



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PERFORACIÓN DOBLE GRADIENTE EN AGUAS
PROFUNDAS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

RODRIGO FIGUEROA SALAZAR

DIRECTOR DE TESIS:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



MÉXICO, D.F.

2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-755

SR. RODRIGO FIGUEROA SALAZAR
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Leonardo Cruz Espinoza y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACIÓN DOBLE GRADIENTE EN AGUAS PROFUNDAS

- I INTRODUCCIÓN**
- II EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA**
- III PANORAMA ACTUAL DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS**
- IV TECNOLOGÍA DOBLE GRADIENTE**
- V ENTENDIENDO EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA**
- CONCLUSIONES**
- REFERENCIAS**

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 9 de Junio de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Título de tesis:

PERFORACIÓN DOBLE GRADIENTE EN AGUAS PROFUNDAS

Presenta: Rodrigo Figueroa Salazar

Director: Ing. Leonardo Cruz Espinoza

Jurado de Examen Profesional

Presidente: M. I. José Ángel Gómez Cabrera

Vocal: Ing. Leonardo Cruz Espinoza

Secretario: Ing. Agustín Velasco Esquivel

1o. suplente: Ing. Alejandro Cortés Cortés

2o. suplente: Ing. Israel Castro Herrera

Ciudad Universitaria, 04 de agosto de 2009

Agradecimientos

A Dios

Porque a lo largo del viaje me has acompañado con tu bendición y has puesto en mi camino a todas esas personas, o mejor dicho, a todos esos ángeles que me han enseñado lo bello que es vivir. Gracias por estar conmigo.

A mi padre

Porque con tu ejemplo me enseñaste a ser un hombre de bien y a afrontar con responsabilidad las consecuencias de mis actos. Eres un gran Padre. Gracias a ti y a mi mamá por ayudarme a cumplir mi sueño. Te quiero mucho papá.

A mi madre

Por haberme dado la vida, por tomar mi mano y enseñarme que un hombre vale no por lo que tiene, sino por la grandeza de sus actos. Te quiero mucho mamá.

A mis hermanos

Porque son los mejores hermanos del mundo y mis mejores amigos. Quiero que sepan que estoy muy orgulloso de ustedes. Los quiero mucho.

A mis sobrinos

Porque con su existencia bendicen nuestras vidas.

A mi tía Aurora y familia

Porque sin pedirme nada a cambio me abriste las puertas de tu hogar tan solo para apoyarme y que pudiera salir adelante. Te estoy profundamente agradecido.

A mi hermosa novia

Por todo tu apoyo y todo el cariño con el que me bendices cada día. Me siento muy orgulloso de ti y de todos tus logros. Eres una mujer encantadora. Te amo.

A mi familia

Porque con sus palabras de aliento me motivaron para seguir adelante. Son la mejor familia del mundo. Los quiero mucho.

A la familia Quiñones Juárez y sus respectivas familias

Por todo su apoyo y todo su cariño. Dios los bendiga.

A mis amigos

Por tantos momentos de alegría que compartimos.

Al M. I. José Ángel Gómez Cabrera

Porque me hizo entender el compromiso que tengo con mi País, con mi Universidad y conmigo mismo.

Al Ing. Leonardo Cruz Espinoza

Por su ayuda invaluable para la culminación de mis objetivos universitarios.

A mis sinodales

Ingenieros Agustín Velasco Esquivel, Israel Castro Herrera y Alejandro Cortés Cortés, por toda la ayuda que me ofrecieron para la realización de mi tesis.

Al Dr. en Sociología Sergio Sarmiento Silva

Por tu amistad y por todo el apoyo que recibí de tu parte para la conclusión de mi tesis.

A mis profesores

Porque la labor que hacen es la razón más grande para enorgullecernos de nuestro país.

Al M. en C. Javier Lermo Samaniego

Por todas sus enseñanzas y todo el impulso que me dio durante mi estancia en el Instituto de Ingeniería.

Al Ing. Hermilo Montes

Porque es una persona que cree en el trabajo de los mexicanos y por todo el apoyo y respaldo que me ha brindado.

Al Ing. Alberto Herrera Palomo

Por ser un gran profesor y un gran amigo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería

Por abrirme las puertas de esta gran Institución y darme la oportunidad de superarme como profesionista. Pero sobre todo gracias por hacer de mi una mejor persona.

Al Instituto de Ingeniería de la UNAM

Por todo el apoyo que me brindó para la realización del presente trabajo de tesis.

“Por mi Raza Hablará el Espíritu”

Rodrigo Figueroa Salazar

ÍNDICE

TEMA	PÁGINA
Resumen	I
Capitulo 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Incremento de la profundidad del tirante de agua	1
1.2. Perforación Doble Gradiente, una solución	2
1.3. Ventajas del sistema de perforación Doble Gradiente	4
Capitulo 2. EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA	6
2.1. Inicio de las operaciones costa afuera	6
2.2. El periodo postguerra	10
2.3. Evolución de las estructuras costa afuera	12
2.4. Consideraciones en el desarrollo de campos costa afuera	18
2.5. Plataformas	19
2.5.1. Plataformas fijas	20
2.5.2. Plataforma fija tipo torre	20
2.5.3. Plataforma de piernas tensionadas (TLP)	21
2.5.4. Unidad semisumergible	21
2.5.5. Unidad flotante de producción (FPU) y unidad de producción, almacenamiento y entrega (FPSO)	21
2.5.6. Plataforma tipo Spar	22
2.6. Principales tecnologías que permitieron el desarrollo de campos costa afuera	23
2.6.1. Sísmica 3D	24
2.6.2. Sistema de posicionamiento dinámico (DPS)	24
2.6.3. Bombeo submarino y separación	26

TEMA	PÁGINA
Capítulo 3. PANORAMA ACTUAL DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	28
3.1. Desarrollo en aguas profundas	28
3.2. Panorama mundial	31
3.2.1. Reservas y recursos en el mundo	32
3.2.2. Retos tecnológicos	35
3.2.3. Alianzas estratégicas	37
3.2.4. El Golfo de México (región norteamericana)	38
3.2.4.1. Exploración	38
3.2.4.2. Perforación y desarrollo	40
3.3. Panorama nacional	41
3.3.1. Reservas	42
3.3.1.1. Reservas remanentes totales	42
3.3.1.2. Evolución de las reservas	42
3.3.1.3. Relación reserva-producción	45
3.3.2. Nuevos descubrimientos	45
3.3.2.1. Descubrimientos marinos	46
3.3.3. Cuenca del Golfo de México profundo	46
Capítulo 4. TECNOLOGÍA DOBLE GRADIENTE	49
4.1. Presiones de poro y de fractura	50
4.2. Levantamiento submarino del lodo de perforación	51
4.3. Perforación Doble Gradiente	52
4.4. Alianza estratégica	52
4.5. Desarrollo del sistema	55
4.5.1. Ingeniería conceptual	55
4.5.2. Componentes requeridos en la fase de diseño	56
4.5.3. Diseño, desarrollo, prueba y procedimientos de los componentes del sistema	58
4.5.4. Consideraciones técnicas	59
4.5.5. Diseño del sistema, fabricación y prueba	62
4.6. Componentes del sistema de perforación Doble Gradiente	63

TEMA	PÁGINA
4.6.1. Bomba de levantamiento submarino de lodo (MLP)	63
4.6.2. Sistema electro-hidráulico	64
4.6.3. Sistema submarino de potencia	65
4.6.4. Válvula de secuencia de perforación o válvula de lodo (DSV)	66
4.6.5. Unidad de procesamiento de sólidos (SPU)	67
4.6.6. Dispositivo submarino de rotación (SRD)	67
4.6.7. SMDNet	68
4.6.8. Línea de retorno de lodo	69
4.6.9. Línea de potencia de agua de mar	69
4.6.10. Panel de control de válvulas	70
4.6.11. Tanques de lodo y de agua de mar	70
4.6.12. Filtro para agua de mar	70
4.6.13. Modificaciones al tubo ascendente	72
4.6.14. Bombas superficiales de potencia hidráulica de agua de mar	72
4.6.15. Generador eléctrico de potencia	73
Capitulo 5. ENTENDIENDO EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA	75
5.1. Predicción de geopresiones	75
5.1.1. Esfuerzo de sobrecarga	76
5.1.2. Presión de poro	76
5.1.3. Esfuerzo efectivo o de matriz	76
5.1.4. Tendencia normal de compactación	76
5.1.5. Metodología	77
5.2. Menor número de tuberías de revestimiento	81
5.3. Presión estática	85
5.4. Presión de circulación	87
5.5. Efecto de tubo en U	88
5.6. Control de pozos	89
5.6.1. Detección del brote	90
5.6.2. Prevención de nuevos brotes	90
5.6.3. Circulación del brote	92
5.7. Costos	92
5.8. Primer pozo con un sistema de perforación Doble Gradiente	93
5.8.1. Conceptos y objetivos de la prueba del sistema	94

TEMA	PÁGINA
5.8.2. Equipamiento de la plataforma, procedimientos y entrenamiento	95
5.8.3. Programa de perforación	96
5.8.4. Límite técnico de perforación	99
5.8.5. Prueba de control de pozo	100
5.8.6. Programa de fluidos de perforación	100
5.8.7. Programa de tuberías de revestimiento	101
CONCLUSIONES	102
REFERENCIAS	104

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad mostrar el sistema de perforación Doble Gradiente como una alternativa segura, eficaz y económica para el desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas. Es indispensable encontrar la manera de revertir el efecto que se presenta en las operaciones de perforación costa afuera referido a la ventana operacional, ya que mientras más profundo es el tirante de agua más estrecha es esta ventana operacional de diseño entre la presión de poro y la presión de fractura. Este problema lleva consigo una serie de implicaciones importantes que se discuten dentro de la tesis. Así entonces, se detalla el funcionamiento del sistema y las ventajas que acarrea su aplicación.

