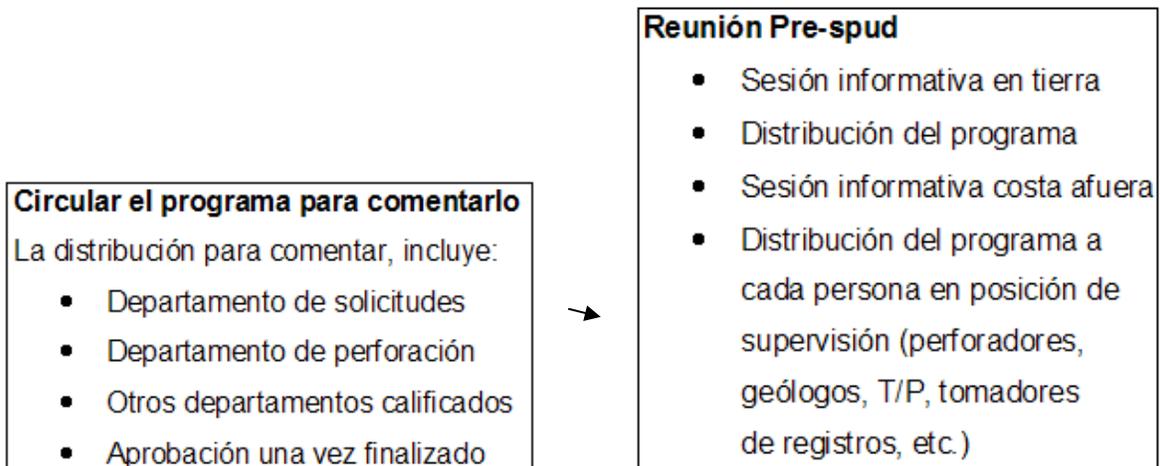


Figura 3.1 Orden lógico en operaciones de perforación y terminación en aguas profundas.

3.2 Adquisición y revisión de datos

Una vez que se ha desarrollado y aceptado la propuesta de la localización donde se ha de perforar, se tendrá que proceder a recopilar toda la información útil posible para el pozo en cuestión. Primero se deben establecer los objetivos geológicos del pozo de interés. Estos objetivos se plantean en forma conjunta con el área de geología y exploración.

Dichos objetivos son:

- La profundidad del horizonte objetivo
- Las cimas estimadas de las formaciones
- La profundidad de las posibles formaciones productoras
- Los requerimientos de muestreos de las formaciones
- Los requerimientos de pruebas de formación
- Los requerimientos de registros geofísicos

Una vez establecidos los objetivos anteriores se debe recopilar la información de los pozos vecinos. La información que debe recopilarse es la siguiente:

- Estudios sísmicos
- Columnas geológicas
- Columnas litológicas

- Mapas geológicos
- Correlaciones de pozos
- Registros de barrenas
- Datos de pruebas de formación
- Registros de presiones de fondo
- Registros de fluidos de perforación
- Estados mecánicos y cementaciones
- Riesgos enfrentados y zonas problema
- Registros geofísicos
- Tipos de terminaciones
- Historia de producción
- Programas operativos
- Diagramas de avances planeados y reales
- Costos estimados de operación y de producción

Toda la información anterior debe corresponder a pozos del área o similares a fin de que se puedan hacer correlaciones y comparaciones en la medida de lo posible. En el caso de los pozos submarinos esta información puede ser muy diferente del nuevo prospecto si el campo se encuentra muy alejado de otras localizaciones conocidas, sobre todo en pozos exploratorios.

La información debe ser expedita en el caso de pozos de desarrollo. Esto se debe a que posiblemente los nuevos pozos se perforen desde una misma plataforma y posiblemente la planeación se tenga que realizar para todos los pozos a perforar. Pero debe actualizarse conforme se vaya perforando cada pozo.

También se requiere información adicional para el caso de los pozos submarinos.

- Tirante de agua
- Condiciones del lecho marino
- Profundidad del objetivo con respecto al fondo marino
- Tipo de plataforma a utilizar
- Parámetros oceanográficos y climatológicos

El tirante de agua es un factor importante a considerar, ya que afecta directamente el comportamiento de los gradientes de presión de formación y de fractura. Las condiciones del suelo marino afectan el proceso de inicio de la perforación, el tipo y características de las tuberías conductoras que soportarán el resto de las tuberías, así como las características de las bases guía a utilizar. La profundidad del objetivo con respecto al fondo marino afecta la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y el diseño de las mismas.

Esto es particularmente importante cuando se tiene un tirante de agua grande comparado con la profundidad del pozo. Sobre todo en campos marginales en los que se puede tener problemas de descontrol del pozo por flujo de fluidos de zonas someras. El tipo de plataforma a utilizar influye en el equipo que se va a ocupar, no sólo el superficial, sino el sistema de perforación submarino. Los parámetros oceanográficos y climatológicos afectan la planeación de los aspectos operativos en caso de desconexión de emergencia por mal tiempo.

3.3 Especificación de los detalles operativos por etapa

Una vez que se ha realizado el análisis de las presiones de formación, presiones de fractura, selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, y que se han establecido las bases para el plan de perforación de un pozo, se deben especificar los detalles operativos para cada etapa. El objetivo de esta etapa del procedimiento es explicar el porqué ciertas operaciones son necesarias y qué se hará. Algunos de los detalles que se deben de considerar durante las operaciones son:

- ❖ Selección de la geometría del agujero

Se determina la geometría del pozo, es decir, los diámetros de tuberías de revestimiento y los respectivos programas de diámetros de barrenas, los cuales junto con las profundidades de asentamiento, forman la geometría del pozo.

❖ Agujero Superficial

Se debe limitar el ritmo de perforación a fin de evitar sobrecargar con recortes al lodo en el espacio anular, para evitar el inducir pérdidas de circulación. Las pérdidas de circulación son comunes al perforar esta parte del pozo. Se deben especificar el tipo de lodo y el rango de valores para todas sus propiedades.

3.4 Planeación de la perforación y de la terminación del pozo

Una vez considerados los detalles operativos se debe escribir el programa de perforación, el cual se diseña de abajo hacia arriba. Se selecciona el objetivo y luego se diseña la forma más viable de alcanzarlo en forma segura. Se toman en cuenta los métodos por los cuales el diseño del pozo será seguro, rentable y eficientemente implementado, lo que concluirá en una buena terminación del pozo. También deben de ser tomadas en consideración las suposiciones tomadas durante la realización del programa siempre y cuando sean técnicamente justificadas.

El plan de la terminación debe utilizar el mismo procedimiento. La producción óptima y la economía son los objetivos para un pozo con buenos resultados. Los factores que afectan a la terminación son:

- Características del yacimiento
- Daño a la formación
- Eficiencia de la terminación
- Geometría de la TP
- Flujo del pozo

❖ Diseño de la perforación de pozos en aguas profundas

Los retos que se presentan en la perforación y el revestimiento de pozos desde los equipos flotantes se magnifican cuando se realizan en ambientes de aguas profundas. La mayoría de los pozos exploratorios en aguas profundas son perforados verticalmente o direccionales con bajo ángulo. Sin embargo, los desarrollos de los campos en aguas

profundas están siendo cada vez más importantes. En este caso, se espera que se perforen pozos de alto ángulo, horizontales o aún multilaterales.

Los factores principales que afectan el diseño y la construcción de un agujero en aguas profundas son:

- Ventanas estrechas entre la presión de poro y fractura / regresión de presión.
- Zonas de riesgos someros.
- Bajas temperaturas.
- Diámetros de las TR requeridas y el diseño de las mismas.
- Limitaciones de los equipos para levantar las grandes cargas que se generan.
- Corrientes marinas.

Las secciones superficiales del pozo son sumamente críticas. Los temas claves incluyen la integridad estructural, los riesgos someros y la zona de transición de presión de poro.

El diseño de los pozos en aguas profundas no puede ser considerado como un diseño de rutina. Es reconocido que la perforación en aguas profundas es una tarea complicada y que los ingenieros de perforación deben ser parte de un equipo de trabajo que analice todos los tópicos asociados desde la planeación hasta la revisión de los resultados y lecciones aprendidas.

Estos procesos se deben diseñar en equipos multidisciplinarios ya que esta forma de trabajo permite que todos los integrantes del proyecto puedan visualizar los objetivos del proyecto en una forma efectiva. La interacción del personal de exploración, perforación, yacimientos, producción y construcción de instalaciones dentro de una organización es un factor clave en la eficiencia de la transferencia de la información y por lo tanto en la comprensión del proyecto específico.

Esto es particularmente crítico en las operaciones de aguas profundas, donde los altos costos de operación (\$500,000 USD por día) requieren una cultura que permita:

- Alinear las metas entre todos los departamentos.
- Extraer el máximo “valor del dinero”

- Eliminar las esperas y tiempos perdidos.

Durante la planeación y diseño de los pozos se requiere:

- Enfocarse en alcanzar los objetivos principales.
- Concentración en la eficiencia de todo el proyecto, más que en los costos individuales más bajos.
- Identificar técnicas, tecnología y procedimientos que ahorren tiempo y mejoren la calidad de la información.
- Incluir alternativas adecuadas de contingencia de diseño.

Proceso de diseño de pozo:

- Diseño preliminar del pozo
 - Diseño detallado del pozo
 - Preparación del programa de perforación
 - Programa de ejecución del pozo
 - Análisis y mejora del desempeño
-
- ❖ Diseño de las tuberías de revestimiento y cementación

El plan debe incluir el diseño de la TR, la distribución de los centradores, raspadores y equipo de flotación, su velocidad máxima de introducción, instrucciones para circular y reciprocirla (en su caso), y el diseño de la cementación (composición de la lechada de cemento y régimen de flujo). Se debe especificar la presión de prueba de la TR y la técnica a seguir para efectuar la prueba de goteo, después de perforar la zapata. La prueba de goteo se debe hacer a un gradiente equivalente de cuando menos 0.5 lb/gal (0.06 g/cc) abajo del gradiente de fractura calculado, con el fin de no fracturar la formación.

❖ Programa de fluidos de perforación

El programa de fluidos de perforación debe incluir densidades, tipos de fluidos, propiedades físicas, químicas y reológicas de los fluidos a utilizar para perforar las diferentes etapas del pozo. Se deben especificar los ritmos máximos de perforación. Esto es especialmente importante cuando se programa la densidad del lodo muy cerca del gradiente de fractura de la formación.

Si el pozo va a ser direccional, se debe elaborar un programa detallado, incluyendo la severidad de cambio de ángulo máximo permisible. Se deben detallar las razones por las que se desea introducir y cementar la TR intermedia a determinada profundidad. Se debe incluir información acerca de cómo detectar la zona de transición de presión anormal. Se deben detallar todas las actividades asociadas con la toma de registros geofísicos, introducción, cementación y prueba de la TR, así como la prueba de goteo después de perforar la zapata.

Toda la información anterior es aplicable a esta parte del agujero. Pero se debe poner énfasis en el programa del lodo, y en el equipo y procedimiento de los centradores y las instrucciones para reciprocarse (en su caso) la TR, la composición de la lechada de cemento y los ritmos de bombeo.

❖ Anexos

Ya que el plan de perforación es una guía de instrucciones, con razones, procede el anexar gráficas y tablas que cubran todo el programa del pozo. Entre estas, se deben incluir las siguientes:

- La gráfica básica de gradientes.
- La trayectoria direccional del pozo.
- Gráfica de severidad de cambio de ángulo máximo permisible.
- Gráfica de avance de la perforación, mostrando los días estimados para perforar cada etapa, contra la profundidad.
- Programa de la hidráulica de perforación.

- Programa de condiciones de operación de las barrenas.
- Historia de la perforación de pozos vecinos. Estas deben indicar los problemas específicos que se tuvieron en cada etapa del pozo.
- Programa de colección de muestras, de núcleos y de los registros geofísicos que se deben tomar en cada etapa.
- Programas para realizar pruebas de formación (DST).
- Instrucciones acerca de cómo se deben instalar las conexiones superficiales de control, el procedimiento y la frecuencia de pruebas y simulacros para el control de brotes, así como un programa de prueba de preventores submarinos.
- Programa de fluidos. Se deben incluir instrucciones sobre el manejo de los fluidos de perforación, así como la disposición final de los recortes generados sin contaminar el mar.
- Instrucciones para llenar el agujero al hacer viajes.
- Programa y procedimientos para taponar y abandonar el pozo.

Es importante realizar un plan de perforación en el que se incluyan muchos datos, sin embargo se debe tener cuidado de no incluir datos irrelevantes que provoquen que el plan de perforación pierda significado e importancia para el supervisor del pozo.

3.5 Diseño preliminar del pozo

El diseño preliminar del pozo es una etapa de evaluación de opciones necesarias para iniciar el proceso de diseño del pozo.

En el esquema 3.2 se muestra la secuencia de actividades necesarias para llevar a cabo el proceso del diseño del pozo.

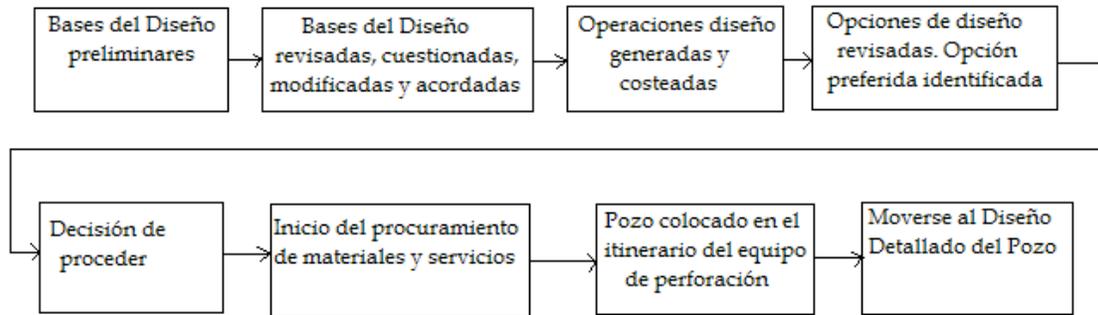


Figura 3.2 Secuencia del diseño de pozo

❖ Generación de las bases preliminares de diseño

Una vez que los geólogos y geofísicos han identificado una localización potencial, deben elaborar las Bases de Diseño. Esta información forma parte del diseño del pozo y generalmente suministrarán información relacionada con:

- Nombre y número del pozo.
- Objetivos de pozo
- Profundidad total
- Localización superficial
- Tirante de agua
- Localización del objetivo
- Tamaño del objetivo y tolerancia
- Restricciones del objetivo
- Sección sísmica
- Hidrocarburos esperados
- Presiones de poro esperadas
- Perfil de temperaturas esperadas
- Pozos de correlación
- Riesgos Geológicos (gas somero, fallas, agua, CO₂, restricciones de la concesión, líneas de flujo, etc.)

- Levantamiento del lecho marino, estudios de resistencia del suelo.
- Restricciones adicionales (requerimiento de perforar antes de cierta fecha, etc.)
- Programa de evaluación del pozo (detalles y justificaciones de los registros requeridos, requerimientos de núcleos y pruebas de pozo).

❖ Bases de diseño revisadas, cuestionadas, modificadas y acordadas.

Las Bases de diseño son revisadas en una reunión entre el personal del grupo multidisciplinario. El objetivo de esta reunión es asegurar un entendimiento común de los objetivos del pozo y como serán alcanzados.

Si es necesario, ciertos aspectos de las Bases de Diseño serán cuestionados, discutidos y modificados en su caso. Estos aspectos son normalmente con respecto al programa de evaluación y los criterios relacionados con el tamaño del objetivo y las tolerancias.

Una vez que todas las modificaciones han sido hechas, los representantes de las diferentes disciplinas firman las Bases de Diseño definitivas.

❖ Opciones de diseño generadas y costeadas.