La tesis se encuentra dividida en cinco capítulos, mismos que comienzan con una introducción general al sistema y el porqué es importante su implementación. Posteriormente se enfocan en la evolución que ha sufrido la industria de la perforación costa afuera y la situación actual de la misma. Finalmente culminan con la explicación de los componentes del sistema y el funcionamiento del mismo.

Resulta primordial conocer y entender el panorama actual de la industria de la perforación costa afuera, por ello se ofrece una reseña histórica sobre la evolución que ha tenido en este rubro y se explica la forma en que se desenvuelve hoy en día, estimulada principalmente por los nuevos descubrimientos de hidrocarburos en aguas profundas alrededor del mundo y de los que nuestro país no se encuentra exento. Esto último se visualiza en el tercer capítulo de la presente tesis, en donde se ofrece una perspectiva sobre el desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas.

En este contexto, el cuarto capítulo se enfoca en la descripción del sistema de perforación Doble Gradiente, los componentes que lo conforman y los requerimientos que deben cumplirse para la correcta aplicación del mismo. Se hace una revisión de las implicaciones que representa la implementación de dicho sistema, el comportamiento de las presiones que se manejan en el mismo y las diferencias que se deben de considerar durante un control de pozos con respecto a una perforación convencional. Además se explican varios conceptos importantes en el uso del sistema, como por ejemplo el llamado efecto de tubo en U. Por último, se ofrece una metodología para el cálculo de la presión de poro y de la presión fractura, haciendo notar las consideraciones que se deben de tener en cuenta cuando se pretende trabajar con un sistema de perforación Doble Gradiente.

Finalmente se hace hincapié en los beneficios que conlleva el uso del sistema de perforación Doble Gradiente, tanto técnicos como económicos, de los cuales, éste último puede representar la diferencia entre que un proyecto de desarrollo en aguas profundas sea rentable o no.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de hidrocarburos alrededor del mundo ha sufrido una importante transformación al enfocar sus esfuerzos en las operaciones costa afuera y llegar hasta zonas de gran profundidad. Esta situación obliga a la búsqueda de nuevas soluciones tecnológicas que permitan generar los cambios que requiere la industria del petróleo.

Al incrementar las profundidades de perforación, aumentan también los problemas asociados a ella, tal es el caso de la ventana operacional entre la presión de poro y la presión de fractura que se ve disminuida en el espaciado entre ambas, es decir, se reduce el margen para trabajar aumentando los diámetros requeridos de las tuberías de revestimiento para alcanzar el objetivo geológico.

1.1. Incremento de la profundidad del tirante de agua.

Algunos de los problemas más comunes al incrementar la profundidad del tirante de agua durante una operación de perforación costa afuera y que en la actualidad son temas de estudio alrededor del mundo, tienen que ver con lo siguiente:

- Mayores requerimientos de espacio en la plataforma, especialmente con los elementos del tubo ascendente
- Necesidad de una plataforma de gran envergadura, lo que resulta en una renta más costosa
- Baja disponibilidad de una plataforma con las características requeridas
- Manejo de una columna hidrostática de lodo de mayor longitud, acarreado problemas en el manejo de las presiones
- Mayor número de puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento y por ende, mayor número de diámetros requerido
- Dificultades en el control de pozos
- Costos elevados
- Baja eficiencia en la perforación y terminación
- Altos riesgos asociados a la operación



Figura 1.1. Principales problemas de perforación asociados con el incremento de la profundidad del tirante de agua

1.2. Perforación Doble Gradiente, una solución.

Los trabajos que se realizan en aguas profundas siguen aumentando gracias a los nuevos descubrimientos que se han hecho alrededor del mundo. En los últimos años, la actividad en aguas profundas ha mantenido su crecimiento de forma sostenida y estable, sin embargo, el resultado ha sido también un incremento en los costos asociados a dicha actividad. Para garantizar la infraestructura necesaria para este tipo de operaciones y conseguir el éxito de los proyectos, se necesitan de mayores y cuantiosas inversiones. En respuesta a estos problemas de perforación en aguas profundas, surge la idea de desarrollar un sistema de perforación que elimine la dependencia del tubo ascendente y que más tarde recibiría el nombre de “sistema de perforación Doble Gradiente”.

En ciertas áreas costa afuera existen depósitos sedimentarios relativamente más jóvenes y por ende, con mayores problemas de estabilidad (Gérard Cuvillier, 2002)⁴. La existencia de un menor margen operacional entre la presión de fractura y la presión de poro, hace evidente la necesidad de trabajar con un mayor número de diámetros de tuberías de revestimiento dada la baja consolidación de los estratos de la formación y la dificultad para trabajar dentro de este margen. Por otro lado, los altos costos de la perforación en aguas profundas requieren que el diámetro final del pozo sea lo suficientemente amplio como para permitir un aparejo de producción con el diámetro óptimo para su explotación con la finalidad de que el pozo pague su inversión inicial y

provea las ganancias esperadas. En consecuencia a lo anterior, cuando se realiza una perforación convencional, el diseño del pozo se ve obligado a considerar un incremento en los diámetros de las tuberías de revestimiento haciéndolo poco rentable o poco viable desde un punto de vista técnico, ya que en la industria petrolera se tiene un número finito (comercialmente hablando) de diámetros disponibles de tuberías de revestimiento.

Fue en la década de los sesenta cuando por primera vez se mencionó la posibilidad de realizar una perforación empleando un sistema Doble Gradiente (Neil Forrest, 2001)¹⁶, considerando que uno de estos gradientes correspondería al generado por el tirante de agua de mar mientras que el otro se refería al originado por la columna hidrostática de lodo dentro del agujero. Pero no fue sino hasta la mitad de la década de los años noventa cuando se comenzó a desarrollar esta idea en gran escala, siendo en un principio simples modificaciones a los equipos convencionales de perforación, las que establecerían la pauta para la evolución hacia un sistema comercialmente viable.

En esta búsqueda por romper la dependencia de trabajar con tuberías de revestimiento de mayor diámetro, se realizó un gran esfuerzo para estudiar los posibles y mejores métodos que harían realidad la perforación en aguas profundas con un mayor margen de trabajo, llegando a la conclusión de que la perforación Doble Gradiente era la solución que estaban buscando, gracias a que la aplicación de esta tecnología tiene el potencial de reducir los costos, el tiempo de operación y aumentar el éxito de la perforación. Existen tres mecanismos principales con los que es posible generar el Doble Gradiente (P. Fontana, 2000)¹⁷:

1. Bombeo continuo del lodo de perforación hacia la superficie desde el lecho marino
2. Disminución de la densidad del lodo de perforación dentro del tubo ascendente desde el lecho marino hasta la superficie mediante la inyección de gas
3. Levantamiento mecánico del lodo de perforación

Se llegó a la conclusión de que la primera opción resulta ser la más viable de todas y la que ha presentado el desarrollo más importante. En la actualidad ya ha sido probada esta tecnología y ha comenzado su comercialización en el mercado.

El segundo de ellos resulta poco viable debido a que no se puede asegurar el abastecimiento del gas y a que los volúmenes necesarios para una inyección óptima son elevados, además, se necesita una mayor capacidad de separación y manejo de los fluidos en la plataforma haciendo necesaria la renta de un equipo de grandes dimensiones.

La tercera opción es hoy en día poco viable por la necesidad de establecer un cambio radical en la forma en que se realizan los trabajos costa afuera. Sin embargo es motivo de estudio y sigue siendo un mecanismo a considerar para trabajos futuros.

En el presente trabajo nos enfocaremos solamente al estudio de la primera opción y se dará una descripción del funcionamiento del sistema, el equipamiento que requiere y la función de cada uno de ellos.

El sistema de perforación Doble Gradiente optimiza el uso de las presiones hidrostáticas del lodo de perforación por arriba de la cabeza del pozo y aquella que se genera desde este punto hasta el fondo del agujero. Con el uso de un sistema de bombeo submarino que envía el lodo de regreso a la superficie desde el lecho marino, se puede generar una presión equivalente a la presión hidrostática del tirante de agua al nivel del lecho marino. El resultado es una ampliación de la ventana operacional que incrementa a su vez las profundidades a las que se pueden asentarse las tuberías de revestimiento, en contraste con lo que sucedería con una perforación convencional. Además es posible enviar el lodo de regreso a la superficie empleando una línea de retorno de menor diámetro que el tubo ascendente convencional, minimizando de esta forma los volúmenes del fluido de perforación requerido y los costos que implica su uso. Es importante señalar que el tubo ascendente queda lleno con agua de mar. El éxito del sistema de perforación Doble Gradiente depende de las características operacionales del mismo.

Las principales consideraciones en el momento de seleccionar el sistema de bombeo submarino, son aquellas que tiene que ver con la seguridad y la eficiencia operacional, además de los costos implicados.

Uno de los mayores retos es conseguir una interface entre el lodo de perforación que se encuentra desde el fondo del agujero hasta la cabeza del pozo, y el agua de mar dentro del tubo ascendente. Explicaremos como se consigue esto sin alterar el procedimiento de la perforación gracias al uso de un dispositivo submarino de rotación.

1.3. Ventajas del sistema de perforación Doble Gradiente

A continuación se enlistan las principales ventajas del uso de un sistema de perforación Doble Gradiente en aguas profundas (K. L. Smith, 2001)¹²:

- Se requiere una plataforma de menores dimensiones
- Reduce los costos del pozo
- Reduce los diámetros requeridos para las tuberías de revestimiento

- Reduce los riesgos
- Reduce las pérdidas de circulación
- Reduce el tiempo de operación
- Mejora los trabajos de cementación
- Menores pérdidas de presión por fricción
- Incremento en la eficiencia de la perforación
- Incremento en la eficiencia de la terminación

En el desarrollo de la presente tesis se muestra la aplicación del sistema de perforación Doble Gradiente y se resaltan las ventajas que se obtienen en su implementación, en contraste con el uso de un sistema de perforación convencional.

CAPITULO II

EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA

Las operaciones de trabajos petroleros costa afuera emergieron en el siglo veinte, haciendo posible vislumbrar nuevos horizontes en la industria de exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Cuando una nueva plataforma es arrojada al mar o cuando una pequeña ciudad es construida y colocada en el océano en cuestión de meses, se debe de reconocer el talento de las personas involucradas en dichos proyectos.

Hoy en día, en casi cada esquina del planeta, se encuentran miles de instalaciones costa afuera con un peso neto que va desde 5 hasta 30 millones de toneladas, produciendo aceite y gas en profundidades que van de los 15 a los 7,000 pies de tirante de agua. A pesar de estar expuestas a las condiciones climatológicas más extremas, como oleaje y vientos intensos, huracanes, maremotos, heladas, corrientes marinas severas, o cambios en la morfología del lecho marino, una mínima cantidad de estas estructuras ha sucumbido, y han demostrado ser capaces de superar los retos que les impone la fuerza de la naturaleza.

2.1. Inicio de las operaciones costa afuera.

En 1859, Col. Edwin Drake perforó y puso en producción el primer pozo petrolero del que se tenga registro. Éste pozo, cercano a una pequeña comunidad en Pensilvania, fue perforado gracias al empleo de un sistema de percusión que aprovecha la masa y la aceleración de secciones tubulares con punta tipo cincel cuando éstas se dejan caer desde la torre de perforación hacia la roca, generando la ruptura de la misma. Con éste evento comenzó la industria petrolera moderna. Los primeros métodos y herramientas de perforación no sufrieron grandes cambios, conservándose así por más de 40 años hasta que la técnica de perforación con mesa rotaria y sistema hidráulico fue utilizada para perforar el pozo “Spindletop” en 1901. Para entonces, la industria petrolera había comenzado a dirigir su trabajo hacia zonas costa afuera (Howard B. Bradley, 1987)⁵.

En 1887, en las costas de Summerland, California, H. L. Williams, compró una propiedad que presentaba ciertos indicadores de la existencia de hidrocarburos, mismos que resultaron verdaderos. Posteriormente, decidió extender los trabajos que se realizaban en tierra firme hacia la costa, dentro del Canal de Santa Bárbara, obedeciendo a pequeñas manchas de aceite que se apreciaban sobre el agua y que lo hacían intuir la posible existencia de depósitos de aceite en este lugar. Así pues, en 1897, completó el primer pozo petrolero que se perforaba costa afuera. La perforación

de este pozo se logró mediante el uso de un muelle que sirvió de base para albergar la torre de perforación y todo el equipo requerido. Este primer pozo costa afuera fue perforado solo 38 años después del pozo de Col. Drake. Se construyeron once muelles en el lugar y para el año 1900 la perforación comenzó a ser llevada desde la orilla hasta 150 metros costa afuera. Cinco años más tarde, unos 150 pozos costa afuera estaban produciendo petróleo (Figura 2.1.). La producción de los muelles de California continúa hasta nuestros días (W. J. Graff, 1981)⁶.



Figura 2.1. Muelles petroleros en las costas de California a principios del siglo XX⁶

Luego de este comienzo, para 1900 y 1910, la perforación costa afuera sufrió un cambio importante, ya que se orientó a la explotación de los grandes lagos, tal es el caso del Lago Ferry en Luisiana. Inicialmente los pozos fueron perforados desde muelles apoyados en la orilla, y más tarde, desde pequeñas plataformas construidas de madera, sobre las cuales se edificaron grandes torres de perforación. Estas bases eran soportadas por fuertes troncos de cipreses que hacían la labor de pilotes apoyados en el lecho del lago. En 1922 fue descubierto aceite bajo las aguas del lago Maracaibo en Venezuela. La perforación comenzó con plataformas de madera erigidas en aguas poco profundas de este lago interno. Para 1930 el lago fue saturado con torres de perforación y plataformas de producción. Además, se utilizaron tuberías debajo del agua para transportar el aceite crudo del lago hacia la orilla. Hubo un desarrollo intenso de la industria dentro y fuera del lago Maracaibo y se estima que para 1980 estaban operando alrededor de 6,000 plataformas dentro del mismo.

Durante este periodo la tecnología de las plataformas de perforación era muy básica, sin embargo se da un gran salto al cambiar de plataformas de madera a estructuras de concreto (Figura 2.2.), mismas que se utilizaron en el lago Maracaibo.



Figura 2.2. Estructuras de concreto con torres de madera en el lago Maracaibo a principios del siglo XX⁶

A finales de los años veinte se construyeron varios muelles de acero para producción en las zonas de Rincon y Elwood, California, hasta una distancia de 500 metros mar adentro. En ellos se perforaron nuevos pozos que resultaron altamente productivos estimulando así la actividad de exploración.

El desarrollo de la industria costa afuera en California fue impulsada por la Signal Oil and Gas Company. Alrededor de 1930 la compañía perforó en la zona de Elwood, California y en 1938 comenzó a perforar de nueva cuenta en la cuenca de Long Beach Harbor. Sin embargo este desarrollo en la década de los treinta se vio limitado debido a la inaccesibilidad de las áreas productoras, pero pronto con la construcción de nuevos caminos y las innovaciones tecnológicas de los ingenieros y trabajadores, se amplió el horizonte para explotar más eficazmente estos campos petroleros.

Las perforaciones marinas en el Golfo de México comenzaron en 1930 con pozos ubicados en las ciénagas y pantanos de Luisiana. En estos lugares se utilizaron pequeñas plataformas de madera, las cuales suplían a las barcazas que no podían llegar a las zonas de perforación y producción.

En 1931 se construyó una plataforma de madera en las costas de Cameron, Luisiana, en un tirante de agua de 12 pies a una distancia de 90 metros desde la costa. En 1932 una pequeña compañía llamada Indian Petroleum Corp., estaba determinada a demostrar que era capaz de explorar a una distancia de hasta 800 metros desde la costa. En vez de construir un muelle monumentalmente largo, decidieron construir solo una porción de éste con pilotes y soportes de acero entrecruzados, agregando un piso, barandales y una torre de perforación. Para septiembre de 1932, la “isla de acero” de 60 x 90 pies, fue terminada en un tirante de agua de 38 pies y un claro de 25 pies desde el nivel del mar hasta el piso de perforación. Esta plataforma en mar abierto soportaba una torre de perforación estándar de 122 pies de alto asociada a un equipo de perforación con mesa rotatoria. Esta plataforma se mantuvo en operación hasta

1939, fecha en que se concluyó su tercer pozo, el cual reportó un gasto de 40 bpd. En junio de 1940 una tormenta en el Pacífico destruyó esta plataforma de acero construida costa afuera.

En 1937 se encontraron evidencias de la existencia de crudo al oeste de Creole, California, incluso se observaban manchas de aceite sobre el mar. La Superior Oil Company y la Pure Oil Company arrendaron una propiedad de 30 km² de superficie terrestre y 135 km² costa adentro. Posteriormente comisionaron a la empresa Brown & Root, Inc., para diseñar una plataforma que pudiera ser instalada en un tirante de agua de 14 pies y a 1.6 km de distancia desde la línea costera. La plataforma fue diseñada para soportar mareas elevadas e inclusive huracanes y fue construida todavía con troncos de maderas que a su vez hacían la función de pilotes de soporte. Contaba con una base de 100 x 300 pies desde la cual se llevó a cabo la perforación convencional de un pozo, mismo que comenzó a producir en 1938, dando lugar a la apertura del campo Creole.