El Ingeniero de perforación revisará toda la información de correlación disponible y la información regional. Típicamente la información revisada incluye:

- Reportes de Exploración.
- Gráficas de presión de poro y fractura.
- Reportes diarios de perforación.
- Secciones “doble gradiente” perforadas (Riesgos someros, lodos empleados, flujos y resistencias durante la perforación, diseño de las cementaciones primarias, flujo después del trabajo).
- Reportes diarios y perfiles de densidad de lodo. Tipos de lodos; desempeño del fluido; eventos de brotes y pérdidas de circulación; cambios de densidades de lodo y la causa raíz del cambio.
- Curvas de profundidad vs. días.

- Reportes finales de perforación.
- Registros con LWD (logging while drilling) y cable.
- Registros de Mud Logging.
- Presiones de poro.
- Récorde de barrenas. Observaciones de control direccional.
- Reportes de corrida y cementación de TR's.
- Récorde de desviaciones. Tendencias de incremento o caída de ángulo,
- Tendencias de azimut, tendencias en la sal.
- Información relacionada con riesgos someros y secciones con problemas potenciales.

Los datos anteriores proporcionarán al Ingeniero de Perforación un entendimiento de cómo fueron perforados los pozos previos, los problemas que se encontraron y cómo fueron resueltos, los programas de tuberías de revestimiento usados, el tipo de lodo y densidades, los problemas direccionales experimentados, cuánto tomó perforar el pozo, etc.

El Ingeniero de Perforación tomará los datos de correlación y las Bases de Diseño y elaborará una serie de opciones de diseño. Esto normalmente involucra diferentes esquemas de arreglos de tuberías de revestimiento o variaciones de las trayectorias del pozo.

Para cada opción, se genera la siguiente información:

- Trayectoria direccional propuesta
- Esquema de asentamientos de tuberías de revestimiento
- Programa de lodos, incluyendo los tipos y densidades
- Programa preliminar de cementaciones, incluyendo cimbras de cementos y tipos de lechadas.
- Cálculos de torque y arrastre
- Estimación de Tiempos para el presupuesto
- Estimación de costos para el presupuesto
- Identificación y evaluación de riesgos

- ❖ Opciones de diseño revisadas. Opción preferida seleccionada.

En reuniones de revisión, el Ingeniero de Perforación presenta al grupo multidisciplinario las diferentes opciones de diseño. El objetivo es asegurar que todos los requerimientos de las Bases de Diseño sean reunidos por las diferentes opciones, que todos los riesgos hayan sido identificados, y acordar una opción con la que se trabajará para elaborar el diseño detallado.

En caso de que en estas reuniones surja un diseño radicalmente nuevo, entonces se puede requerir trabajo de estudio adicional para verificar algún aspecto del diseño y eliminar o reducir un riesgo particular; por ejemplo, eliminar una tubería de revestimiento, usar un ensamble de preventores en superficie desde un equipo semi-sumergible, utilizar diámetros de agujero “no comunes”, un nuevo sistema de lodos, etc.

- ❖ Decisión de Proceder

Una vez que la opción preferida ha sido identificada el grupo de exploración introduce la estimación del costo en un modelo económico para determinar si el pozo reúne el criterio económico establecido por la compañía operadora.

- ❖ Inicio de Procuración de materiales y servicios

Una vez que se ha recibido la decisión de proceder, el departamento de Construcción de pozo (perforación) inicia el proceso de procuración de materiales y servicios mediante contratos o adquisiciones. Se deben procurar entre otras cosas:

- Servicios de levantamientos del sitio de perforación
- Equipo de perforación
- Movimiento del equipo
- Registros de lodo
- Registros con cable
- Registros LWD
- Barrenas

- Perforación direccional y tomas de desviaciones
- Herramientas de perforación (martillos, aceleradores, ampliadoras, etc)
- Herramientas de pesca
- Tuberías de revestimiento
- Accesorios para tuberías de revestimiento
- Colgadores de tubería corta
- Cabezales
- Árbol de válvulas
- Cementación (cemento y aditivos)
- Fluidos de perforación
- Helicópteros, Botes de suministro, Instalaciones (muelle) en la costa.

❖ Pozo colocado en el itinerario del equipo de perforación

Una vez que la decisión de proceder ha sido recibida, se determina una fecha tentativa de inicio de la perforación, basándose en la cantidad de tiempo para terminar el diseño detallado, los plazos de entrega de la procuración de materiales, restricciones identificadas en las Bases de Diseño o cualquier otra restricción que pudiera existir (por ejemplo la temporada de huracanes), y el pozo es colocado en el itinerario programado del equipo.

3.6 Diseño detallado del pozo

Los principales pasos que involucra el Diseño Detallado del pozo se muestran en la figura 3.3



Figura 3.3 Secuencia del diseño detallado del pozo

❖ Realizar el levantamiento de la localización

Se requiere recolectar información de las condiciones relativas al viento, olas y corrientes marinas, así como su impacto en el diseño que se está llevando a cabo.

También se deben evaluar los requerimientos de apoyo, y su impacto en el diseño del pozo. Las siguientes son áreas típicas que son evaluadas:

- Transporte del personal y de los suministros a la localización
- Respuestas de emergencias
- Instalaciones médicas
- Infraestructura local

❖ Preparar el Diseño Detallado del Pozo

El propósito del diseño detallado de Perforación es tomar el diseño preliminar del pozo y desarrollarlo aún más.

El diseño detallado requiere de un estudio de

- Perfiles de presiones de poro y fractura
- Perfiles de temperatura
- Diseño de Tuberías de Revestimiento
- Tuberías de Revestimiento y accesorios
- Fluidos de perforación
- Hidráulica y limpieza del agujero
- Diseño de cementación
- Trayectoria y control direccional
- Torque y arrastre
- Diseño de la sarta de perforación
- Diseño de la Terminación
- Abandono del pozo
- Tiempos y costo del pozo

- Planes de contingencia

La cantidad de tiempo que se tenga que invertir en cada aspecto está en función de la complejidad del pozo que está siendo planeado. Debido a que un buen número de estos tópicos están interrelacionados, es esencial que se utilice un sistema de control de cambios para asegurar que el efecto de cambiar un parámetro se refleje en todo el diseño.

Por ejemplo, cambiar la densidad del lodo puede afectar al diseño de la tubería de revestimiento, la hidráulica, la limpieza del agujero, etc.

- ❖ Preparar y documentar la autorización para el gasto del pozo

Se requiere una autorización del gasto para las operaciones de perforación de cualquier pozo. Este requiere ser firmado por todos los socios del pozo, antes de que el pozo se inicie a perforar.

La autorización para el gasto proporciona una estimación de la duración del pozo y el costo, junto con desglose detallado de los mayores componentes que integran el costo total.

La duración del pozo es una estimación de que tanto tiempo tomará perforar y terminar el pozo. Los tiempos son normalmente basados en los tiempos históricos de los pozos de correlación, a menudo con una contingencia adicional por condiciones climatológicas.

- ❖ El costo total es una combinación de los siguientes:

- Servicios: Renta de equipo, ingeniería de fluidos de perforación, cementaciones, barrenas, perforación direccional, pescas, registros con cable y LWD, renta de herramientas, etc.

- Consumibles: Lodo, cemento y aditivos, tuberías de revestimiento y de producción, cabezal y árbol de válvulas, combustible.
- Logística: Helicópteros, botes de suministro, transporte, base de suministro, telecomunicaciones y tecnología de información.
- Soporte: Supervisión, planeación de pozo, costos de administración.

❖ Realizar Análisis e identificación de Riesgos

La evaluación de riesgos realizada como parte del diseño preliminar del pozo es revisada y de ser requerido, actualizada en base al diseño detallado. Cualquier riesgo adicional identificado es registrado y se desarrollan las acciones adecuadas.

Para cualquier riesgo alto, debe realizarse y documentarse una evaluación de riesgos. La evaluación de riesgos final y cualquier análisis de riesgos deberán ser revisados normalmente y aprobados por la alta administración de ingeniería de perforación.

Los propósitos de realizar las evaluaciones y los análisis de riesgos son los siguientes:

- Asegurar que todos los riesgos de la construcción del pozo y sus efectos en el personal, el medio ambiente y las propiedades sean identificados y evaluados.
- Asegurar que se tengan las salvaguardas adecuadas para reducir los riesgos a valores tan bajos como sea razonablemente práctico.

❖ Revisión del diseño.

El diseño detallado es normalmente sujeto a una serie de revisiones en varias etapas, dependiendo de la complejidad del pozo, e invariablemente estas revisiones deben ser firmadas a un nivel administrativo con autoridad.

❖ Aprobar el diseño

Una vez que todas las acciones que surgieron en las reuniones de revisión han sido realizadas, el diseño final del pozo será aprobado y firmado.

❖ Preparar plan de contingencia

La planeación de contingencia, basada en escenarios tipos “que pasa si”, es realizada para conocer las medidas a tomar en caso de que:

- Eventos de control de pozo
- La tubería se atrapa
- La tubería de revestimiento no llega al fondo
- Demasiado ángulo está siendo construido
- El objetivo sea perdido
- La presión de poro es más alta de la programada
- Ocurren pérdidas de circulación
- Ocurre inestabilidad del agujero
- La geología no se aparece como estaba pronosticada

El propósito de la planeación de contingencias es asegurar que eventos imprevistos no tengan una respuesta pobremente planeada que resulte en lesiones al personal o daño al medio ambiente o al equipo.

❖ Confirmar los contratos y materiales.

El ingeniero de perforación asegura que todos los contratos estén colocados para los servicios requeridos y que la procuración de materiales esté siendo llevada a cabo de acuerdo con las especificaciones del diseño final.

3.7 Preparar el Programa del Pozo.

Los principales pasos de la preparación del programa del pozo se muestran en la figura 3.4.

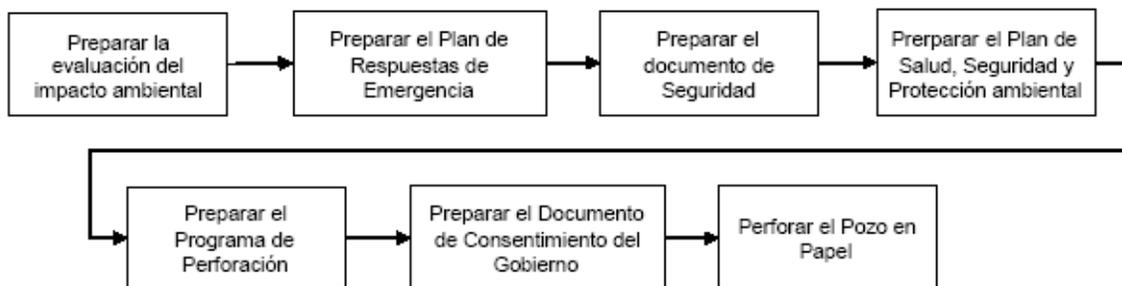


Figura 3.4 Secuencia de la preparación del programa del pozo

❖ Preparar la Evaluación de Impacto Ambiental

Las evaluaciones del impacto ambiental actualmente son requeridas para las mayorías de las operaciones en todo el mundo. Una vez que se han realizado, son enviadas a las instituciones gubernamentales para su aprobación, lo cual algunas veces puede tomar meses, especialmente si el pozo va a ser perforado en áreas ambientalmente sensibles. Esta actividad es a menudo realizada paralelamente a la fase del Diseño Detallado del pozo.

❖ Preparar el Plan de Respuesta de Emergencias.

Un plan de respuestas de emergencias es requerido para constituir un puente entre los planes de respuesta de emergencias y contingencias de derrames de las compañías operadoras y los contratistas de perforación.

❖ Preparar el Documento de Seguridad

Un documento de seguridad o revisión de aspectos de seguridad es requerido para constituir un puente entre la seguridad en el equipo de perforación y el sistema de administración de la compañía operadora.

❖ Preparar el Plan de Salud, Seguridad y Protección Ambiental.

Algunas compañías operadoras requieren que haya un plan de Salud, Seguridad y Protección Ambiental desarrollado para cada pozo o serie de pozos.

- ❖ Preparar el Programa de Perforación.

Este documento esencialmente proporciona las guías de cómo el pozo va a ser perforado, asegurando que se haya incluido cualquier restricción en el diseño del pozo. Aunque el formato varía entre las diferentes compañías operadoras, el contenido de un programa de perforación típico es el siguiente:

I) Resumen datos del pozo

Compañía Operadora:

Socios:

Tirante de agua:

Altura de nivel del mar a mesa rotaria:

Distancia del lecho marino a mesa rotaria:

Profundidad total del pozo:

Días programados :

Costo:

Coordenadas: Latitud: Longitud:

Tolerancia: (m de radio)

Tolerancia en el fondo del pozo: (m de radio)

Objetivos:

I.1 Notas regulatorias oficiales

I.2 Mapa de localización

I.3 Plano de coordenadas de la plataforma

I.4 Estructuras marinas cercanas existentes

I.5 Pozos de correlación

Además incluye en forma ejecutiva: Columna geológica, programa de tuberías de revestimiento, cabezales y colgadores suplementarios, programa de lodo, programa de desviación, programa de registros, registros de lodo, programa de núcleos y permisos de gobierno.

II) Información geológica

- Resumen de los objetivos
- Mapa estructural
- Sección estructural sísmica
- Columna estratigráfica
- Interpretación 3D línea sísmica de riesgos someros
- Predicción de tipos de formación, incluyendo riesgos someros (tabular):
- Incluyendo Profundidad / estrato sísmico interpretado / litología / espesor

III) Resumen de la perforación

- Resumen de Ejecución de la Perforación (2 hojas). Incluye una breve descripción relacionada con: Tirante de agua, trayectoria direccional, profundidad total, Información sobre presiones y temperaturas esperadas en el fondo, ventana operativa, riesgos someros identificados, Presencia de sal, consideraciones para los asentamientos de TR. Problemas esperados durante la perforación y planes de contingencia. Cabezales y colgadores suplementarios. Tipos de lodo y requerimiento de grandes volúmenes (sección doble gradiente). Corrida y cementación de las TR. Tipos de barrenas (tricónicas o PDC). Tipo de sistema direccional. Registros a tomar y el método (LWD ó Cable). Servicios de registros de lodo. Soporte de logística, helicópteros, botes y muelle.
- Estado mecánico programado
- Grafica de profundidad vs días
- Grafica profundidad vs costo
- Predicción de presión de poro y fractura
- Perfil de temperatura vs profundidad
- Programa direccional (proporcionado por la compañía de servicio)
- Programa de lodos (resumido en un estado mecánico)
- Programa de Registros
- Programa de Núcleos

- Programa de Prueba de Pozo
- Programa de abandono del pozo
- Directorio telefónico de todas las compañías de servicio involucradas.

IV) Procedimientos operativos

- Movimiento del equipo de perforación
- Actividades previas al inicio de la perforación
- Intervalos de TR's

Cada intervalo incluye:

- Objetivo del intervalo
- Geología
- Riesgos potenciales, mitigación y contingencias.
- Lecciones aprendidas de otros pozos
- Programa operativo / prácticas operativas
- Barrenas programadas. Parámetros de perforación.
- Limpieza agujero / perdidas de circulación
- Diseño de sarta de perforación- margen al jalón, peso total.
- Resumen de lodo para la etapa
- Descripción de equipo de control de sólidos para la etapa.
- Programa direccional para la etapa. (Proporcionado por la compañía de servicio).
- Programa de registros para la etapa.
- Resumen del diseño de TR
- Guía para introducción de TR y los preparativos para cementar.
- Programa de cementación (proporcionado por la compañía de servicio)
- Cabezales
- Lista de materiales

V) Programa de fluidos de perforación

En este inciso se incluye el Programa detallado de fluidos por etapa (proporcionado por la compañía de servicio).