También en 1938, aproximadamente a una distancia de 1.5 km costa afuera de la playa de McFadding, Texas, se construyó una plataforma de 50 x 90 pies. Fabricada con troncos de madera, se ubicó en un tirante de agua de 12 pies. En el periodo que va de 1937 a 1942, se perforaron aproximadamente 25 pozos desde los pilotes de madera cimentados costa afuera en el Golfo de México. Estas verdaderas operaciones costa afuera evidenciaron la gran cantidad de problemas que debían de superarse si se deseaba continuar con este tipo de operaciones de una forma segura y eficiente. Ninguna de las empresas petroleras o compañías de servicios estaban preparadas para este tipo de operaciones. La base de suministros más cercana a las plataformas del campo Creole se encontraba a 21 km, en Cameron, Luisiana. A causa de la indisponibilidad de radios, todas las órdenes del equipo requerido, tenían que ser enviadas en el primer barco que pasara. Todo el equipo pesado tuvo que ser llevado sobre barcasas, las cuales eran remolcadas por botes camaroneros alquilados. Las torres de perforación fueron transportadas una a una hasta su locación. Cuando la niebla se asentaba en el lugar, las plataformas solo podían ser localizadas haciendo girar los botes y guiándose por los sonidos de las operaciones. Además de lo anterior, los problemas se presentaban también por la acción desgastante del mar sobre las plataformas y por el daño que causaban los huracanes.

En fechas posteriores se realizaron las primeras operaciones para remover tubería de revestimiento y colocar tapones de abandono. No obstante, con el comienzo de la segunda guerra mundial las actividades costa afuera se interrumpieron y no se reanudaron sino hasta 1945 cuando el Estado de Luisiana comenzó a reactivar sus operaciones.

2.2. El periodo postguerra.

La Segunda Guerra Mundial interrumpió temporalmente el desarrollo de la industria petrolera, pero los avances en tecnología como resultado de la misma, permitió a la industria visualizar un futuro prometedor.

Al final de la guerra hubo un excedente de barcos y barcazas de la marina que estuvieron disponibles para la industria petrolera. En un principio fueron adaptados para realizar operaciones de apoyo en los trabajos de perforación costa afuera. En ellos se instalaban los sistemas de lodos y los equipos de generación eléctrica, además de almacenar los consumibles necesarios, lo cual ayudó a los ingenieros a reducir el peso neto de las plataformas en un factor de 10.

En 1946 la Magnolia Oil Co., construyó una plataforma en 140 pies de tirante de agua y aproximadamente 8 km costa afuera. Es de resaltar que fue la primer plataforma en quedar sin tierra a la vista, es decir, fue la primera operación llevada a cabo tan lejos de la orilla. La plataforma medía 174 pies de largo por 77 de ancho y se erigió 19 pies por encima del máximo nivel de la marea promedio. La construcción fue hecha enteramente en el sitio y tomó cerca de 60 días para terminarse. Un total de 338 pilotes de acero soportaban la plataforma. Las comunicaciones se mantenían por radio. Los trabajadores de la cuadrilla se hospedaban en una embarcación anclada en la isla Eugene, Luisiana. Dos botes fueron usados como medio de transporte entre la plataforma y la embarcación habitacional.

La plataforma fue diseñada para resistir vientos de huracanes de hasta 240 km/h y olas de una altura máxima de 18 pies. Desde ella se perforaron tres pozos gracias a que el mástil podía ser deslizado a distintas posiciones sobre la plataforma. Estaba construida con pilotes de metal, y desde ese momento, las plataformas de madera dejaron de fabricarse.

En el verano de 1947 en el Golfo de México se llevó a cabo la construcción de una plataforma de perforación mucho más pequeña, solamente medía 250 m² de área, en contraste con los 1,800 a 3,000 m² que medían las primeras plataformas. Esta estructura se instaló en un tirante de agua de 180 pies a 17 km de la orilla, sin tierra a la vista. La plataforma tenía solo la torre de perforación y alguna maquinaria básica, sin embargo, se hizo acompañar de un buque de guerra que se adaptó como barco habitacional para albergar a las cuadrillas de trabajadores y como almacén de víveres y herramientas que se requerían durante las operaciones o cualquier otro aditamento que fuese necesario. El sistema de la pequeña plataforma de perforación con el barco de acompañamiento llegó a ser muy popular debido a la gran reducción en los costos de construcción y mantenimiento. El 9 de septiembre de 1947 se puso en producción el primer pozo de esta plataforma. Diez días mas tarde el huracán más fuerte de la estación golpeó el Golfo de México con vientos que superaban los 150 km/h y para

satisfacción de todos, la plataforma resistió, todos sobrevivieron, no hubo daños materiales y el primer yacimiento gigante en ser abierto costa afuera comenzó a producir en las costas de Texas. Este evento provocó una reevaluación de los parámetros de diseño de plataformas.

La producción costa afuera fue significativamente limitada por la falta de equipo de soporte, pero el claro crecimiento de la industria petrolera en el mar, obligó a realizar mejores diseños y mejores equipos para los trabajos requeridos. En 1949 se diseñó un barco con torre de perforación para realizar trabajos costa afuera. Los diámetros de los pilotes se incrementaron, las plataformas tenían menos pilotes pero de mayor diámetro, lo que permitía contar con un mayor espacio para los refuerzos entrecruzados, se fabricaron torres de perforación más ligeras, en resumen, los nuevos diseños dieron grandes resultados. Para mediados de 1950, el tamaño promedio del diámetro externo de los pilotes era de 30 pulgadas. En 1969 éste promedio tuvo un incremento hasta llegar a las 48 pulgadas. Los primeros pilotes tuvieron espesores tan delgados como $\frac{3}{8}$ de pulgada. Todavía en 1969 las variaciones en el espesor eran comunes. Para mayo de 1949 existían ya 10 plataformas en el Golfo de México realizando trabajos a varios km costa afuera y 25 plataformas en licitación.

El año de 1947 vio también la construcción de dos plataformas que fueron el diseño estándar por muchos años. La Superior Oil Company hizo un cambio radical en el diseño de su plataforma de tal forma que pudo operar 29 km costa afuera en tirantes de agua de 200 pies. El tamaño final de la plataforma era de 173 x 108 pies. Esta se encontraba implementada con una torre de perforación, equipo y herramientas, tuberías de producción y todas las instalaciones de soporte. La zona habitacional se encontraba en una plataforma separada que estaba conectada a la plataforma de perforación mediante un puente (Figura 2.3.). El nuevo diseño llamado de seis piernas, era fabricado en tierra y transportado costa afuera hasta su lugar de posicionamiento empleando barcos remolque los cuales poco a poco iban desplazando la estructura dentro del agua con el uso de una grúa. Una vez colocado en su lugar se fijaba en el lecho marino con 268 pilotes de metal de 8 y 10 pulgadas de diámetro, los cuales se conducían a través de estas piernas de sobrecubierta. Las piernas servían como guía para los pilotes tubulares. Este método de construcción permitió instalar las estructuras dentro del agua en un tiempo record de 9 días, contrastando los dos meses que tomaba la instalación por el método tradicional que se basaba en construir las estructuras en el lugar de operación. El nuevo diseño también permitió el uso de refuerzos de la estructura por debajo del agua, ya que los viejos tipos de plataformas solamente eran reforzados desde la superficie del mar hacia arriba, lo cual las llevaba a presentar una resistencia lateral muy limitada al impacto de las fuerzas climatológicas. En un principio no resultó ser un problema porque estaban diseñadas para trabajos en aguas someras pero con el nuevo método de construcción se logró colocar a las plataformas en aguas mucho más profundas.



Figura 2.3. Plataforma de 8 y 6 piernas en 1947⁶

2.3. Evolución de las estructuras costa afuera.

El desarrollo de torres de perforación transportables o unidades móviles de perforación, logró reducir los costos de las operaciones ya que se podían llevar dentro o fuera de las locaciones. Su implementación data de alrededor de 1949. En ese año había solamente un barco con una torre de perforación. Las operaciones costa afuera en el Golfo de México se vieron entorpecidas debido a la controversia que existía en el gobierno (norteamericano) sobre la propiedad de los barcos que realizaban las operaciones. La disputa fue resuelta gracias a la aprobación de una ley que regulaba el uso de los barcos en 1953. Desde ese momento, las operaciones en el Golfo de México y el desarrollo de nuevas tecnologías presentaron una aceleración importante. A finales de la década de los cuarentas y principio de los cincuentas, se desarrollaron un gran número de este tipo de torres de perforación y se mejoraron en un periodo de tiempo muy corto.

Se implementó la barcaza tipo poste, la cual consistía de una barcaza con la torre de perforación montada sobre ella (Figura 2.4.). La barcaza era hundida en la locación con la torre de perforación fuera del agua. Posteriormente apareció una barcaza que podía sumergirse y que contaba con largas columnas verticales que proveían suficiente estabilidad al transportar la torre de perforación. Finalmente vino la plataforma de perforación tipo “Jackup”, la cual consistía de un casco de barcaza con piernas verticales que podían ser desplazadas hacia el lecho marino para que una vez asentadas tuvieran la capacidad de levantar este casco que se convertía así en la base o piso que soportaba la torre de perforación fuera del agua. Mientras que este tipo de plataformas eran adaptadas para trabajar en aguas poco profundas del Golfo de México, distintos barcos de perforación y mejores técnicas de operación comenzaron a desarrollarse para las costas de California. En ese lugar, los tirantes de agua excedían

los 500 pies de profundidad y los campos se localizaron dentro de un límite de 5km costa afuera.