VI) Apéndices

- Diseño detallado de las cementaciones- cálculos. (proporcionado por la compañía de servicio)
- Evaluación de Riesgos
- Diagramas de flujo para eventos posibles. Ej. Perdidas de circulación, pegaduras, etc.) los diagramas deben estar firmados y autorizados por el personal que elaboro y aprobó el programa.
- Procedimientos de Emergencia (Mal tiempo, control de pozo, otros).
- Información de correlación
- Permisos oficiales
- Arreglo de preventores submarinos.
- Análisis detallado del Riser (elaborado por la compañía Perforadora).
- Guías generales para introducción de TR y Liner's.

❖ Preparar el Documento de Consentimiento.

Normalmente se requiere enviar a las Agencias de Gobierno un número de documentos antes de iniciar la perforación del pozo. Esto es realizado para obtener el consentimiento o permiso para realizar varias actividades.

❖ Perforar el Pozo en Papel

Un ejercicio de Perforación del Pozo en Papel es normalmente llevado a cabo antes de iniciar la perforación del pozo. Personal tanto de oficina como de campo de la compañía operadora, del contratista de perforación y de los proveedores de servicio asisten a esta reunión. El ejercicio tiene tres objetivos principales:

- Explicar por qué el pozo va a ser perforado y la forma en que será perforado.
- Un recorrido por la perforación del pozo, con el objetivo de identificar con anticipación problemas que se puedan presentar.
- Obtener ideas del personal del equipo de perforación con relación a mejoras del desempeño que podrían realizarse.

Programa de Ejecución del Pozo.

A medida que el pozo es perforado, el progreso es monitoreado y reportado, a menudo mediante una gráfica de profundidad vs tiempo u otras medidas de desempeño tales como días por cada 1000 pies, tiempos no productivos, etc.

El progreso también es monitoreado contra los parámetros de diseño y, si se requiere, se hacen verificaciones adicionales del diseño. Por ejemplo, si una formación aparece más profunda de lo programado, o una prueba de goteo da un menor valor de lo anticipado.

Aunque la mayor cantidad de estas variaciones deben haber sido tratadas en la planeación de contingencias, todavía es necesario verificar que reúnen los criterios aceptables establecidos por las bases de diseño, las políticas internas de la compañía operadora y cualquier legislación regulatoria.

3.8 Analizar y mejorar el desempeño.

Esto normalmente es hecho continuamente a lo largo de todo el proceso, desde la planeación hasta el desarrollo de las operaciones.

❖ Límite Técnico

Debe ser considerado como una parte integral de todo el proceso. En la planeación, esto involucra los siguientes pasos:

- Revisión de tiempos no productivos. Identificando las áreas principales de tiempos perdidos de los pozos de correlación, un plan de mejoras posibles puede ser desarrollado e implementado, para asegurar que no se repitan los tiempos perdidos.

- Revisiones Las revisiones en las diferentes etapas del proceso de diseño del pozo son realizadas para asegurar que se hayan identificado las oportunidades y se hayan mitigado los riesgos.

- Talleres de Límite Técnico. Participan personal de oficina y campo de la compañía operadora, del contratista de perforación y de las compañías de servicios, son realizados para:

- Asegurar la total comprensión del Límite Técnico por todas las partes involucradas.
- Se forman grupos de trabajo enfocados en revisar los procesos.
- Revisión de cada sección del agujero.
- Revisar procedimientos operativos / tiempos que se requieren cambiar.
- Retar las prácticas existentes
- Identificar las oportunidades adicionales

-Establecer los tiempos “comprometidos” para los pasos individuales que componen el tiempo total de cada fase.

Plan de Mejora. Todas las ideas y sugerencias de los pasos anteriores son consolidadas en un plan de mejora. El plan de mejora detalla las acciones específicas, el responsable de darle seguimiento y la fecha de compromiso (si se requiere, el plan de mejoras puede ser parte de las Lecciones Aprendidas).

- Comunicación. Un aspecto importante del Límite Técnico es el énfasis en comunicar no sólo el plan de mejora, sino el estatus de las acciones del plan a todas las partes involucradas.

- ❖ Reuniones antes del inicio de un trabajo.

Una reunión es realizada al menos un día antes de iniciar un trabajo específico (por ejemplo, correr tubería de revestimiento, perforar una sección del pozo, registrar, etc.). Esto involucra a los supervisores de todas las disciplinas relevantes asociadas con la operación y cualquier otra que se requiera. El objetivo es revisar el plan de trabajo especificado en el programa de perforación, revisar los requerimientos de equipo, revisar

las lecciones aprendidas de las operaciones anteriores, retar las prácticas existentes e identificar y registrar los cambios que puedan ser hechos para el beneficio de la operación.

❖ Reuniones posteriores a la operación.

Se realizan al final de un trabajo, o cuando se requieran. Involucra a todo el personal asociado con el trabajo. El objetivo es revisar el trabajo, capturar las lecciones aprendidas e identificar las mejoras futuras.

❖ Lecciones Aprendidas.

Las lecciones aprendidas son recolectadas todo el tiempo, no sólo de las reuniones mencionadas anteriormente, sino también de conversaciones personales, reuniones de seguridad, etc. Las lecciones aprendidas deben ser ingresadas al Registro de Lecciones Aprendidas a través del Campeón de Lecciones Aprendidas nominado ya sea en el equipo de perforación o en oficina. El Registro de Lecciones Aprendidas debe estar disponible en cualquier momento para revisión y ser usado en el proceso de planeación de pozos futuros.

❖ Monitoreo y reporte.

El proceso de monitoreo del proceso involucra comparar los tiempos reales con los planeados y/o contra los tiempos objetivo y desplegar estos gráficamente.

Estas gráficas pueden ser desplegadas en el equipo y en la oficina de tal forma que el desempeño sea visible para todos.

CAPITULO IV

EQUIPO NECESARIO PARA LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y SISTEMAS MARINOS.

Una de las principales consideraciones en la perforación de un pozo en aguas profundas, es la unidad desde donde se llevaran a cabo las operaciones, ya que deben contar con diferentes especificaciones para el ahorro de tiempo y operaciones que costa afuera son de suma importancia que se ve reflejado en el presupuesto económico, he ahí la importancia de reducir los días para el desarrollo del pozo. Buscando así que la unidad operativa cumplan con las necesidades demandadas costa afuera como espacio, costos, sistema de posicionamiento entre otras.

La industria petrolera clasifica las unidades operativas de dos maneras: las terrestres que son unidades fijas y las unidades costa afuera o unidades móviles de perforación. El sistema para realizar las operaciones es el mismo lo que cambian son los aditamentos para las condiciones a las que serán expuestas.

4.1 Unidades móviles de perforación

Las unidades de perforación móviles marinas que se conocen hoy en día, son herramientas sofisticadas tecnológicamente. Las unidades de perforación utilizadas en un principio fueron, simples equipos terrestres, que se acondicionaron para aguas someras y ubicadas sobre una estructura de perforación. Estas mismas técnicas de perforación que fueron desarrolladas en tierra, son las mismas que han sido usadas en los primeros equipos de perforación marina. Dichas técnicas fueron usadas por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas, creó un nuevo tipo de ingeniería, la ingeniería de diseño estructural marina. Con los nuevos conceptos de ingeniería se produjeron los equipos de perforación con que se cuenta hoy en día.

En la Figura 4.1 se muestra la evolución de la perforación marina; donde se observa que hay varios tipos básicos de unidades marinas móviles de perforación y son las siguientes: sumergibles, autoelevables, plataforma fija, barco de perforación, semisumergibles, de patas tensionadas y la Spar Buoy cada unas usadas para profundidades y características técnicas específicas que son demandadas para adecuadas operaciones realizadas en la extracción de hidrocarburos.

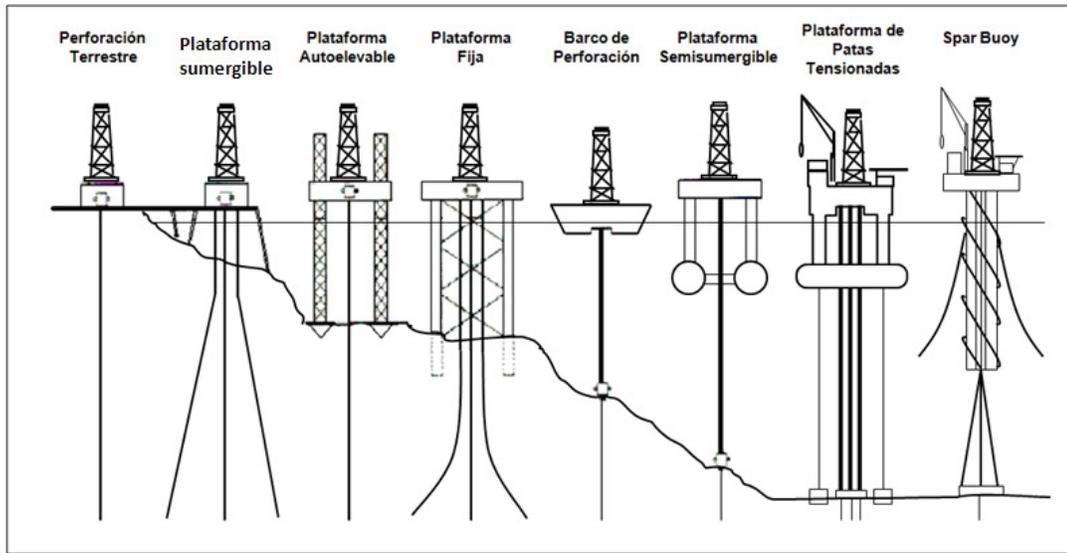


Fig. 4.1 Evolución del equipo de perforación en aguas profundas.¹

Los equipos de perforación rotatoria son usados en la mayoría de las perforaciones actuales, como se muestra en la figura 4.2. Estos se clasifican como terrestres. Las principales características de diseño de los equipos terrestres son la transportabilidad y la profundidad máxima de operación. La torre de los equipos terrestres convencionales se instala sobre la localización de los hidrocarburos en el yacimiento.

1) José Eduardo Mendonça et al.: "Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas". Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000.



Figura 4.2 Equipo de perforación rotatoria

Una buena selección del equipo y herramientas de perforación son la clave para la etapa de planeación de un pozo en aguas profundas, ya que de esta depende el buen resultado de los objetivos trazados y los costos de perforación. La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- La profundidad del pozo
- El tirante de agua
- La capacidad del equipo

Es importante mencionar que el tamaño y el peso de la unidad se agrandan al aumentar el tirante de agua.

Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, así como en las normas de seguridad para el personal y el medio ambiente.

En los diferentes tipos de unidades flotantes, la inversión inicial es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y los costos de movilización.

Los costos de las unidades se determinan con el diseño y las variables anteriores. En general, las barcazas tienen un costo bajo en comparación con los otros tipos de unidades. Las barcazas representan una inversión inicial de 3 a 6 millones de dólares, mientras que los barcos representan una inversión inicial de 4 a 7 millones de dólares y las semisumergibles entre 5 y 20 millones.

La transportabilidad es un factor que influye de una manera importante en los costos, los barcos de perforación comúnmente viajan a una velocidad de 8 a 12 nudos, en comparación con los 7 a 10 nudos de las barcazas y los 4 a 6 nudos de las semisumergibles.

Por lo tanto la selección del equipo también está determinada por la disponibilidad de los equipos y los costos de movilización.

4.2 Unidades de perforación sumergibles

Las unidades de perforación sumergibles evolucionaron de las barcazas para pantano. Este tipo de unidades es usado en aguas someras, tales como ríos y bahías, usualmente en aguas con profundidades alrededor de los 15 m.

Las barcazas operan en tirantes de agua entre 3 y 6 m. Estas se remolcan hasta el lugar de perforación; posteriormente se le llenan los compartimentos de inundación para iniciar las operaciones; al vaciarse, ésta flota nuevamente para ser llevada a otra localización, si esto es requerido.

La sumergible tiene dos cascos. El casco superior algunas veces referido como la cubierta Texas, está equipada con un compartimento dividido en secciones. El casco inferior es el área de remolque y es también la base usada para la perforación.

La plataforma sumergible se transporta a la localización como una barcaza convencional. El casco inferior está diseñado para resistir el peso de la unidad total y la carga de perforación

La estabilidad durante el remolque de estas unidades es un factor crítico. En realidad las técnicas desarrolladas fueron la base del plan de remolque de las semisumergibles.

En la figura 4.3 se hace referencia a una plataforma sumergible también conocida como barcazas (chalanas), las cuales son ideales para perforar en aguas muy someras, estos equipos son apropiados para pantanos poco profundos, ríos y aguas interiores, también operan en áreas con frío extremo.



4.3 plataformas sumergibles conocidas como barcazas (chalanas).

4.3 Unidades autoelevables

Las unidades autoelevables están diseñadas para usarse en tirantes de agua promedio de 90 m. El equipo se remolca al lugar de la perforación con las patas al aire, permitiéndole flotar, cuando el equipo es colocado en la localización se bajan las patas y al contacto con el fondo marino el equipo se eleva.

Se componen básicamente de una balsa equipada con una estructura de apoyo o piernas que, accionadas de forma mecánica o hidráulica, son sumergidas hasta alcanzar el fondo del mar. En seguida, se inicia la elevación de la plataforma sobre el nivel del agua, a una altura segura y fuera de la acción de las olas. Estas plataformas son móviles, pueden ser transportadas por remolcadores o por propulsión propia. Se destinan a la perforación de pozos exploratorios en la plataforma continental.

La figura 4.4 Muestra los diferentes unidades autoelevables, cabe mencionar que al llegar a la nueva localización se bajan las patas hasta que penetran y se afiancen sobre el lecho marino. La plataforma se eleva entonces sobre el nivel del agua.



Figura 4.4 unidades de perforación autoelevables.

Para un equipo autoelevable se tienen considerar los rangos respectivos al tamaño de las olas, la velocidad de los vientos y las características de las corrientes marinas.

Los criterios actuales deben ser determinados por las organizaciones meteorológicas, en la localización geográfica de perforación. De cualquier modo se puede ver fácilmente la diferencia de criterios.

Los diseños de las autoelevables pueden ser clasificados generalmente dentro de dos categorías básicas: las autoelevables con patas independientes y las autoelevables soportadas por plantilla. Cada unidad tiene su aplicación particular.

Las autoelevables de patas independientes pueden operar en cualquier tipo de corriente, esto es, normalmente se han usado en áreas de suelo firme, coral o en fondos marinos desiguales. La unidad de patas independientes sobre una plataforma descansa sobre una base que soporta cada pierna llamada "Spud Can" que puede ser circular, cuadrada o poligonal y es usualmente pequeña. Los Spuds más largos pueden ser usados alrededor de todo lo ancho.

Una desventaja de la plataforma autoelevable de tipo plantilla, con respecto a la de patas independientes, es la penetración mínima del fondo marino en el sitio, la cual es de 1.5 a 1.9 m, comparada con una penetración de quizá 12 m sobre una autoelevable de patas independientes. Como resultado, la plataforma soportada por plantilla requiere menos patas que la autoelevable de patas independientes para la misma profundidad de agua. Otro

problema con esta unidad ocurre en áreas donde hay grandes formaciones de roca o corales.

Las unidades autoelevables pueden ser autopropulsadas, con propulsión asistida o sin propulsión. La mayoría de las unidades autoelevables son sin propulsión.

Las unidades autoelevables se han construido con tres o hasta cuatro patas. Cuando la profundidad del agua se incrementa y los criterios ambientales se vuelven más severos, el uso de cuatro patas resulta no solo muy costoso sino poco práctico. Los tipos de fuerzas más importantes sobre las unidades autoelevables son generados por olas y corrientes.

Para la evaluación de las unidades autoelevables es necesario considerar lo siguiente:

- Tirante de agua
- Aspectos ambientales
- Tipo y densidad del fondo marino
- Profundidad del pozo
- Necesidad de movimiento en un tiempo mínimo
- Capacidad para operar con soporte mínimo
- Frecuencia con la que se necesita mover a otras localizaciones
- Tiempo de traslado
- Limitaciones operacionales y de remolque de la unidad

Las autoelevables constituyen alrededor del 50 % de la flota de perforación mundial, con las semisumergibles y con los barcos de perforación se complementa el 50 % restante.

4.4 Plataformas fijas.

Fueron las primeras unidades utilizadas. Han sido las preferidas en los yacimientos localizados en láminas de agua de hasta 200 m de profundidad. Generalmente las plataformas fijas se componen de estructuras modulares de acero, instaladas en el lugar de operación con pilotes hincados en el fondo marino. Las plataformas fijas son proyectadas para recibir todos los equipos de perforación, almacenaje de materiales, alojamiento del personal, así como todas las instalaciones necesarias a la producción de los pozos. La diferencia entre este a los demás sistemas consiste en la movilidad, ya que este no se mueve. Ha estas se les transporta herrmanienta, personal y lo que se requiera por medio de barco o en su caso se le adapta una plataforma sumergible dependiendo las condiciones

a las que se encuentre la plataforma fija, estas pueden perforar varios pozos desde una misma localización, soportadas sobre pilotes de acero, montadas sobre un tubo conductor hincado, y montada sobre un pedestal de concreto sumergido.

En la figura 4.5 se muestra la plataforma fija autosuficiente en ocasiones es apoyada por barcos.



Figura 4.5 plataforma fija autosuficiente.

4.5 Barcos de perforación.

Como su nombre lo indica, se trata de un buque especialmente construido o adaptado para cumplir con las funciones propias de una instalación marítima de perforación y extracción, los barcos de perforación están diseñados sobre la base y el casco de un barco normal y equipados con un sistema de perforación, sala de bombas y todo el equipo adicional para llevar a cabo las operaciones. Incluyen la misma dotación que un barco convencional y el mismo personal que una plataforma semisumergible. Es mucho más versátil que cualquier otro tipo de instalaciones flotantes, como pueden ser las plataformas.

Otra de las ventajas con las que cuenta un barco es la capacidad de perforar en aguas muy profundas. Así, muchas de las últimas unidades construidas en el mundo han sido diseñadas para llevar a cabo labores de perforación en aguas profundas donde la mayoría de los demás sistemas no pueden hacerlo.

Para mantener una posición estable sobre la zona de perforación, utilizan la combinación de un sistema de posicionamiento dinámico, consiste en un potente unidad de propulsores, correinados a un sistema informático que obtiene datos muy precisos sobre la posición exacta del barco. Utilizando la red de satélites desplegada a tal efecto, logrando con ello una constante corrección en las posibles variaciones de posición.

Como se muestra en la figura 4.6 algunos de los barcos que están siendo utilizados en la costa del Golfo de México, cada vez con mayor frecuencia, como una tercera opción entre las unidades autoelevables y las semisumergibles. Como se discutió al principio, el peso es el mayor problema cuando se usan embarcaciones flotantes.



Figura 4.6 Barcos de perforación

Los barcos de perforación son equipos versátiles pero solo pueden ser considerados para su uso en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de vientos.

Buques FPSO

Los buques FPSO (floating production storage and offloading), de producción almacenamiento y descarga son similares a los barcos de perforación, aunque realiza operaciones de almacenaje y transporte. Este tipo de buque supone un avance significativo de cara a la explotación de pequeños campos de petróleo o gas, donde no sería rentable construir una plataforma fija de producción, o de yacimientos que se encuentran al final de su vida productiva. En la figura 4.7 se muestra un buque FPSO

Buque FSO

Los buques FSO (floating storage and offloading) están ideados, como su nombre indica, para el almacenamiento y transporte de crudo y gas extraído en las instalaciones hasta el lugar de refinado y tratamiento en la tierra



En la figura 4.7 se muestra un buque FPSO

4.6 Plataformas Semisumergibles.

Este tipo de equipos evoluciona a partir de un viejo semisumergible, el Blue Water 3, la cual fue convertida en 1961 a partir de una sumergible mediante la adición de columnas verticales para su flotación. El cual marca el desarrollo de la perforación Marina bajo el agua realizado por un equipo flotante.

Inicialmente algunos de estos equipos se diseñaron para operar, algunas descansando en el fondo marino y otras totalmente a flote. El desarrollo de la tecnología para la perforación y terminación de pozos costa fuera con un equipo sumergido, surgió a causa del alto costo de las estructuras marinas y plataformas fijas en agua más profundas

A pesar de la gran variedad de diseños de semisumergibles estas se clasifican en dos grupos principales:

1. Con columnas conectadas a zapatas o pontones separados.
2. Con pontones gemelos.

Dichos pontones sostienen las columnas que soportan la cubierta, la cual aloja el equipo y las instalaciones necesarias para cumplir con su función.

La configuración general de un semisumergible, consiste de dos cascos inferiores longitudinales principales (pontones), que se encuentran sumergidos, lo cual permite incrementar el periodo fundamental de sustentación de la estructura, evitando la resonancia del oleaje. También reduce las cargas laterales generadas por dicho oleaje. Esta reducción en la carga, se debe a que los miembros principales del casco se localizan a una elevación en la que la energía del oleaje es menor. Los cuales son usados como compartimentos de lastre para obtener el calado para perforar. Estos cascos inferiores son también los cascos primarios, cuando el equipo está en tránsito. En virtud de su tamaño y configuración, el semisumergible ofrece una baja resistencia al remolque, al mismo tiempo que tiene una gran estabilidad.

Estas plataformas realizan actividades relacionadas con la Exploración, perforación de pozos, así como, para el desarrollo de operaciones de mantenimiento y reparación de instalaciones submarinas existentes.

4.7 Plataformas semisumergibles con sistema de anclaje.

Hoy en día las semisumergibles están diseñadas para operar en aguas profundas de 180, 305, 457 y superiores a los 500 m. Por lo tanto, están sujetas a condiciones marinas severas y altos vientos. Constan de tres o cuatro columnas en cada costado, unidas en su parte inferior por pontones, los cuales almacenan agua de mar (principalmente), combustible y agua de perforación en su interior, permitiéndole la inmersión. El equipo permanece con una parte inmersa y con la otra a la intemperie. La unidad se sujeta por medio de anclas al fondo marino.

Plataforma Semisumergible

Los Preventores y el cabezal, se instalan en el fondo marino y la comunicación entre la plataforma y el pozo es a través del riser de perforación.

Hay otros diseños de semisumergibles, tales como el diseño triangular, o con 4 cascos longitudinales. También está el equipo pentágono de diseño Francés, con 5 puentes flotantes.

La unidad Pentágono es posiblemente la más exitosa, ofreciendo una simetría única y uniformidad de las características de estabilidad. Esta unidad, no ofrece la capacidad de remolque de las unidades de cascos remolcables, pero permite buenas características de perforación.

Las semisumergibles permiten que la perforación sea realizada en aguas muy profundas. Éstas se mantienen en la localización mediante un sistema de anclaje convencional.

Usualmente consta de 8 anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda o algunas veces una combinación de ambos. El método de posicionamiento dinámico evolucionó del sistema sonar de los barcos, según el cual, una señal es enviada fuera de la unidad flotante a un transductor colocado sobre el piso del océano.

De cualquier modo, las semisumergibles se han utilizado para perforar hasta 450 m, de profundidad de agua, usando el método de ancla y cadena.

El movimiento vertical es la que causa problema a los equipos semisumergibles, por los esfuerzos a los que se somete la sarta de perforación, cuando la unidad se mueve verticalmente. El semisumergible que tiene una respuesta pequeña al movimiento vertical, es considerado como el más adecuado.

El movimiento vertical se genera como una respuesta al plano de flotación expuesto. Mientras más pequeño sea el plano de flotación, más pequeño será el movimiento vertical. Esto se consigue en el semisumergible, sumergiendo los cascos inferiores y flotando al nivel de las columnas.

Con la reducción del plano de flotación disminuye el movimiento vertical, sin embargo, también se reduce la estabilidad de la unidad. Por lo que los diseñadores deben de establecer una relación adecuada entre los valores aceptables de estabilidad y movimiento vertical.

Otra consideración en el diseño y operación de las semisumergibles, es la operación de remolque. En 1974 una gran semisumergible a una velocidad promedio de desplazamiento de 9.72 nudos por hora, cruzó el Océano Atlántico rompiendo un récord de 21 días.

Durante el curso se tuvo una reducción considerable en el costo de traslado. Por otro lado, considerando que una vez que la unidad llega a la localización, esta se quedará generalmente en esa área por un largo tiempo, durante el cual las unidades de remolque no son necesarias.

En la selección de una semisumergible, es necesario considerar los siguientes criterios:

- a) Profundidad (Tirante) de agua.
- b) Profundidades a las que se requiere perforar.
- c) Aspectos ambientales.
- d) Características de transporte de la unidad.
- e) Capacidad de consumibles (carga variable) de materiales de consumo.
- f) Movilidad de la Unidad.

4.8 Plataformas semisumergibles de posicionamiento dinámico.

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones muy profundas, donde las condiciones son muy severas y donde se han enfrentado nuevos problemas. Por esto se desarrolló una técnica llamada: Posicionamiento dinámico, la cual es una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades flotantes teniendo en cuenta las fuerzas del viento, olas y corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

La posición usualmente está definida en términos de porcentaje del tirante de agua. El porcentaje del tirante es el error de la posición horizontal dividido entre el tirante de agua y multiplicado por 100. Se prefiere el error de posición expresado en porcentaje del tirante de agua porque este define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación. Generalmente una exactitud del sistema de posicionamiento dinámico del 1% indica que los vientos y el mar están en calma.

Cinco por ciento representa un máximo permisible de error con respecto al nivel de esfuerzos permisibles en las tuberías desde la unidad flotante hasta el fondo del mar. El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil, debido a que para un cierto porcentaje se tiene un mayor desplazamiento horizontal.

Por ejemplo dado un 5 % de tolerancia, el requerimiento será de 5 m por cada 100 m de tirante de agua. Similarmente con el mismo porcentaje, el requerimiento aplicado a 1,000 m de agua, permite un movimiento de 50 m que es una tolerancia más razonable. Para 3,000 m de tirante de agua, el radio permisible de movimiento en la superficie será de 150 m.

El sistema de propulsión por medio de impulsores es considerado para el diseño y operación del semisumergible, sin embargo esta envuelve una inversión grande inicialmente, siendo el SEDCO 709 el primer semisumergible con posicionamiento dinámico con un sistema de impulsores de 24,000 HP

4.9 Elementos de posicionamiento.

El medidor de posición con respecto a la boca del pozo permite tener un control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición deseada.

Sistema actuador. Son propelas de velocidad y fuerza variable. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada.

El sistema de posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2000 m, y en Brasil en tirantes de más de 2800 m, algunas imágenes de la plataforma SEDCO se muestran en la figura 4.8 donde se da una idea de sus dimensiones.



4.8 Plataforma SEDCO 709 en las costas de Brasil.

4.10 Plataformas con piernas tensionadas (TLP)

Las plataformas de patas tensionadas (Tensión Leg Platform), han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas. Se emplea para la perforación en aguas con un tirante mayor de 600 m. Está sujeta mediante cables de ancla fijados en el fondo marino y se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes.

Su instalación es muy sencilla ya que no requiere barcasas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas.

El costo de la TLP se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje.

Mientras que las unidades semisumergibles y los barcos de perforación se utilizan solo para la perforación, las TLP's tienen mayor ventaja en cuanto a versatilidad para perforar, recuperar y producir pozos, casi en forma simultánea.

La TLP (Tensión Leg Platform) o plataforma de piernas tensionadas es un sistema semejante a la semisumergible, solo que esta se encuentra anclada al fondo por medio de elementos verticales, los cuales se mantienen en tensión debido al exceso de flotación en la plataforma.

Los elementos verticales o tensores se anclan al fondo marino por medio de una estructura fabricada a partir de acero estructural y cimentada mediante pilotes. Una parte esencial de la TLP son las juntas flexibles. Estas juntas (llamadas Flex-Joints), fabricadas con acero y material elastomérico, permiten a la estructura desplazarse horizontalmente sin provocar flexión en los tensores.

La aplicación de las TLP's se está extendiendo paulatinamente y a la fecha ha sido considerada para el desarrollo de campos en el Mar Mediterráneo y costas de Brasil para aguas muy profundas. El mayor tirante en el que se ha instalado una TLP es de 536 m.

Ventajas

- Pozos superficiales
- Cuenta con equipos de reparación y terminación de pozos
- Costo moderado
- Sistema recuperable en sus componentes principales.

Desventajas

- Soporta un solo equipo de perforación
- Tecnología compleja.
- Costoso en aguas someras.

La Figura 4.9 muestra la tensión de los cables en las patas de la plataforma.

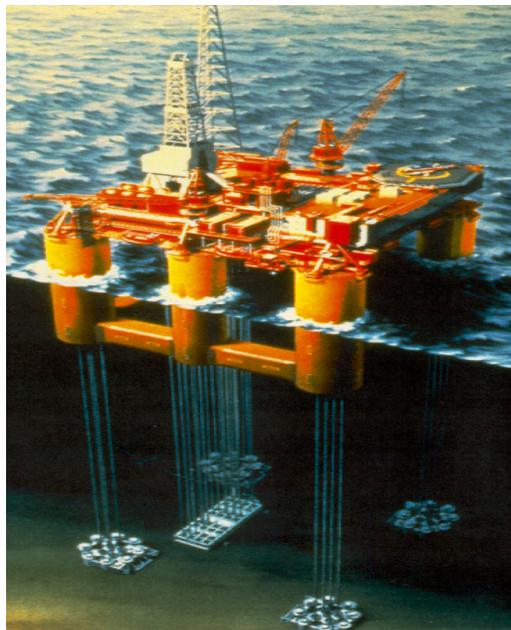


Figura 4.9 Plataforma de patas tensionadas Hutton

4.11 Plataformas de mástil tipo boya (Spar buoys)

Existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son las llamadas Spar Buoy o simplemente Spar. Aunque su uso no es nuevo en otras áreas, incluyendo el almacenamiento de aceite o gas en instalaciones marinas.

Los Spars han sido utilizados durante décadas como boyas marcadoras y para la obtención de datos oceanográficos. El primer Spar significativo para propósitos de explotación de campos es Flip, una estructura propiedad de la armada de los Estados Unidos y operada por el Scripps Institution of Oceanography en California. Flip se puso en operación en 1965 y se utiliza principalmente para mediciones acústicas del océano.

Flip mide 110 m de largo. Su casco tiene 6 m de diámetro en su primera mitad inferior y luego se reduce a 3.5 m. Su parte superior tiene la forma de la proa de una embarcación y alberga el alojamiento, una planta de potencia, otros equipos y los controles.

La unidad flotante se remolca hasta la posición deseada y se levanta usando su sistema de control de lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 minutos, de los cuales, los primeros 29 se utilizan en llevarla desde la horizontal hasta unos 10 grados de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta, los instrumentos botalones se extienden y comienza el programa de prueba. El calado de operación es de más de 83 m.

A principios de los 60's la Nippon Telegraph instaló un Spar en las costas de Japón para transportar una estación repetidora de microondas. Este Spar mide 135 m de largo con un casco escalonado desde 3 hasta 6 m. La estructura superior es un cilindro de 15 m de diámetro por 10 de altura, con equipo, alojamiento y un helipuerto en la parte superior. Un sistema de amarre de catenaria de cuatro puntos de cadena de 3 pg conectado a masas de 175 toneladas que mantienen el Spar en su lugar. El calado de operación es de 100 m.