Figura 2.4. Barcaza sumergible de perforación de la compañía Texaco⁵

Los ingenieros civiles e industriales fueron los principales responsables del desarrollo de plataformas sumergibles y del tipo “jackup”, sin olvidar a los arquitectos e ingenieros navales quienes fueron llamados para adaptar los barcos militares para la industria petrolera. Ingenieros mecánicos de los campos petroleros fueron designados para desarrollar los equipos especializados de perforación, tanto superficiales como submarinos. Con estos desarrollos fue posible obtener núcleos de la formación en las operaciones costa afuera. Todas las piezas de las plataformas tipo “jackup” se construían en tierra y se instalaban en el lugar de operación con el uso de grúas de 250 toneladas de capacidad. En 1956 se hicieron consideraciones más minuciosas sobre el tamaño del piso de la plataforma y a través de nuevos diseños de plataformas más compactas, el área necesaria para el piso se redujo hasta un promedio de 110 x 140 pies. Este importante desarrollo logró una gran reducción en el tiempo de instalación.

En 1955 entró en operación la primer plataforma que sobresalía 100 pies sobre el nivel del agua. Contaba con un piso de 220 x 106 pies. Esta nueva plataforma construida por la compañía petrolera Shell (Shell Oil Company) empleó un sistema tipo “jackup”.

Los botes patrulla de la marina también fueron convertidos en barcos de perforación con los mástiles y las mesas rotarias implementados en uno de sus costados. El primer barco de perforación con mesa rotaria comenzó a dar servicio en 1953 y fue capaz de perforar en tirantes de agua de 400 pies y profundidades de formación de hasta 3,000 pies.

Las características de movimientos inversos que eran capaces de realizar este tipo de barcos de perforación, combinado con la mesa rotaria que llevaban en el costado, alentaron a los ingenieros y perforadores de la industria petrolera costa afuera para

encontrar la forma de reducir los efectos de las mareas durante las operaciones y brindar mayor estabilidad en las mismas. En 1955, un grupo de ingenieros con ideas innovadoras, pensó en cambiar la torre de perforación del costado del barco hacia el centro del mismo para reducir los efectos del movimiento (Figura 2.5.). De esta forma se logró terminar un pozo centrado que se acopló verticalmente a través del casco. Esto marcó el camino para lo que hoy en día son los barcos de perforación. Avances tecnológicos en los sistemas submarinos, equipos de prevención dentro de los barcos, posicionamiento dinámico, compensadores de movimiento, sistemas de control y sistemas de navegación, todos contribuyeron satisfactoriamente al desarrollo de la perforación durante los pasados 50 años.

Mientras este tipo de barcos se desarrollaban en las costas de California, un sistema diferente de estabilidad del barco comenzó a desarrollarse en aguas del Golfo de México; el semisumergible o barco de perforación con columna estabilizada. Este fue desarrollado tomando como base el casco de un buque de guerra, y su principal característica era que podía perforar mientras flotaba en vez de apoyarse sobre el lecho marino. Este tipo de plataformas presentan características superiores de movimiento y hoy en día son usadas extensivamente en las extremas aguas del mar del norte y en la costa este de Canadá.



Figura 2.5. Buque de la marina norteamericana adaptado como barco de perforación⁵

En los años siguientes a la segunda guerra mundial, el crecimiento de la perforación en las afueras de las costas de California se desarrollo muy similar y con la misma pasión que en el Golfo de México. En 1959 se tuvo que instalar una plataforma en un tirante de agua de más de 200 pies. El hecho de instalar plataformas en aguas cada vez más y más profundas trajo consigo mayores retos a vencer, tanto en sus requerimientos funcionales como en sus configuraciones estructurales.

Alrededor de 1950 la British Petroleum Company participó en operaciones de exploración en Umm Shaif en las costas de Abu Dhabi en el Golfo Pérsico. Allí, la

perforación se llevó a cabo en tirantes de agua poco profundos, llegando como máximo a los 100 pies desde la superficie hasta el lecho marino. A pesar de esto, los problemas relacionados con la tecnología costa afuera fueron esencialmente los mismos y el desarrollo de esta región fue creciendo a través de los años.

Comentemos sobre el desarrollo de dos plataformas en el Canal de Santa Bárbara. La primera, construida en 1966, fue concebida en una acción arriesgada por parte de la Mobil Oil Company y la Atlantic Richfield Company. Se configuraron ocho pilotes para soportar la estructura de forma tal que se podía hacer un símil con una falda, es decir, alrededor del piso (de allí su sobrenombre "skirt"). En esencia se trataba de una plataforma tipo "jackup" de seis pilotes a los que se le agregaron dos más. Fue instalada a una distancia aproximada de 4 km al sureste de Goleta, California, en 211 pies de tirante de agua. Fue nombrada Holly y se diseñó para contar con una capacidad de 30 pozos de perforación y producción

Por razones económicas, la plataforma fue fabricada en un patio de construcción ubicado en el Golfo de México, además, los componentes para terminarla fueron remolcados unas 6.5 km a través del Canal de Panamá hasta el sitio de operación.

La plataforma Holly contaba con dos pisos, uno de producción de 60 x 100 pies a una elevación de 38 pies por encima del nivel promedio del mar, y otro piso de perforación de 80 x 125 pies a una elevación de 60 pies por encima de este mismo nivel. Estos pisos fueron fabricados con placas sólidas de metal que se instalaron sobre grandes bigas que se unían para formar un entrecruce de seguridad auxiliándose de bridas. Por encima del piso de perforación se instaló un helipuerto cuadrado de 45 pies por lado a una elevación de 80 pies. Este helipuerto podía recibir helicópteros de hasta 10 pasajeros. Los ocho pilotes de 36 pulgadas de diámetro externo fueron conducidos al lecho marino hasta incrustarse en promedio 100 pies dentro del mismo. Se instalaron cinco oleoductos de 6 pulgadas de diámetro externo para facilitar la conducción y la producción de aceite crudo hacia la costa.

Debido al tamaño de los piso de la plataforma Holly, éstos se instalaron por partes, primero fueron divididos en nueve segmentos que podían pesar más de 100 toneladas cada uno, posteriormente los segmentos se transportaron y se levantaron en el sitio de operación empleando un barco grúa de 120 toneladas de capacidad. Cabe resaltar que la segmentación pudo haberse llevado a cabo en solo cinco o cuatro partes para que posteriormente fueran levantadas con barcos grúa de 250 ton de capacidad, sin embargo esto no fue posible porque en ese momento este tipo de barcos no se encontraban disponibles además de que al realizarse una evaluación económica se determinó que el uso de barcos grúa de menor capacidad resultaba más económico.

La segunda plataforma que se describirá es la Exxon 850. Se instaló en el Canal de Santa Bárbara en 1976 en un tirante de agua de 850 pies. La plataforma se localizó

aproximadamente a 40 km al oeste de la ciudad de Santa Bárbara y a 8 km costa afuera y resultó ser un buen ejemplo de una plataforma autosuficiente. La buena combinación entre plataforma de perforación, producción y habitación hizo posible perforar y poner en producción 28 pozos. La plataforma fue llamada “Hondo”.

Esta plataforma es un diseño típico de una gran cantidad de plataformas que se encuentran a lo largo de la costa de California, fue diseñada en un principio para resistir maremotos. Los tres requerimientos básicos que debía presentar en su diseño fueron:

- 1) Resistir todas las cargas esperadas durante la fabricación, transporte e instalación.
- 2) Resistir todas las cargas esperadas durante la presencia de maremotos, tormentas severas y huracanes.
- 3) Funcionar como una plataforma autosuficiente que combinara perforación, producción y hospedaje del personal.

El diseño para resistir las tormentas se basó en el estudio climatológico de los pasados 400 años. Específicamente, el nivel promedio de la marea fue de 8 pies el menor y de 44 pies el máximo nivel durante las tormentas. Las velocidades promedio del viento eran de 80 km/h. Las ocho piernas de 48 pulgadas de la plataforma tipo “jackup” fueron armadas con tirantes tipo X y tipo diagonal que se fijaron al lecho marino.

Esta plataforma al igual que la Holly, fue fabricada en dos secciones que fueron transportadas en barcos no más grandes que 450 pies de largo. Después de llegar al sitio de operación costa afuera y de lanzar las piernas desde los barcos, las dos piezas de la plataforma fueron acopladas en el agua con el uso de soldadura gracias a que las secciones tubulares que servían de guía para las piernas se encontraban libres de agua en su interior, de esta forma fue posible la entrada de los soldadores en esta sección para realizar el trabajo.

Las plataformas siguieron ubicándose en aguas cada vez más y más profundas. En 1965 se instaló una de ellas en un tirante de agua de 285 pies y en 1967 se instaló otra en 340 pies de tirante de agua. A principios de 1970 la Shell Oil Company instaló una plataforma en el Golfo de México en 373 pies de tirante de agua. La Tenneco Corporation instaló una plataforma a 210 km de las costas de Luisiana en un tirante de agua de 375 pies. Esta plataforma alcanzó una altura de 400 pies y un peso total de alrededor de 8000 toneladas. Posteriormente la Shell Oil Company instaló una plataforma en 1020 pies de tirante de agua, cerca de 160 km al sureste de Nueva Orleans, Luisiana y que sirvió como distintivo de la Compañía Shell (Continental Shell).