A mediados de los 70's la Compañía Shell instaló un Spar de almacenamiento y descarga en el campo Brent, en el Mar del Norte, el cual es el Spar de mayor diámetro construido hasta la fecha. El casco mide 30 m de diámetro y tiene un calado de operación de 108 m. Este Spar se diseñó para almacenar 300,000 barriles de aceite producido y para transferirlo a tanques de carga. El sistema de anclaje consiste de líneas, cada una construida de un ancla de concreto de 1,000 ton, 800 m de cable de 3.5 pg. y 290 m de cadena de 4 pg.

Una grúa sobre la parte superior de la estructura transfiere primero el cable de avance y luego la línea de carga hacia el tanque. La parte superior de la superestructura es para permitir al tanque alinearse alrededor del Spar. Cuenta con alojamiento, planta de potencia, otros equipos, bombas y un helipuerto.

La Figura 5.0 muestra un aspecto del Spar que se instaló aproximadamente a 90 millas al sur de Mobile, en Alabama, en un tirante de agua de 1930 pies y está diseñado para producir y trabajar simultáneamente con los pozos, si es necesario. El Spar tiene capacidad para 16 pozos y soporta una carga de diseño de 6,600 ton. El casco es un cilindro de 22 m de diámetro y 215 m de longitud con un calado de 200 m y pesa 12,895 toneladas.

La tecnología de las plataformas de mástil tipo boya o Spar buoys es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollo de campos en aguas profundas. Aunque a la fecha todavía se están realizando investigaciones acerca de la dinámica de los sistemas anclados, de la hidrodinámica del oleaje de superficie, del comportamiento de los Spar buoys, de la interacción entre risers adyacentes, del comportamiento entre componentes en ambiente marinos, de la caracterización de suelos marinos, del comportamiento de cimentaciones, de la soldadura homopolar y de la dinámica de olas no lineales, el panorama es todavía muy vasto y falta mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas al mejor costo posible.

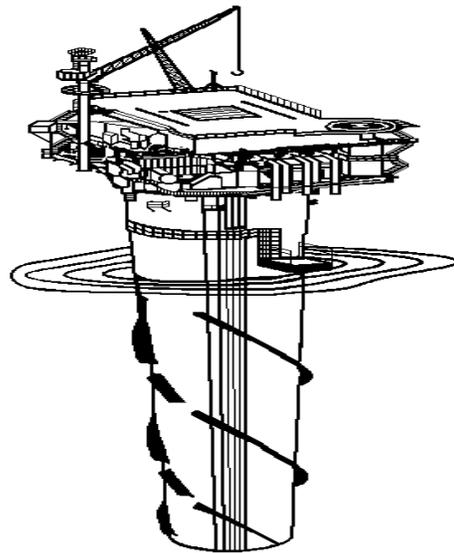


Figura 5.0 Plataforma de mástil tipo Boya (Spar Buoys)

CAPITULO V

MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON SISTEMAS DE RISERS Y DOBLE GRADIENTE EN AGUAS PROFUNDAS.

El desafío más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas consiste en perforar un agujero estable en las cuencas sedimentarias jóvenes que presentan altas tasas de depositación, como en el Golfo de México y parte de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, los sedimentos pueden resultar subcompactados durante la depositación.

Puede ocurrir que las presiones de poro sean elevadas y que los gradientes de fractura sean bajos en comparación con los de los pozos terrestres en las mismas profundidades, y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea reducida, para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados con respecto a la presión de poro y del gradiente de fractura, ya que para perforar un agujero hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro.

En algunos proyectos, se necesita un número determinado de tuberías de revestimiento para controlar los sedimentos someros y no consolidados, así, como las zonas de transición más profundas en las que nos se puede llegar hasta el yacimiento. O bien, si se alcanza el objetivo, el diámetro de la tubería de producción que se podrá colocar dentro de la tubería de revestimiento final es tan pequeño que el proyecto se vuelve antieconómico, ya que las tasas de flujo se ven restringidas.

5.1. Determinación de las presiones de sobrecarga y formación.

Gradiente de Presión de Sobrecarga

Se denomina presión de sobrecarga a la presión originada por el peso de las estratos depositados por encima del intervalo de interés a una cierta profundidad y se calcula a partir de la densidad de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos sus poros. Matemáticamente se puede expresar de la siguiente forma:

$$S = (1 - \phi) \rho_R D + \phi \rho_f D \quad (5.1)$$

Donde S es la presión de sobrecarga, ϕ la porosidad de la formación, ρ_R la densidad promedio de la roca y ρ_f la densidad promedio del fluido de la formación. El término $(1 - \phi) \rho_R D$ representa el peso de la matriz rocosa y el término $\phi \rho_f D$ representa el peso del fluido intersticial. Por lo tanto, el gradiente de sobrecarga es:

$$\frac{S}{D} = (1 - \phi) \rho_R + \phi \rho_f \quad (5.2)$$

La presión de sobrecarga se incrementa únicamente con la profundidad. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \frac{kg \cdot cm^2}{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluidos de $2.31 \frac{g}{cm^3}$. El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial, siempre que esto sea posible.

La presión de sobrecarga juega un papel importante en el caso de los pozos perforados en aguas profundas, dado que todo perfil de sobrecarga deberá incluir las densidades de todos los materiales debajo del piso de perforación. La figura 5.1 muestra los parámetros a considerar como lo son: la longitud de aire, el tirante de agua y la profundidad de los sedimentos de interés, como se muestra en la figura 5.1.

Profundidad vertical del intervalo	Densidad, g/cm ³	Descripción
Del piso de perforación al nivel del mar	0.001	Aire
Del nivel del mar al fondo marino	1.06-1.07	Agua de mar
Del fondo marino a 150 m más abajo	1.60	Arcilla, etc.
Varios intervalos hacia la profundidad total	Incremento gradual	Capas diversas
Profundidad total menos 150 m	2.40	Arenisca y lutita

Figura 5.1 Elementos a considerar en el cálculo del gradiente de sobrecarga

El conocimiento aproximado de las presiones de formación juega un papel muy importante en la perforación y terminación de pozos. El conocer en forma adecuada

dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área. Específicamente se puede:

- Delinear perfiles de gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura.
- Seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Determinar el programa de fluidos de perforación y control.
- Elaborar programas de perforación adecuados.
- Reducir potencialmente el daño a las formaciones productoras.
- Aumentar el ritmo de penetración.

Si la presión de formación no es evaluada adecuadamente, puede conducir a problemas de perforación, tales como pérdidas de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos.

En el caso de los pozos submarinos, todos estos riesgos se amplifican, dadas las condiciones de seguridad extrema que debe tenerse en el manejo y control del pozo.

5.2. Predicción del gradiente de fractura para pozos en aguas profundas.

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. En otras palabras, si la formación es expuesta a una presión más alta que su límite de presión de fractura, la formación se romperá (fracturará) y posiblemente ocurrirá pérdida de circulación.

Una menor tolerancia entre el gradiente de presión de poro y de fractura resultará en márgenes de presión más angostos mientras se perfora. En adición, la debilidad estructural, baja compactación, y sedimentos no consolidados comúnmente encontrados en las porciones más someras de la corteza pueden reducir incluso más aún el gradiente de fractura. Bajo estas circunstancias, la ventana operacional formada por la presión de poro y de fractura se reducirá más y más a medida que la profundidad del agua se

incremente. Ejemplos típicos de cómo una ventana operacional reducida afecta la perforación en aguas profundas y ultra profundas es el excesivo número de TR's, el tamaño de agujero reducido a la profundidad total, o inhabilidad para alcanzar la profundidad total y fracturación de la formación durante las operaciones de control.

5.3. Asentamiento de tuberías de revestimiento en tirantes de aguas profundas.

Actualmente se cuenta con unidades flotantes capaces de perforar en tirantes de agua de 2,000 m, en los cuales todos los sistemas, incluidos desde el lecho marino hasta la superficie, han sido desarrollados. Para tirantes grandes, aún queda por resolver el diseño del pozo en sí. Una de los mayores problemas es determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

La predicción de la presión, ya sea de formación o de fractura, a partir de velocidades sísmicas o de valores medidos, considera un análisis computacional de parámetros de perforación.

Las presiones incluyen aquella debida a la columna hidrostática del fluido de circulación, la pérdida de presión por fricción en el sistema circulatorio del pozo, la presión debida al movimiento de tuberías y herramientas dentro del pozo y la presión de formación encontrada durante la perforación. La reunión de los valores de estos parámetros es bastante difícil al incrementarse la profundidad del tirante de agua en operaciones en aguas profundas.

Los factores clave en la determinación de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento en pozos en aguas profundas son

- Gradientes de presión de sobrecarga de la formación, del tirante de agua y hasta del tirante de aire arriba del nivel del mar.
- Valores promedio de los esfuerzos matriciales de la formación.
- Presión de formación y densidades de fluido asociadas.
- Gradiente de presión de fractura de la formación.
- Márgenes aceptables para control de brotes y prevenir pérdidas de circulación, usualmente entre 0.06 y 0.12 1.4 g/cm^3

Los gradientes de fractura son considerablemente menores en el ambiente marino debido a que el agua de mar reduce considerablemente el promedio de la densidad de sobrecarga. La figura 5.2 muestra el efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura.

Profundidad Vertical del Intervalo, m	Gradiente de Fractura, g/cm ³		
	Pozo en tierra	Tirante de 1,524 m	Tirante de 2,743 m
609	1.68	1.2	1.14
2,438	2.10	1.68	1.50

Figura 5.2 Efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura

Las opciones que se tienen cuando el tirante de agua es mayor son:

- Uso de más sartas de tuberías de revestimiento.
- Conjuntos de preventores y risers de mayor capacidad.
- Uso de doble de preventores.
- Reducción de la densidad del fluido de perforación arriba del fondo marino mediante el uso de un sistema de doble densidad.

En el caso de perforación con sistema de doble densidad la perforación se realiza sin riser marino. El sistema de doble densidad es una implementación de reciente tecnología para resolver el problema de los bajos gradientes de presión de fractura y evitar que el fluido de perforación se pierda en la formación debido a la presión hidrostática generada en el fondo o en parte del pozo en zonas llamadas de flujo de agua somera. El sistema consiste en el uso de un cabezal rotatorio en el fondo del mar, mismo que sirve para recibir el fluido de retorno del pozo que es bombeado desde la superficie como fluido de perforación. Lo de doble densidad consiste en bombear un fluido de mayor densidad desde la superficie y hasta el cabezal rotatorio, con el fin de recuperar los recortes generados por la barrena y el fluido de retorno. Por supuesto, esto implica que se puede prescindir del riser marino. Esto también se conoce como perforación sin riser (Riserless Drilling).

Es muy corta la revisión de los aparentes gradientes de presión de fractura en aguas profundas. Este intento ha demostrado los requerimientos para nuevas técnicas de perforación. Se incluyen tres posibles métodos de perforación:

1. Perforación a grandes profundidades debajo del fondo marino mediante circulación de fluido sólo en la parte superior del lecho marino, esto es, la perforación sin riser marino.
2. La perforación con espuma reduce la densidad del fluido con niveles tolerables.
3. La disponibilidad de una bomba en el fondo del agujero permite la perforación con circulación inversa bombeando la carga de recortes generados por la barrena hacia la superficie.

El nuevo diseño del pozo y la metodología sobre perforación, basados en la modificación del margen de tolerancia al brote, se desarrolló y aplicó exitosamente en pozos exploratorios en aguas profundas y pozos con alta presión y temperatura.

5.4 Doble gradiente.

Uno de los muchos retos encontrados cuando se perforan pozos en aguas profundas es la decreciente ventana entre la Presión de poro y la Presión de fractura de la formación. En ciertas áreas costa afuera con depósitos sedimentarios más jóvenes, la presencia de un estrecho margen entre la Presión de poro y la de fractura provoca tremendos retos de perforación que se incrementan con la profundidad del agua.

Este acontecimiento es explicado como el resultado de las bajas presiones de sobrecarga, debido al bajo gradiente de presión del agua de mar, más que al esfuerzo típico de las formaciones de arena-arcilla. La situación resultante de esa situación es que la sobrecarga y la presión de fractura en un pozo costa afuera son significativamente bajas, que aquellas de un pozo en tierra de una profundidad similar, y es más difícil mantener sobre presión técnicas de perforación sin fracturar la formación.

Típicamente, el método para combatir este problema ha sido fortalecer la TR, incrementando el número de tramos colocados en el pozo durante las operaciones de perforación y terminación. Sin embargo, esto puede ser extremadamente costoso, tanto

de una perspectiva de costos de material como de una perspectiva de costo por tiempo. En la figura 5.3 muestra la técnica de perforación convencional en la cual son utilizadas varias tuberías de revestimiento ya que su gradiente de presión es tomado a partir del nivel del mar.

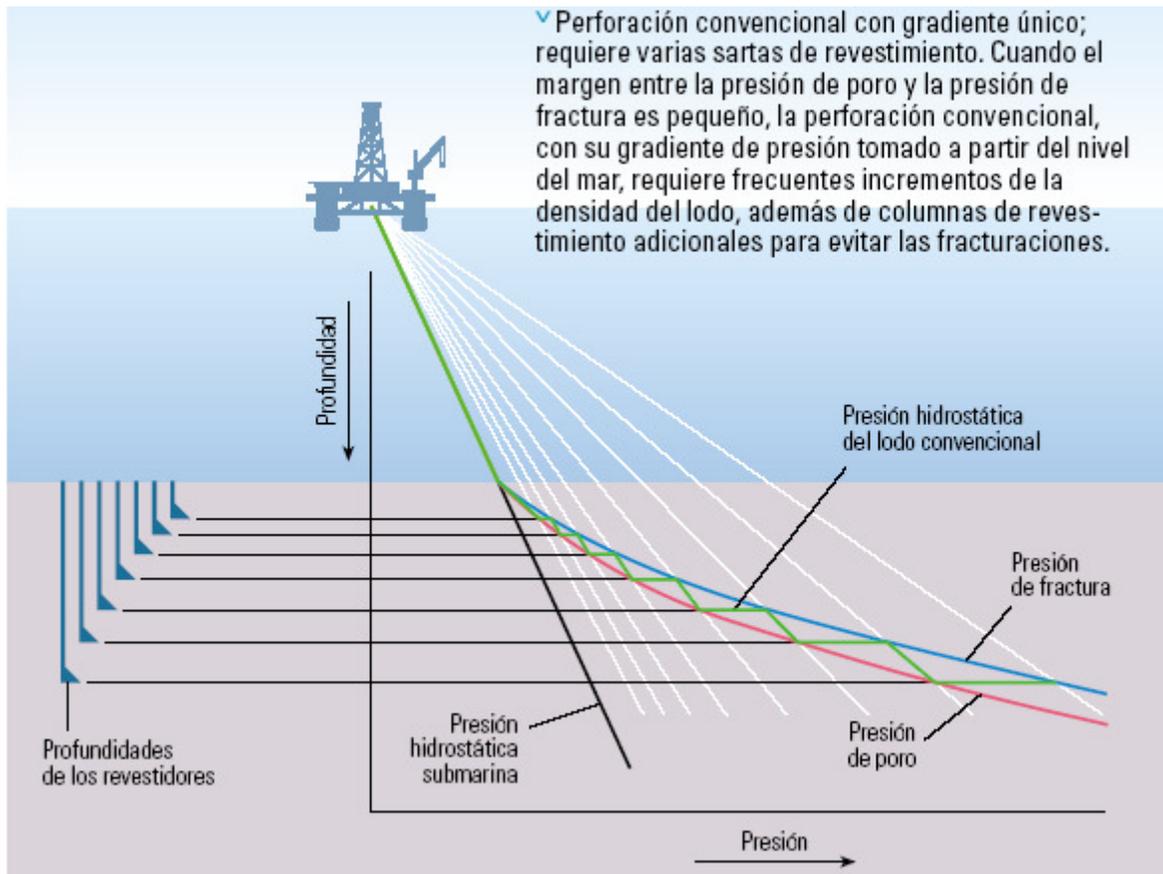


Figura 5.3 Perforación convencional ¹

Ha sido probado que el número de tramos de TR colocados en un pozo puede ser reducido si la diferencia entre la presión de poro y la de fractura pueden ser mejor controladas. En la perforación convencional, la columna de lodo se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión de lodo. Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de

¹ José Eduardo Mendoca et al.: "Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas". Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000.

presión por un sistema de gradiente doble: un gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho del mar, mientras que un nuevo gradiente de presión más elevado actúa desde el lecho del mar hasta el fondo del agujero.

Un sistema de gradiente doble remueve el lodo que llena el riser del sistema típico de perforación en aguas profundas. En un sistema convencional la sección anular del riser es llenada con lodo, y por debajo del lecho marino la presión en el espacio anular es demasiado alta, que para evitar una presión en el pozo que exceda la presión de fractura de la formación, es necesario colocar tramos de TR más frecuentemente para que sea técnica y económicamente deseable.

La figura 5.4 muestra el método doble gradiente para perforación y construcción de pozos en aguas profundas con un número mínimos de sartas de revestimiento, para poder alcanzar los objetivos geológicos profundos con un agujero cuyo tamaño permita la producción de hidrocarburos con altas tasas de flujo.

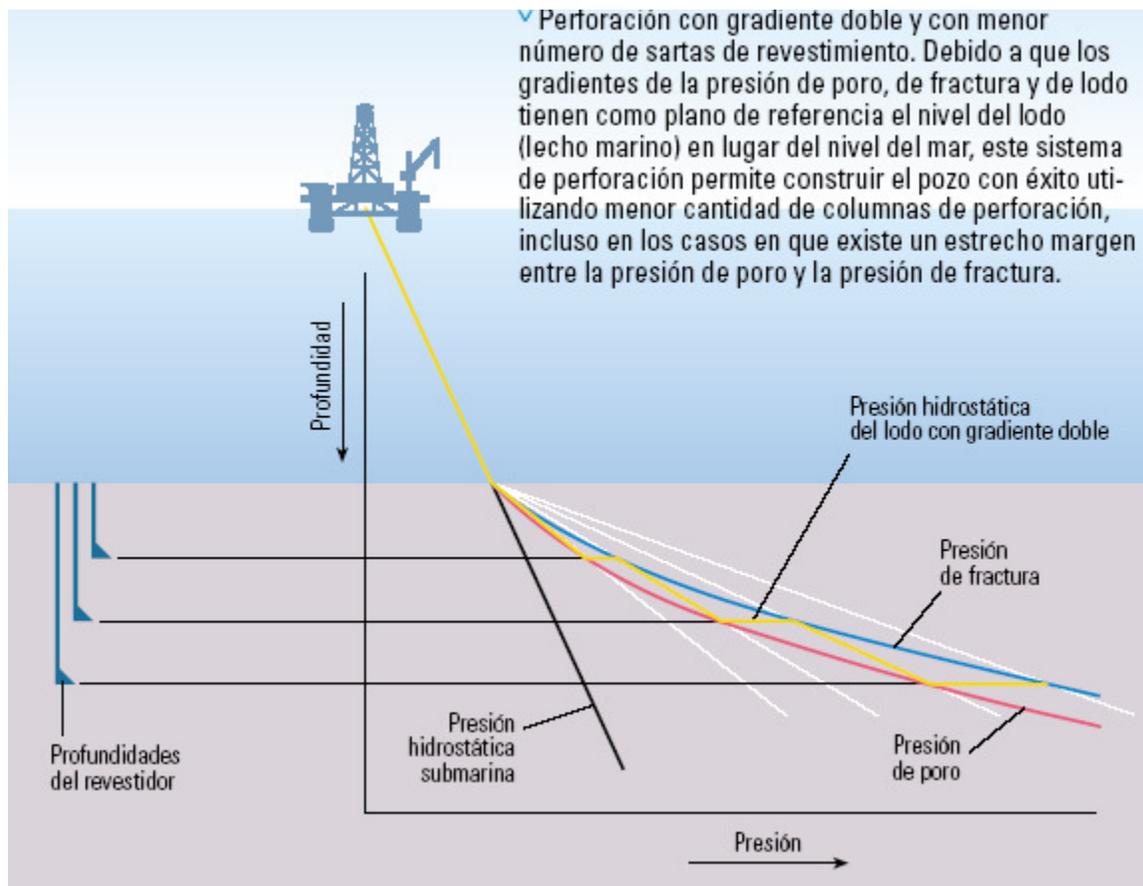


Figura 5.4 Perforación con gradiente doble

Quizás una de las más importantes investigaciones en el área de tecnología de alto-costeo para retos de perforación en aguas profundas es el desarrollo de los sistemas de perforación de doble gradiente (DGDS por sus siglas en inglés). DGDS es normalmente referido a la perforación sin risers. Es generalmente aceptado que un sistema de perforación de doble gradiente es requerido en profundidades de agua mayores a 1500 m.

La necesidad de DGDS es relativamente simple; es causada por el reducido gradiente de fractura de la formación por debajo del lecho marino (0.5 vs. 1.0 psi/ft). El aislamiento es alcanzado mecánicamente mediante válvulas, bombas y equipo de procesamiento de corte en el lecho marino.

Cuando se utiliza un sistema de perforación de gradiente doble, el riser es removido del sistema (en sentido figurado y/o literal dependiendo de la variación del sistema de gradiente doble). Esto permite que la presión en el lecho marino sea menor (el gradiente de presión del agua salada es más bajo que el de la mayoría de los fluidos de perforación) que en un sistema convencional, y esto permite al perforador una mayor aproximación de navegación en la ventana operativa.

Cuando se perfora convencionalmente en aguas profundas el riser es tratado como parte del pozo y a medida que la profundidad del agua es mayor se incrementan las presiones en el pozo. Sin embargo, cuando se usan los procedimientos de sistema de perforación con gradiente doble, la profundidad del agua no es un factor que afecte ya la presión en el pozo. Al utilizar una tecnología de perforación de doble gradiente se adquieren muchos beneficios. Algunos de los cuales son:

- *Menos tramos de TR requeridos
- *Tuberías de producción más amplias (pueden contener mayores gastos de producción)
- *Mejoramiento del control de pozos y reducción de contratiempos por pérdidas de circulación
- *Menores costos.

La Fig. 5.5 muestra una comparación de los resultados de la utilización de DGDS comparado con la perforación convencional con un solo gradiente. El menor número de sartas de revestimiento utilizado en la perforación en aguas profundas con gradiente doble (derecha) comparado con la perforación convencional (izquierda) permite disminuir costos y posibilita el uso de una tubería de producción de mayor diámetro en el fondo del pozo, con la cual se obtiene mayor productividad.

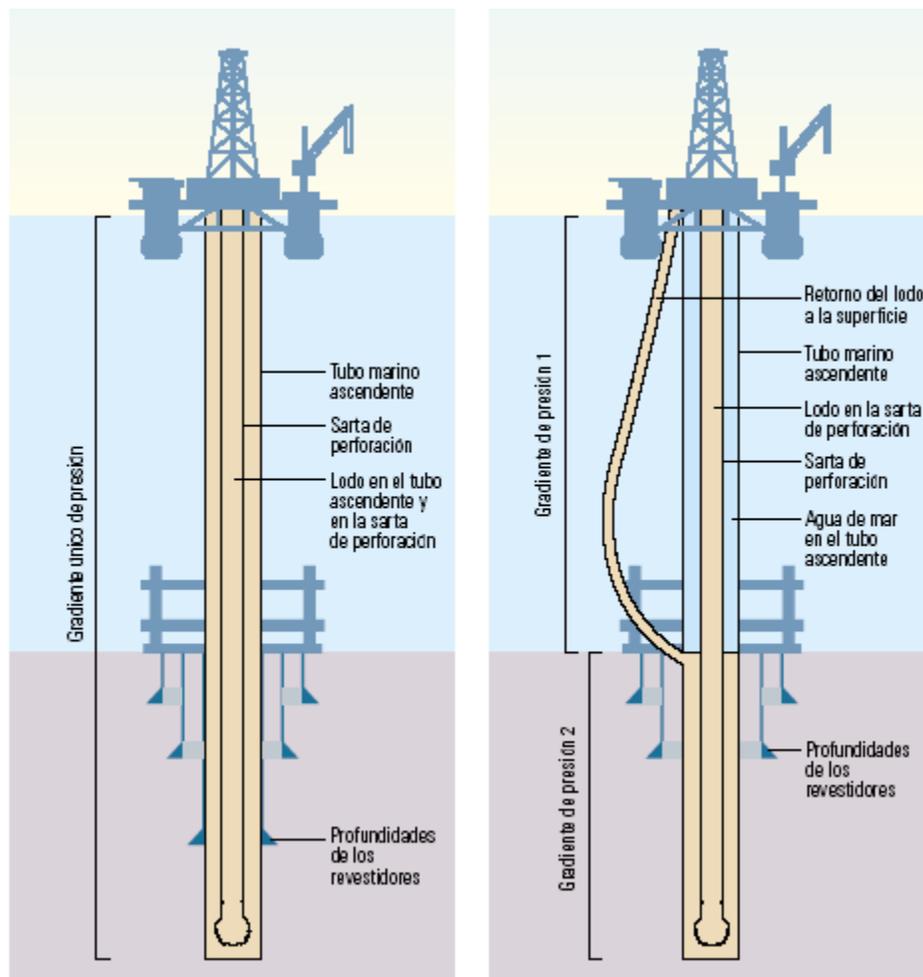


Figura 5.5 Método de perforación convencional (izquierda).
Método con levantamiento submarino del lodo (derecha)

Existen varios métodos para reducir el peso del lodo en el tubo ascendente de perforación. El sistema de levantamiento submarino del lodo de perforación consiste en

dos componentes principales. En primer lugar, un divergente rotativo submarino que aísla el fluido que se encuentra en el tubo ascendente con respecto al pozo y desvía el fluido de perforación (de retorno) desde la base del tubo ascendente al segundo componente clave, una bomba de levantamiento de lodo. Esta bomba dirige el lodo de regreso al equipo de perforación por medio de una línea de flujo aislada del tubo ascendente e impide que la presión hidrostática del lodo en la línea de retorno se transmita al agujero.

La presión en el fondo del pozo sobre un intervalo particular es usualmente referida como densidad equivalente de circulación. La densidad equivalente de circulación desde el lecho marino a la profundidad total para sistemas convencionales de riser es siempre más grande que para los sistemas submarinos en los cuales la presión (tanto la de circulación como la estática) requerida para llevar el lodo desde el lecho marino a la unidad de perforación es hidráulicamente aislada desde el agujero o demasiado reducida en densidad al nivel del lecho marino.

La disminución de la presión del lodo en el agujero puede permitir el ahorro de hasta cuatro columnas de revestimiento en el diseño del pozo como se muestra en la figura 5.6. La tecnología del gradiente doble hace posible que cualquier pozo, cualquiera sea la profundidad del agua, alcance su objetivo en el yacimiento con un hoyo de 12 ¼ pulgadas de diámetro. Los pozos de gran diámetro que se pueden perforar gracias a la perforación con levantamiento submarino del lodo podrán completarse con tuberías de producción de 7 pulgadas de diámetro hasta el nivel del lodo, con lo cual muchos pozos pueden alcanzar su máxima tasa de flujo potencial.

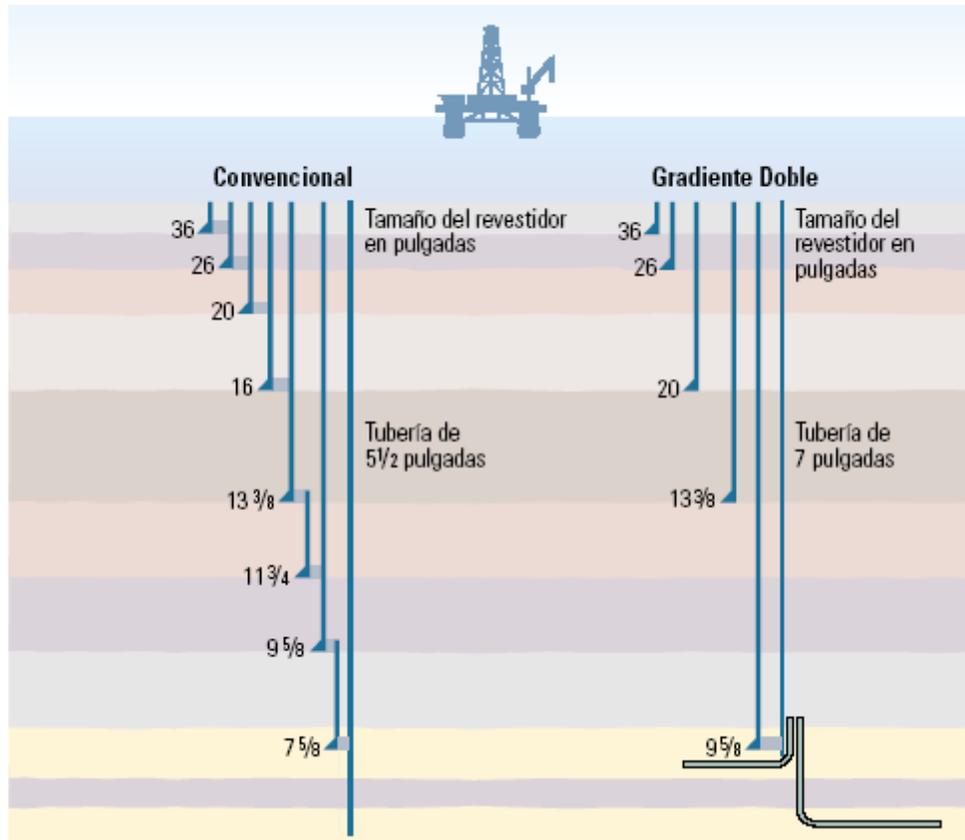


Figura 5.6 Comparación de la perforación convencional con la perforación con doble gradiente

Por otra parte, este mayor tamaño del hoyo permitirá adicionar pozos horizontales o tramos laterales múltiples, necesarios para optimizar el drenaje del yacimiento. En consecuencia, será necesario perforar un menor número de pozos para drenar un yacimiento en forma adecuada, con lo cual se logra una reducción considerable en las erogaciones de capital destinadas al desarrollo del campo, además de un incremento en la recuperación final. Debido a la menor presión del lodo, también disminuyen los problemas de pérdidas de circulación.

Los más grandes objetivos de la industria petrolera son: incrementar la accesibilidad a reservas, mejorar la integridad del agujero, reducir los elevados costos y, lo más importante proveer de un ambiente de trabajo seguro. Aplicar una tecnología de gradiente doble para la perforación en aguas profundas no es un nuevo concepto, pero es algo que está siendo dirigido con un nuevo fervor y puede ayudar a alcanzar todos estos objetivos.

5.4.1 Alcanzando la condición de gradiente doble

Hay diferentes métodos usados para alcanzar la condición de gradiente doble mientras se perfora costa afuera. Básicamente, un gradiente doble es alcanzado cuando hay dos diferentes gradientes de presión en el espacio anular, el volumen entre el diámetro interno del agujero y el diámetro externo de la tubería de revestimiento. La condición puede ser lograda mediante: la reducción de la densidad del fluido de perforación en una porción del agujero o riser, quitando el riser completamente y permitiendo al agua del mar ser el segundo gradiente, o controlando el nivel del lodo en el riser y permitiendo que el segundo gradiente en el riser sea el de otro fluido.