La costa del Golfo de México fue dominada por actividades petroleras costa afuera con la instalación de más de 5,000 estructuras de perforación o de perforación-producción. Durante 1970 el Mar del Norte captó la mayoría de la atención con el advenimiento de enormes requerimientos de peso muerto y estructuras de concreto con cierta gravedad específica, especificaciones que competían con las tradicionales estructuras de acero templado. Ochenta estructuras de concreto fueron instaladas en aguas profundas del Mar del Norte en tirantes de agua de 240 a 540 pies. Estas plataformas llegaron a tener pesos muertos de 40,000 toneladas.

Mientras tanto, la tecnología de estructuras de acero competía satisfactoriamente cuando se trataba de plataformas de menor peso para trabajos en el Mar del Norte y de esta forma recuperaba fuerza y presencia además de seguir desarrollándose y consiguiendo profundidades mayores en El Golfo de México. En 1978, la plataforma “Cognac”, fue instalada en tres piezas en un tirante de agua de 1,025 pies en el Golfo de México. Estructuras de una sola pieza fueron posibles para aguas profundas gracias a los avances tecnológicos de barcasas de transporte y de lanzamiento. La “Garden Banks” fue instalada en una sola pieza en un tirante de agua de 680 pies en el Golfo de México en 1976. La plataforma “Cerveza” en 935 pies y “Liguera” en 915 pies de tirante de agua, fueron instaladas también en el Golfo de México en 1981 y 1982 respectivamente. En 1988 se implementaron plataformas tipo “Jackup” de mayor capacidad de tirante de agua de hasta 1200 pies. Estas estructuras se implementaron en el Canal de Santa Bárbara y en el Golfo de México.

También se instalaron otras estructuras especiales. En 1966, una estructura de acero para almacenamiento de aceite fue puesta en servicio en el Golfo de México. Tres domos de acero para almacenamiento de aceite con una capacidad de 500,000 barriles, parecidos a copas de champagne invertidas, fueron instalados en el Golfo Árabe en 1969, 1971 y 1972. Se instalaron varias columnas articuladas en el Mar del Norte para servir como tanques o dispositivos de almacenamiento para distribución y entrega de aceite crudo. Los barcos de almacenamiento y de perforación han sido utilizados en varias ocasiones para soportar y proveer las facilidades necesarias para la separación de gas, aceite y agua, así como para proporcionar un almacenamiento temporal de los hidrocarburos producidos. Se instaló una estructura de acero con capacidad para almacenar un millón de barriles de aceite en el Mar del Norte y contaba con un piso de 30,000 toneladas de peso. Esta plataforma fue una alternativa a las estructuras de concreto. Otro avance importante fue el desarrollo de los sistemas de monitoreo. En 1984 se instaló una plataforma de piernas tensionadas (TLP) en el Mar del Norte, las cuales son comúnmente utilizadas para tirantes de agua de más de 1,200 pies y que curiosamente se habían diseñado para servir como aeropuertos flotantes durante la segunda guerra mundial.

Cada una de estas estructuras representa un gran avance en la tecnología costa afuera y apoya el desarrollo de nuevas ideas. Además direcciona el esquema de negocios y administración de las operaciones costa afuera.

Durante la evolución de plataformas costa afuera, la nueva disciplina de ingeniería marítima tuvo que dar apertura a los equipos interdisciplinarios de trabajo ya que se veían involucrados profesionistas de distintas áreas. Ingenieros oceánicos se vieron inmersos en ingeniería estructural, mecánica de suelos, los efectos hidrodinámicos de las corrientes marítimas, dinámica de estructuras, métodos de análisis estáticos, y análisis de las técnicas de seguridad.

El equipo, métodos y técnicas de terminación, producción y mantenimiento de pozos sobre el lecho marino, han presentado también grandes avances desde que el primer pozo submarino fue terminado a finales de los años cincuenta. Las primeras válvulas de seguridad o árboles de navidad mojados, fueron creados con la misma tecnología convencional de válvulas y bridas con la que se fabricaban los arboles de pozos terrestres. El primer cambio importante que se presentó, fue el diseño de válvulas de seguridad de control remoto operadas hidráulicamente. Estos primeros árboles eran usualmente instalados y conectados por líneas de flujo en la costa. Una compañía desarrollo una llave inglesa submarina que fue equipada con cámaras de televisión y que se podía maniobrar con propulsores. Este sistema integrado dentro de la cabeza del pozo fue el primer intento de eliminar la dependencia de buzos en las operaciones submarinas, no obstante los buzos han jugado un papel importante en el desarrollo de las operaciones costa afuera.

Se han instalado complejos sistemas multipozos en el lecho marino. Hoy en día son muy comunes los sistemas de control que combinan hidráulica, electrónica, sistemas de señales de y transmisión acústica, vehículos remotos (ROV's), entre otros, los cuales representan ya una parte primordial en los trabajos costa afuera.

2.4. Consideraciones en el desarrollo de campos costa afuera.

Las estrategias de desarrollo varían conforme aumenta la profundidad del tirante de agua, dependen del tamaño de las reservas y de la proximidad de la infraestructura necesaria, de las consideraciones de operación y de intervenciones futuras, de los estimados económicos, y del interés de las empresas petroleras para establecer un eje de producción para toda el área en consideración. La siguiente figura muestra la locación de las estructuras que se encuentran trabajando en aguas profundas en la parte norteamericana del Golfo de México (Figura 2.6.) y las clasifica por su tipo.

2.5. Plataformas.

Se han clasificado este tipo de estructuras por generaciones dependiendo de sus características (Mineral Management Service, 2008)²⁰. Así entonces se entenderá por Primera Generación a todas aquellas plataformas fijas en el lecho marino soportadas por una estructura anclada en el mismo (aquí se incluyen también los primeros muelles y barcasas de perforación que se utilizaron en el comienzo de la industria costa afuera). La Segunda Generación incluye las plataformas autoelevables tipo “Jack up” y las Unidades Semisumergibles. La Tercera Generación está conformada por las Plataformas de Piernas Tensionadas y las plataformas tipo “Spar”, mientras que la Cuarta Generación abarca todas las unidades de posicionamiento dinámico como los Barcos de Perforación, las Unidades Flotantes de Producción (FPU por sus siglas en ingles) y las Unidades de Producción, Almacenamiento y Entrega (FPSO por sus siglas en ingles).

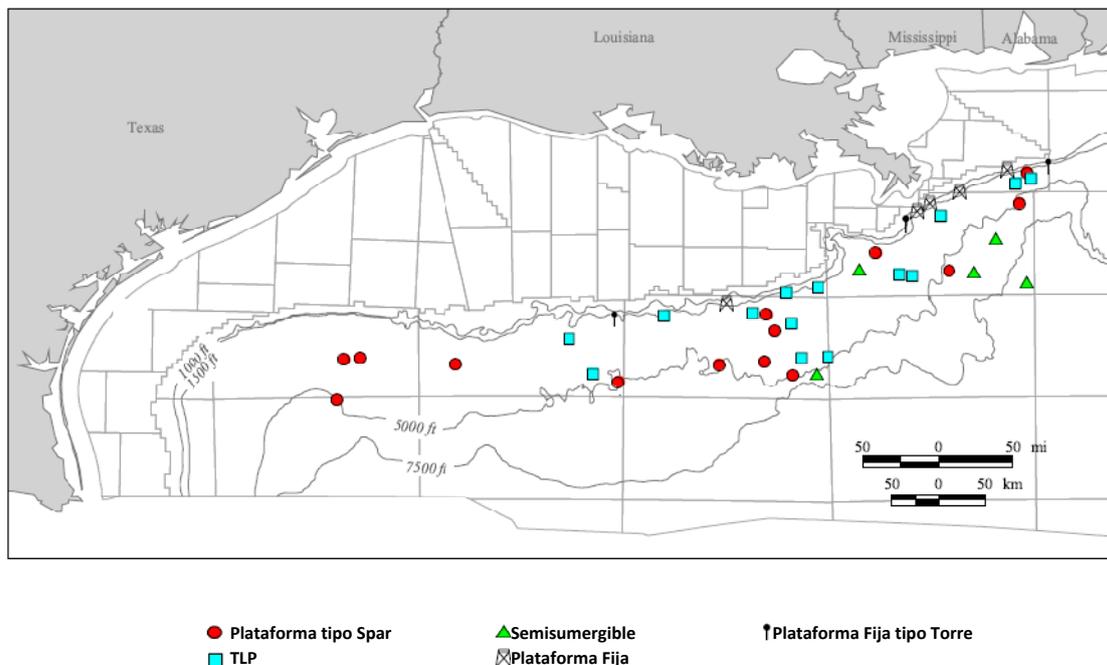


Figura 2.6. Mapa de las estructuras operando en aguas profundas de la región norteamericana del Golfo de México según su tipo²⁰

Las Plataformas Fijas tienen limitaciones tanto económicas como de profundidades de tirante de agua en las que pueden operar, llegando a un máximo 1,500 pies. Las Plataformas Fijas tipo Torre pueden considerarse en operaciones de tirantes de agua que van de los 1,000 a los 2,000 pies de profundidad. Las Plataformas de Piernas Tensionadas (TLP por sus siglas en inglés), se emplean frecuentemente en profundidades de 1,000 a 5,000 pies de tirante de agua. Las plataformas tipo “Spar”, las Unidades Semisumergibles de Producción, Los Barcos de Perforación, las Unidades

Flotantes de Producción y las Unidades de Producción, Almacenamiento y Entrega, pueden ser usados a profundidades de hasta 10,000 pies de tirante de agua. En la siguiente figura se observa los records de tirantes de agua obtenidos en México hasta el año 2006 (www.pemex.com)²².