Un método es la inyección de nitrógeno, está basado en procesos de perforación con aire y técnicas de perforación bajo balance. Esta técnica utiliza nitrógeno para reducir el peso del lodo en el riser. Esto con el propósito de reducir la cantidad de nitrógeno requerido para bajar el gradiente de presión del lodo en el riser, un riser de sistema concéntrico es considerado el más económico. En este sistema un tramo de TR es colocado dentro del riser con un BOP rotatorio en la parte superior del riser para controlar el flujo que se regrese. El lodo es sostenido en el espacio anular entre la TR y el riser, y el nitrógeno es inyectado en el fondo del riser dentro del espacio anular. La flotabilidad causa que el nitrógeno fluya a través del espacio anular lo cual reduce la densidad y el gradiente de presión del fluido de perforación como un resultado de las propiedades de colgamiento del nitrógeno líquido. Esto puede ser aplicado cuando se desea que un segundo gradiente este por debajo del gradiente del agua salada.

Otro método para crear un sistema de gradiente doble es empezar por la perforación de las porciones superiores del pozo sin un riser y simplemente regresar el lodo de perforación al lecho marino. En otras palabras el gradiente de presión desde la superficie del océano al lecho marino es el gradiente de la presión del agua de mar. Entonces, dentro del pozo un lodo más pesado que el común es usado para mantener las presiones promedio mientras se perfora.

5.5. Herramientas recomendadas para perforar con doble gradiente

LWD (Logging while drilling).

Esta herramienta provee un registro en tiempo real de la formación mientras se perfora y es importante cuando se perfora con peligros a poca profundidad.

MWD (Measure while drilling)

Esta herramienta proporciona la medición de datos mientras se perfora, monitorea el ángulo y el azimut del agujero durante la perforación, es importante ya que la TR de 20 pulgadas debe colocarse en posición casi vertical.

PWD (Pressure while drilling)

La herramienta PWD provee una lectura constante de las presiones en el agujero en tiempo real mientras se perfora. El lodo debe estar circulando por el pulso para registrarlo en la superficie. Las mediciones proporcionadas son útiles para evitar la presión estimada de fractura de la formación. También es muy útil cuando se perfora sin riser sobre todo si se esperan peligros a poca profundidad, sin embargo puede que no detecte influjos de agua a poca profundidad.

ROV (Remotely operated vehicle)

Este vehículo es operado a control remoto y ayudará cuando las bombas estén apagadas, debe haber un ROV mientras se perfora sin riser. La unidad debe tener varios compartimientos para lograr sus tareas alrededor del cabezal y si la cámara no funciona, se tendrá que detener la perforación y repararla. Una de las funciones del ROV es monitorear el agujero para asegurarse que el pozo no fluya mientras se hacen las conexiones o los viajes.

5.6 Risers

5.6.1 Descripción y operación

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

Se acostumbra indicar que un "riser marino" se utiliza para propósitos de perforación. Por otro lado, si el riser es utilizado para operaciones de terminación y/o reparación de pozos, se llamará riser de terminación/reparación. En operaciones de producción, se llama "riser de producción".

En general, el riser de Perforación es un conducto sencillo cuya finalidad principal es el acceso de la tubería de Perforación y otras herramientas. Mientras que un riser de terminación/reparación es mucho más sofisticado y costoso.

Este último puede tener uno, dos o más conductos internos para las diferentes líneas de fluidos utilizadas en el interior del pozo. Por ejemplo, un agujero para el interior de la tubería de producción; un agujero para el espacio anular, uno más para la inyección de productos químicos; otro para la línea hidráulica para operar la válvula subsuperficial de control superficial (válvula de tormenta).

Finalmente, los risers de producción son conductos de un sólo agujero o agujero múltiple que permiten la producción/inyección de fluidos desde o hacia los pozos hasta la plataforma receptora para su posterior transporte y/o tratamiento.

El control del pozo se lleva a cabo mediante un par de tuberías paralelas al riser, llamadas tubería de estrangular y tubería de matar. Por otro lado, se utiliza el conjunto de preventores para auxiliar el control de pozos durante situaciones de emergencia y está localizado por arriba de la cabeza del pozo, ya sea en el fondo marino o en el piso de la plataforma.

Un riser marino debe ser diseñado de tal forma que resista con seguridad los efectos del medio ambiente y operacional. Las olas, mareas y fuertes corrientes que actúan en el riser crean fuerzas significativas y algunas veces vibración. El riser es una parte muy costosa del equipo de plataforma que debe ser manejado cuidadosamente.

5.6.2 Componentes del riser de Perforación

Está integrado por los siguientes componentes:

- A) Cuerpo del Riser
- B) Uniones del Riser
- C) Junta Telescópica
- D) Junta Flexible
- E) Conectores del Riser
- F) Sistema Tensionador del Riser
- G) Líneas de Estrangular, de Matar y Auxiliares

En la siguiente figura 5.7 se muestra un diagrama esquemático de los componentes del sistema de riser de perforación de la compañía Cooper Cameron como fin ilustrativo.

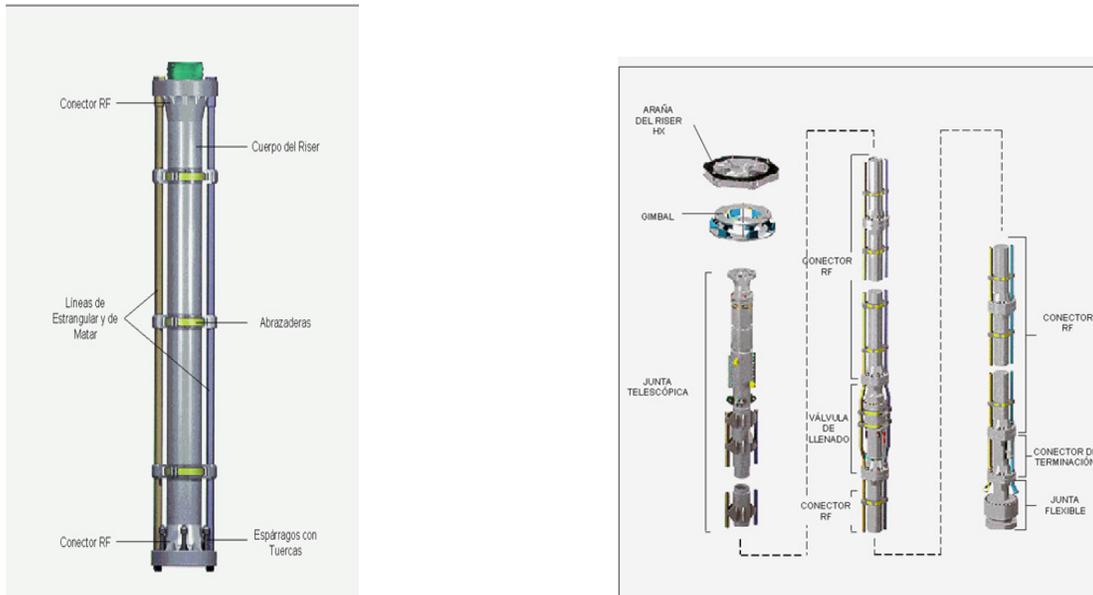


Figura. 5.7 Tramo de riser con conectores y líneas de matar y estrangular así como sus componentes.

A. Cuerpo del riser.

Es el tubo estructural conductor principal que conforma el riser. Se integra por tramos unidos directamente. El material utilizado puede ser acero de diferentes grados y aleaciones, aunque también se pueden utilizar materiales de baja densidad y alta resistencia. El riser de perforación generalmente está en tensión y solo una parte pequeña de su peso se recarga en el cabezal submarino. La figura anterior, muestra un tramo de riser.

B. Uniones del riser

Las uniones del riser están en los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones. Dependiendo del fabricante, las uniones pueden ser bridas o acoplamientos mecánicos.

Los tornillos del conector RF están forjados con extremos sin punta para reducir cualquier agresividad metálica y limpiar de residuos las cuerdas hembras, como se puede apreciar en la figura 5.8 Las tuercas y los tornillos están retenidos en las bridas para eliminar la

posibilidad de pérdida de partes durante la instalación. Las bridas están diseñadas para seis líneas y 15,000 psi de presión de trabajo.

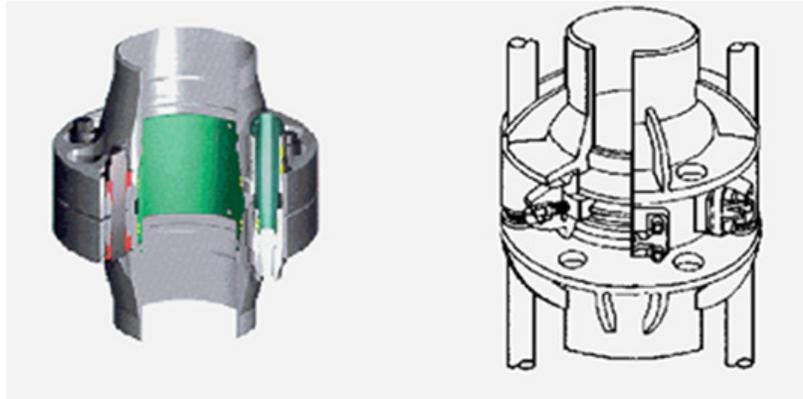


Figura 5.8 Conector bridado para risers marinos

C. Junta telescópica

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

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

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

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

D. Junta flexible

La junta flexible, también llamada unión flexible o uniflex, se instala en la parte superior del conjunto de preventores y en la parte inferior de la sarta del riser de perforación y se

utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje. La máxima deflexión soportada por la junta flexible es de 10 grados.

Entre las características principales de la junta flexible se tiene que está autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación. Este elemento puede soportar altas cargas de compresión y de movimiento de cizallamiento o corte. La combinación de los dispositivos tensionadores y la presión del fluido de perforación ponen al elemento flexible en compresión mientras que el riser se mantiene en tensión.

La junta flexible se tiene disponible en un rango de tamaños, presiones de trabajo y conexiones para perforación en aguas someras y profundas (a más de 3,000 m) con una carga clasificada de más de 2 millones de libras. La junta flexible estándar está clasificada para 3,000 psi de presión diferencial. También se cuenta con juntas flexibles clasificadas para 5,000 psi y servicio para H₂S como se muestra en la figura 5.9 una junta telescópica.

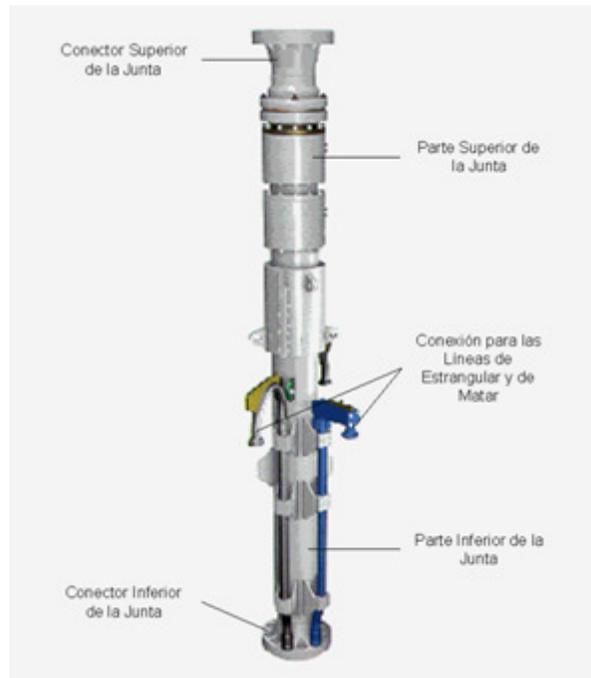


Figura 5.9 junta telescópica.

E. Conectores del riser

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

Los conectores tipo collar, se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante, como se muestra en la siguiente figura 5.10 un conector para riser marino tipo collar.

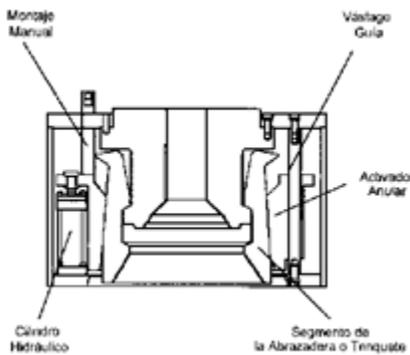


Fig.10 Conector para riser marino tipo collar.

F. Sistema tensionador del riser.

Consiste de un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso crearía cargas adicionales de flexión y de pandeo que podrían fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino. El utilizado es el que tiene un anillo tensionador, que consiste de un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril interior de la junta telescópica.

El anillo tensionador está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se esté utilizando. El movimiento de rotación de la unidad flotante puede deberse al oleaje marino, a los vientos de diferentes direcciones, o bien, al posicionamiento dirigido de la unidad. El anillo tensionador del riser permite una conexión rápida de los cuellos de ganso y permite rotar el equipo con respecto a la junta telescópica. Las líneas tensionadoras permanecen conectadas y espaciadas. Las líneas hidráulicas para el cierre y retracción permanecen conectadas todo el tiempo. El armado y desarmado de la junta telescópica se realiza a través de bayonetas hidráulicas.

Estas características simplifican enormemente la instalación y extracción del riser marino, eliminando las tareas tediosas y peligrosas del armado y desarmado de las líneas tensionadoras y de las mangueras hidráulicas en el área de piso.

La Figura 5.11 muestra el anillo del sistema tensionador del riser.

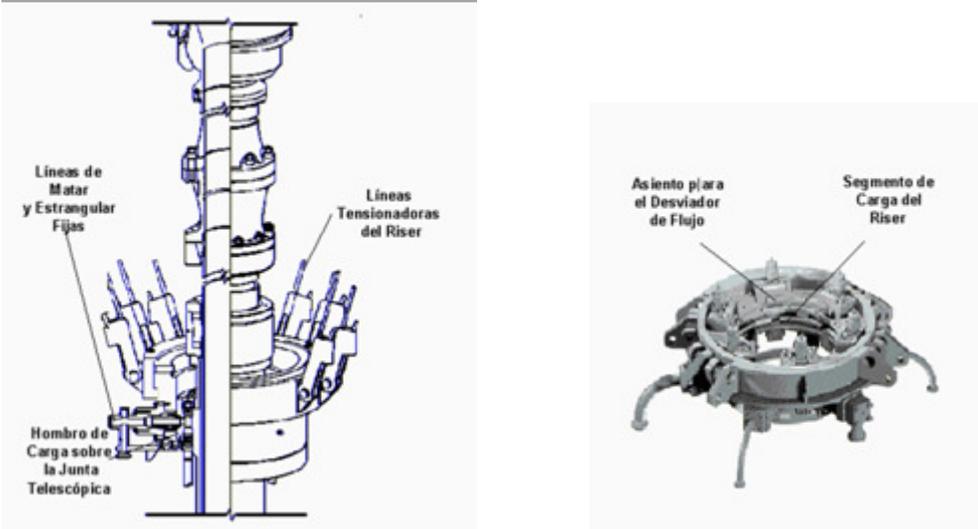


Figura: 5.11 Anillos tensionadores del Riser

G. Válvula de llenado del riser

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

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

5.7 Operación del sistema de risers de perforación

Las partes integrales del diseño del riser son; las instalaciones eficientes y la recuperación, el diseñador deberá tomar en cuenta los procedimientos normales de instalación, operación y extracción, como los de desconexión de emergencia y de colgamiento empleados durante una tormenta.

Todo sistema de perforación deberá contar con un manual de operación del riser que contendrá la información que refleje su configuración actual, así como los rangos de presión interna y de colapso del riser y de las líneas integrales.

5.7.1. Preparación del riser para usarlo.

Antes de instalar un riser, es necesario determinar su longitud, la cual es función del número de uniones del riser seleccionadas, de los componentes, etc.