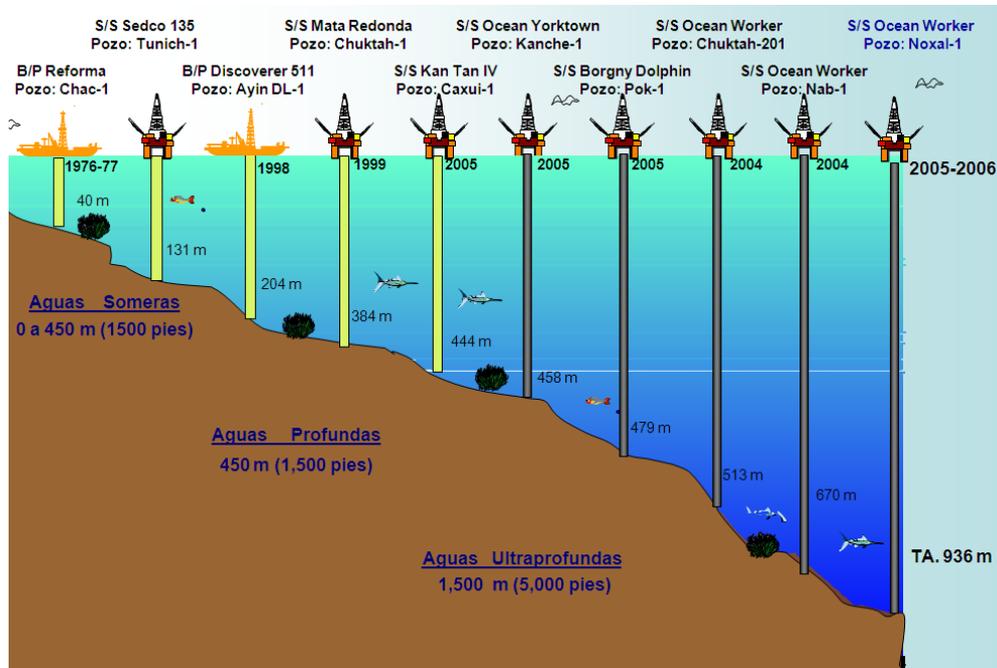


Figura 2.7. Records de tirante de agua obtenidos en México hasta el año 2006²²

2.5.1. Plataforma fija.

Una Plataforma Fija se conforma por una pierna tubular autónoma tipo “Jacket” de acero, un piso de perforación y todos los equipos superficiales necesarios. La pierna es asegurada por pilotes apoyados en el lecho marino y que dirigen la ubicación final de la plataforma. El peso de este tipo de estructuras está determinado por la profundidad del tirante de agua en el que se le pretende instalar. Una vez que la pierna ha sido asegurada y el piso de perforación instalado, se agregan las secciones de perforación, producción y de almacenamiento de los equipos y herramientas. Este tipo de estructuras se desarrollaron con el fin de reducir los costos involucrados en las operaciones que se realizan en profundidades de hasta 1,500 pies como se mencionó anteriormente.

2.5.2. Plataforma fija tipo torre.

Una Plataforma Fija tipo Torre consiste en una estructura metálica tipo torre de mayor envergadura y más larga que la Plataforma Fija tradicional. Así como la Plataforma Fija,

la Plataforma Fija tipo Torre presenta gran flexibilidad y puede resistir enormes fuerzas laterales evitando la deformación de la estructura o su colapso. Este tipo de plataformas son utilizadas en tirantes de agua de entre 1,000 y 2,000 pies de profundidad.

2.5.3. Plataforma de piernas tensionadas (TLP).

Una Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP) es un completo sistema estructural en posición vertical que se sujeta en el lecho marino mediante tendidos metálicos (de allí su nombre) los cuales a su vez cuentan con sistemas flotantes o boyas para mantener su tensión. La compañía ConocoPhillips instaló satisfactoriamente la TLP con el tirante de agua más profundo del mundo para este tipo de estructuras. Ésta se encuentra ubicada en el campo Magnolia a una profundidad de 4,674 pies de tirante de agua y se instaló en diciembre del año 2004.

2.5.4. Unidad semisumergible.

La Unidad Semisumergible es un sistema flotante que puede tener la capacidad y todos los aditamentos necesarios para operaciones de perforación. La Unidad Semisumergible con el tirante de agua más profundo del mundo, la “Independence Hub” y localizada en el Bloque 920 de Cañón de Misisipi, fue instalada aproximadamente a 8,000 pies de profundidad de tirante de agua.

2.5.5. Unidad flotante de producción (FPU) y unidad de producción, almacenamiento y entrega (FPSO).

Un FPU es tradicionalmente un barco con la capacidad de ofrecer sistemas de procesamiento y producción pero sin almacenamiento. En ellos se utiliza parte del gas producido para que sirva como combustible del barco, mientras que el exceso de gas es transportado a través de tuberías hasta su punto de comercialización. Un FPSO es también un barco con la capacidad de procesar y producir los fluidos obtenidos mediante las instalaciones submarinas, pero además también puede almacenar su producción para entregarla más tarde en donde se requiere. En él utiliza el gas producido como combustible y el exceso es enviado a través de tuberías hasta el punto de entrega.

Estas estructuras para aguas profundas se mantienen en el lugar de la operación mediante el uso de grandes líneas sintéticas que se fijan en el lecho marino, o mediante el uso de un sistema de posicionamiento dinámico. El tubo ascendente se

une al barco mediante un sistema flotante desconectable (DTS), el cual ayuda a mantener segura la locación salvaguardando dicho tubo ascendente y manteniéndose a una profundidad determinada evitando los daños que pudieran ser ocasionados por las inclemencias del tiempo y en caso de que se presenten huracanes o eventos similares.

2.5.6. Plataforma tipo Spar.

Un Spar es un sistema tubular metálico que se posiciona verticalmente dentro del agua sosteniéndose con líneas sintéticas que lo ayudan a soportar las cargas laterales que se pudieran presentar. Existen tres tipos de Spar: Classic Spar, Truss Spar y Cell Spar.

Con el uso de éstas plataformas tipo Spar, se pretende maximizar la producción de petróleo crudo equivalente en la región de “Perdido” en el Golfo de México.

En las dos figuras siguientes es posible observar los distintos tipos de plataformas existentes.

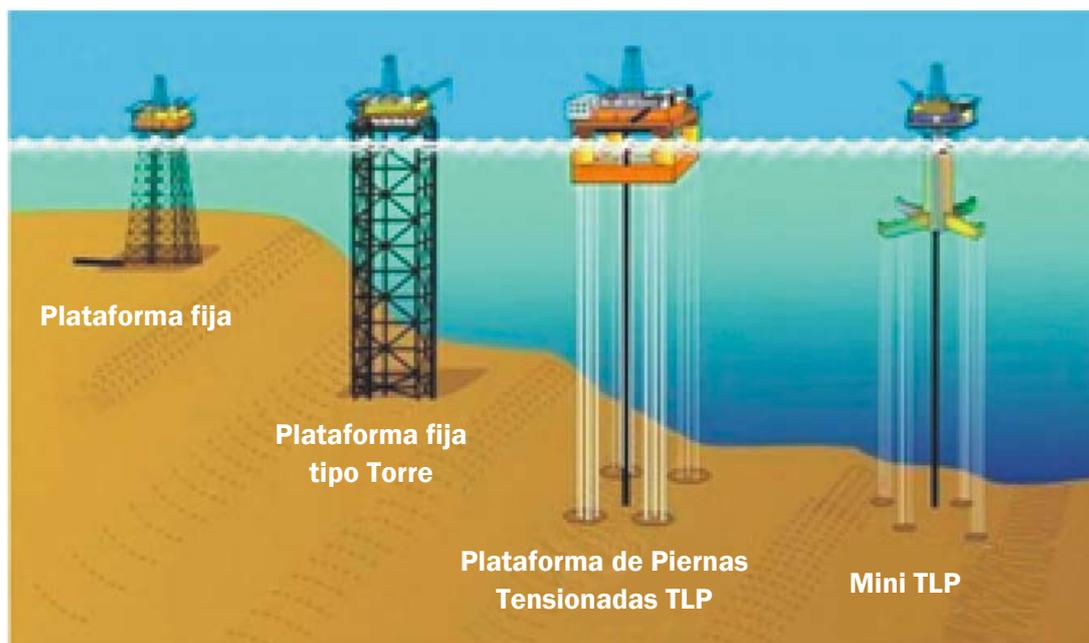


Figura 2.8. Estructuras ancladas al lecho marino. De izquierda a derecha observamos la Plataforma Fija, la Plataforma Fija tipo Torre, la Plataforma de Piernas Tensionadas y una Plataforma de piernas tensionadas de menor envergadura²⁰