Realizar una inspección del tubo del riser, de las líneas auxiliares y del equipo de flotación (si se utilizara), y asegurarse de que las líneas auxiliares estén afianzadas adecuadamente. También se recomienda verificar que los mecanismos de sello estén instalados,

El sistema de riser marino debe estar instrumentado y ser monitoreado apropiadamente para asegurar un desempeño seguro y confiable. El grado de instrumentación debe ajustarse a la severidad de las condiciones ambientales y de operación.

Los instrumentos para la supervisión del riser incluyen: indicadores del ángulo del riser, indicadores de la posición del agujero, manómetros de presión de los tensionadores y sistemas de televisión.

5.7.2. Suspensión de operaciones con el riser conectado

En caso de que las condiciones ambientales empeoren o que algún equipo falle, la operación de perforación debe suspenderse. Si la situación no es crítica para ordenar la desconexión del riser, entonces se recomienda llevar a cabo los siguientes pasos:

- a) Se debe monitorear el ángulo de la junta flexible, la compensación de la unidad flotante, el peso del fluido de perforación y la tensión del riser a bordo.
- b) Si el ángulo medio de la junta flexible es superior a los 3 grados y no puede ser corregido mediante el ajuste de la tensión del riser y la compensación de la unidad flotante, entonces deben hacerse los preparativos para suspender cualquier tipo de operaciones que involucren el movimiento de la tubería dentro del pozo.
- c) Si las condiciones continúan empeorando, se debe llevar a cabo un proceso apropiado para permitir la desconexión controlada del riser.

Un tensionador hidráulico puede fallar por el mal funcionamiento del sistema hidráulico o por el rompimiento de una línea tensionadora. Típicamente, cuando un tensionador falla, se deben suspender las operaciones de perforación hasta que se pueda continuar de manera segura.

5.7.3. Aspectos que debe tomar en cuenta el diseñador

El tamaño del riser se determina en base al tamaño del conjunto de preventores y del cabezal.

La selección del acero del riser es un punto crítico, ya que debe proporcionar una vida larga y una operación libre de problemas. El acero debe tener una resistencia mínima que debe exceder el esfuerzo generado. También debe tener buenas características de resistencia a la fatiga y ser maleable.

Se han reportado buenas experiencias con el acero de alta calidad en operaciones en aguas profundas, por lo que se ha establecido que una tubería con este mismo acero es

la mejor opción para la mayoría de las operaciones. Este acero es utilizado en las construcciones submarinas dando una mayor resistencia a los impactos. Por lo tanto, este acero es conveniente para utilizarlo como material para un riser marino, particularmente para aguas profundas y operaciones críticas.

5.8 Cargas inducidas por el riser

El riser introduce cargas de corte, flexión y tensión en el paquete inferior del riser marino, el conjunto de preventores, los conectores hidráulicos, el cabezal y la tubería de revestimiento.

Estas cargas y momentos deben ser evaluadas para asegurar que el esfuerzo máximo está dentro de los límites permisibles de diseño y que la vida de la fatiga es aceptable.

Los requerimientos de la tensión en la cima serán determinados a partir de varios valores de la densidad del fluido de perforación, los cuales van desde el del agua de mar hasta el de la densidad máxima esperada.

5.9 Modos de operación

En operaciones costa fuera normalmente se encontrarán 3 modos de operación:

- a) *Modo de perforación*. Es la combinación de condiciones ambientales y del pozo en la que todas las actividades de perforación normal pueden realizarse con seguridad.
- b) *Modo de no perforación conectado*. En este modo las únicas operaciones de perforación que serán llevadas a cabo son: la circulación y el viaje de la tubería de perforación. La tubería de perforación no es rotada.
- c) *Modo de desconexión*. Si las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura en el modo de no perforación conectado, el riser se desconectará para evitar el posible daño al equipo superficial o submarino.

5.10 Determinación de la longitud del riser

La profundidad del agua se debe medir antes de iniciar la operación y la elevación del cabezal por arriba de la línea del lodo se mide en el momento en el que el cabezal es cementado en el lugar.

La longitud del riser normalmente se diseña para que la junta telescópica esté casi en la mitad de la longitud de su carrera cuando el conjunto de preventores se afiance al cabezal y el equipo esté en su posición de perforación normal.

En la posición media, parte de la carrera de la junta telescópica, puede compensar el incremento de la longitud del riser resultante del movimiento del sistema flotante. Si la junta telescópica se extiende hasta sus límites, las cargas de tensión se incrementarán drásticamente; si la junta telescópica se retrae hasta su límite, el riser podría pandearse. Ambas condiciones deben ser evitadas.

Cuando se calcula la longitud del riser se deben considerar las siguientes dimensiones:

- (A) Altura del cabezal desde el fondo marino.
- (B) Altura del conjunto de preventores y del paquete inferior del riser marino.
- (C) Longitud requerida del riser.
- (D) Longitud de la junta telescópica, a la mitad de su carrera.
- (E) Distancia desde la base del desviador a la parte superior del buje.
- (F) Distancia desde el buje al fondo marino.
- (G) Longitud de la sarta instaladora de 20".

Las dimensiones (B), (D) y (E) son fijas mientras que las dimensiones (A), (F) y (G) son medidas en la localización del pozo.

Así, la longitud del riser, Dimensión C, puede ser calculada de las siguientes formas.

- $C = F - (A + B + D + E)$ ó $C = G - (B + D + E)$

CAPÍTULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica es importante para la toma de decisiones durante la selección de un proyecto, ya que esta nos ayuda a determinar si un proyecto es rentable.

A continuación se analizaran y se compararan dos métodos de perforación, el método convencional y el método de doble gradiente.

En la figura 6.1 se muestra la configuración de tuberías que tendría un pozo en aguas profundas al perforarlo con el método convencional y con doble gradiente

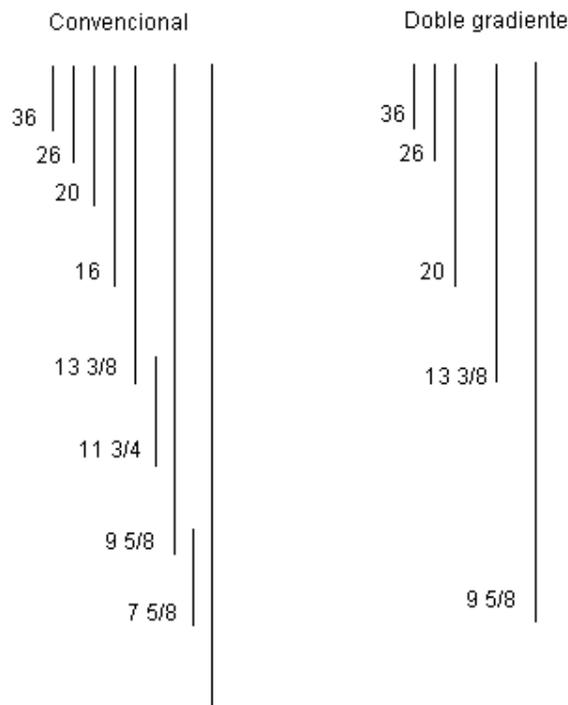


Figura 6.1. Configuración de tuberías utilizando Perforación convencional y doble gradiente.

Los costos generados durante la perforación por cada uno de los métodos se presentan a continuación:

COSTOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Método convencional		
Profundidad (m)	TR	Costo (\$)
70	36"	25,255,392
200	26"	26,789,000
450	20"	50,791,644
1200	16"	80,92,390
1950	13 3/8	177,326,996
2650	11 3/4	136,645,914
3150	9 5/8	181,709,043
4020	7 5/8	184,742,303

Costo total: \$ 864, 180,682.00

Doble gradiente		
Profundidad (m)	TR	Costo (\$)
70	36"	25,255,392
200	26"	26,789,000
450	20"	50,791,644
2650	13 3/8 "	240,982,840.00
4020	9 5/8 "	231,895,350

Costo total: \$ 575, 714,227.00

COSTOS DE ÁRBOL DE VÁLVULAS

Perforación convencional

36" x 26" x 20" x 16" x 13 3/8" x 11 3/4" x 9 5/8" x 7 5/8"

Costo: \$ 12, 000, 000.00

Perforación usando doble gradiente

36" x 26" x 20" x 13 3/8" x 9 5/8"

Costo: \$ 8, 000, 000.00

COSTOS DE CEMENTACIONES

Perforación convencional

CEMENTACIONES	
TR	Costo \$
36"	245,000
26"	455,000
20"	875,000
16"	2,625,000
13 3/8	2,625,000
11 3/4	2,450,000
9 5/8	1,750,000
7 5/8	3,450,000

Costo total: \$ 14, 475,000.00

Perforación utilizando doble gradiente

CEMENTACIONES	
TR	Costos (\$)
36"	245,000
26"	455,000
20"	875,000
13 3/8 "	4,326,714
9 5/8 "	7,896,980

Costo total: \$ 13, 798,694.00

TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Perforación convencional: 100 días

Perforación con doble gradiente: 70 días

RENTA DEL EQUIPO POR DÍA

Perforación convencional

Costo: \$ 4,000 000.00 por día

Costo total: \$ 400, 000,000.00

Perforación aplicando método de doble gradiente

Costo: \$ 4, 500,000.00 por día

Costo total: \$ 315, 000,000.00

COSTOS TOTALES

CONCEPTO	COSTOS	
	Perforación convencional	Perforación con doble gradiente
TR	864,180,682	575,714,227
Árbol de válvulas	12,000,000	8,000,000
Cementaciones	14,475,000	13,798,694
Equipo	400,000,000	315,000,000
Total	1,290,655,682	912,512,921

Según el análisis económico realizado para ambos casos de perforación convencional y doble gradiente se concluye que los costos de perforación son reducidos en un 30% al utilizar el método de doble gradiente, por supuesto se tiene que remarcar que no es la única ventaja que ofrece este método, ya que también proporciona mayor seguridad y control durante las operaciones, reduce los tiempos de perforación considerablemente y garantiza un mayor margen operacional con respecto a la presión de fractura.

CONCLUSIONES

1. La explotación de hidrocarburos en aguas profundas actualmente alcanza el 7% de la producción mundial total.
2. La tecnología en toda la cadena exploración-producción tiene vital relevancia en el desarrollo de aguas profundas.
3. La evolución de la perforación en los últimos 50 años, ha llevado a explorar y perforar pozos con tirantes de agua desde 10 m hasta 3000 m.
4. México esta iniciando su exploración en aguas profundas, hasta tirantes de agua cercanos a los 1200 m.
5. Las normas y procesos adquieren relevancia en el desarrollo de proyectos en aguas profundas debido a su alta inversión y alto riesgo.
6. La evolución de embarcaciones para perforación ha permitido alcanzar con seguridad hasta tirantes de agua cercanos a los 3000 m.
7. El método de perforación con doble gradiente permite operar con eficiencia y seguridad.
8. La tecnología de doble gradiente ofrece varios beneficios en comparación con la perforación convencional, como lo son: obtención una ventana operativa menos estrecha, mayor seguridad y control al efectuar las operaciones, introducción de TP de mayor diámetro y reducción de los tiempos de perforación.
9. La tecnología de doble gradiente ofrece una reducción en los costos que alcanza el 30% del costo total del proyecto en aguas profundas.
10. México reporta 29.5 MMBPCE de reserva potencial en aguas profundas, las cuales deberán ser descubiertas en los próximos 7 años, para lo cual se requerirá una fuerte inversión, tecnología y la técnica de personas capacitadas en este ambiente.

RECOMENDACIONES

1. México no ha producido a la fecha ni un barril de petróleo proveniente de campos situados en aguas profundas.
2. La industria petrolera mexicana deberá buscar cooperación con otras empresas para avanzar más rápido en el desarrollo de campos en aguas profundas.
3. La industria petrolera mexicana deberá adoptar las lecciones aprendidas en la aplicación de procesos en aguas profundas.
4. La industria petrolera mexicana deberá considerar si se convierte en desarrollador de tecnología o solamente seguidor de tecnología para perforación en aguas profundas.
5. Está comprobado que la tecnología es el elemento diferenciador para avanzar en la explotación de campos en aguas profundas.
6. La aplicación de la tecnología de doble gradiente en México aportaría experiencia, efectividad y disminución de costos.

BIBLIOGRAFÍA

José Eduardo Mendoça et al.: "Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas". Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000.

Armstrong P y Nutt L: "Drilling Optimization Using Drill-Bit Seismic in the Deepwater Gulf of Mexico", Artículos de las IADC/SPE 59222, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EE.UU, Febrero 23-25, 2000

Thomas M: "Into the Ultradeep"; Deepwater Technology, Supplement to Petroleum Engineer International 72, no. 5 (Mayo de 1999); 1-3, 5, 7.

Moritinis G: "optional to Produce Deepwater Oil, Gas to Proliferate", Oil & Gas Journal/ 97 No.50 (December 13, 1999): 69-72.

Christine A, Kishino A, Cromb J, Hensley J, Kent E, McBeath B, Stewart H, Vidal: "Solutions Submarines", Oilfield Review 11, no 4 (Primavera de 2000) 2-19.

Furlow W: "Shell Moves Forward with Dual Gradient Deepwater Drilling Solution," Offshore 60, no3 (Marzo de 2000): 54, 96.

Boinsnault JM, Guillot D, Bourahla B, Tirlia T; Dahl T, Holmes C, Raiturkar AM, Maroy: "Concrete Developments in Cement Technology", Oilfield Review 11, no.1 (primavera de 1999): 16- 29

Alberty M: " Cost Analysis of SWF Preventative, Remedial Measures in Deepwater Drilling," Offshore 60, no.1 (Enero 2000): 58, 60, 62, 64.

Steve Devereux. "Practical Well planning and Drilling Manual", PennWell Publishing Company 1998.

ETA Offshore Seminars, Inc. "The technology of offshore drilling, completion and production". The Petroleum Publishing company. Tulsa. 1976.

García Esparza Tania Nayelli, Mengual Jean-François, Sosa Cerón Andrés."Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México". Oilfield Review. Primavera 2004.

Kolstad Eric, Stimatz Graham Taylor Greg, Piedras José, Guy Carré Emmanuel Pradié. "Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas". Oilfield Review. Primavera 2003.

Staderoli Denis, García F. José, Maharaj Matthew, Powers John, Dufrene Kerby. "Manejo de proyectos de terminación de pozos marinos". Oilfield Review. Verano 2007.

Douglas Evans, "Manifestaciones someras: su utilidad en la exploración profunda". Oilfield Review. Primavera 2003.

Adam T. Bourgoyen Jr. Keith K. Millheim. Martin E. Chenevert. F.S. Young Jr. "Applied drilling engineering" Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX. 1991.

J. Chung, and W.A. Dupont, Technip; C.F.Mastrangelo, and B.P. Hartman,Petrobras. "Development of EPS FPSO and Riser System for Deepwater Gulf of Mexico". OTC 19679. Offshore Technology Conference.2008.

Erling Mathiassen, Per Kristian Munkeud, StatoilHydro; and H. Brian Skeels, FMC Technologies. "Well Intervention in Deep Waters". OTC 19552. Offshore Technology Conference. 2008.

NOMENCLATURA

BOP	Preventor de reventones submarinos
BP	British Petroleum
CO ₂	Bióxido de carbono
cm	Centímetros
D	Profundidad
DGDS	Double gradient drilling systems
ft	Pies
g	Gramos
HP	Caballos de fuerza
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
LWD	Logging while drilling
m	Metros
m ³	Metros cúbicos
MWD	Measure while drilling
PEMEX	Petróleos Mexicanos
pg	Pulgadas
psi	lb/pg ²
PWD	Pressure While Drilling
ROV	Vehículo operado a control remoto
S	Presión de sobrecarga
TR	Tubería de revestimiento
ρ_F	Densidad del fluido de formación (gr/cm ³)
ρ_R	Densidad de la roca (gr/cm ³)
ϕ	Porosidad