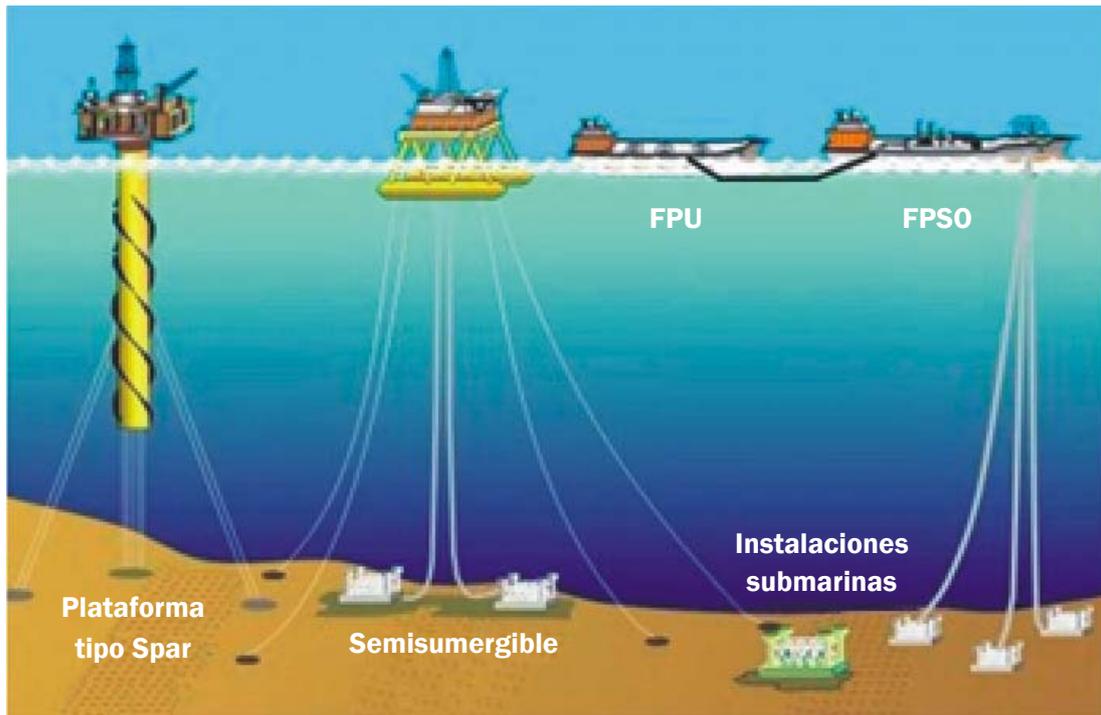


Figura 2.9. Estructuras flotantes. De izquierda a derecha podemos ver una plataforma tipo “Spar”, una Unidad Semisumergible, un FPU y un FPSO. Se muestra además instalaciones submarinas en la parte inferior de la figura²⁰

2.6. Principales tecnologías que permiten el desarrollo de campos costa afuera.

Los sistemas submarinos son capaces de producir los hidrocarburos recuperados de los yacimientos. Ellos son instalados al nivel del lecho marino. Los sistemas submarinos son la llave del éxito en el desarrollo de la industria costa afuera. Hoy en día más del 85% de todos los campos productores en aguas profundas, utilizan sistemas submarinos.

Estos sistemas son en general todas las instalaciones multicomponentes que ayudan a recuperar la producción de hidrocarburos a profundidades de tirante de agua en las que difícilmente se pueden colocar los sistemas de tratamiento convencionales o que requerirían del uso de plataformas con las instalaciones superficiales para dicho tratamiento.

Las instalaciones submarinas pueden ser divididas en dos grandes sistemas: el equipo submarino y el equipo superficial. El primero de ellos puede incluir algunos o todos de los siguientes componentes: uno o más pozos submarinos, control de umbilicales, equipo de bombeo o de procesamiento y líneas de flujo. El equipo superficial incluye el sistema de control e instalaciones de producción localizados sobre el piso de la plataforma, mismo que se puede encontrar a varios kilómetros de los pozos.

El interés por disminuir los costos de las operaciones costa afuera a orillado a los diseñadores de los proyectos a interconectar la producción de distintos campos y

converger en un solo punto, tal es el caso del proyecto “Independence Hub” el cual ofrece las instalaciones y soporta la producción y operación de 10 campos petroleros individuales.

El desarrollo de los tópicos sobre alta presión y alta temperatura (HP/HT) así como de los métodos empleados para mantener la integridad de las estructuras estratigráficas, es uno de los grandes cambios tecnológicos y regulatorios de la industria petrolera hoy en día. Se están buscando los caminos para reacondicionar las condiciones ambientales que sufrieron algún tipo de daño debido al uso de metales y elastómeros que durante muchos años se utilizaron. Esta tecnología de alta presión y alta temperatura tiene un gran potencial para aplicarse en aguas profundas en el área de exploración y especialmente en el área de terminación y producción, lo cual traería consigo grandes beneficios ambientales y económicos para las empresas. Hoy en día, se deben de cumplir una serie de reglamentos y normas para salvaguardar la integridad de las personas y del medio ambiente, por lo tanto, la aplicación de este tipo de tecnologías resulta de primordial importancia para lograr dicho objetivo.

2.6.1. Sísmica 3D.

Una de las herramientas que ha servido para impulsar el desarrollo en aguas profundas es la llamada sísmica 3D, misma que tiene como función primordial obtener altos volúmenes de energía digital resultado de la transmisión y reflexión de ondas sonoras a través de la tierra. Estos largos “cubos de información” pueden ser interpretados para localizar acumulaciones de aceite y gas. Este avance tecnológico reduce el riesgo presente durante la obtención de información y aumenta la tasa de éxito en las exploraciones. En las siguientes figuras se puede observar la evolución de la aplicación de esta tecnología en aguas profundas del Golfo de México (Figuras 2.10. y 2.11.).

2.6.2. Sistema de posicionamiento dinámico (DPS).

El Sistema de Posicionamiento Dinámico es un sistema que se emplea para movilizar una embarcación de trabajo y otras unidades flotantes de un sitio de trabajo a otro y mantener dicha embarcación en una posición fija de forma automatizada apoyándose en sus propelas sin la necesidad de utilizar anclas. El DPS está diseñado para eliminar el uso de anclas brindando una mayor precisión durante las operaciones. Adicionalmente elimina el sistema tradicional y rutinario de movimientos de anclas con remolcadores. Elimina también el uso de buzos y disminuye el riesgo de rotura de cables o líneas existentes en el fondo. Todas estas ventajas dan como resultado costos más bajos, menor número de accidentes y mayor eficacia en el trabajo.

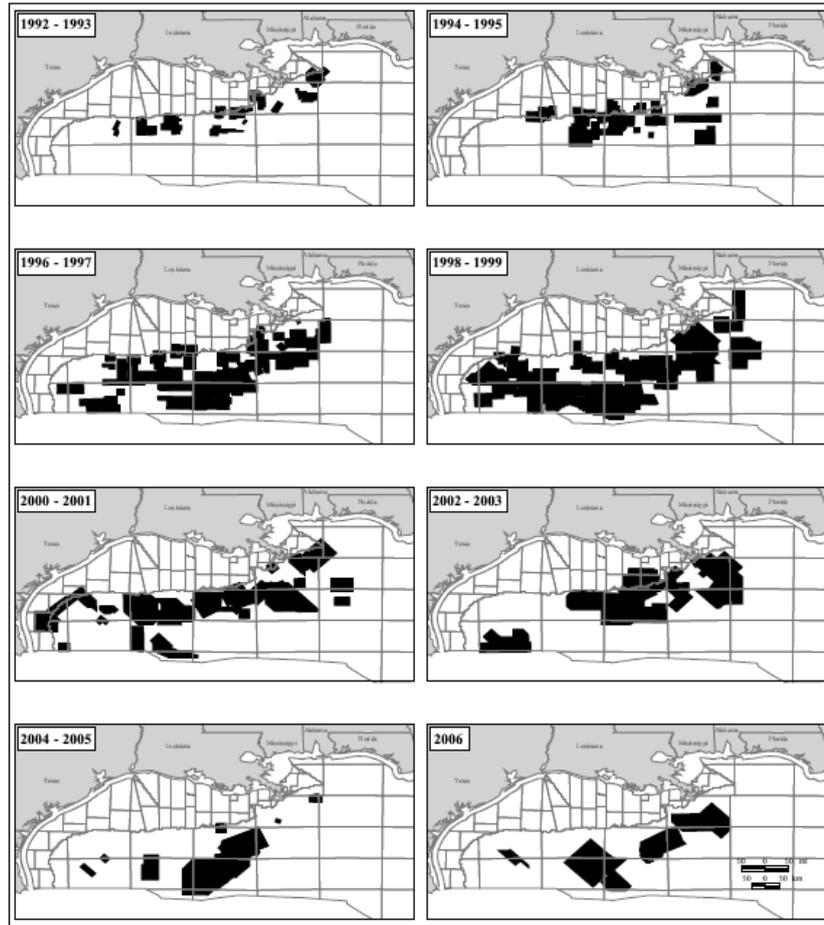


Figura 2.10. Evolución de la cobertura 3D en aguas profundas del Golfo de México (región norteamericana)²⁰

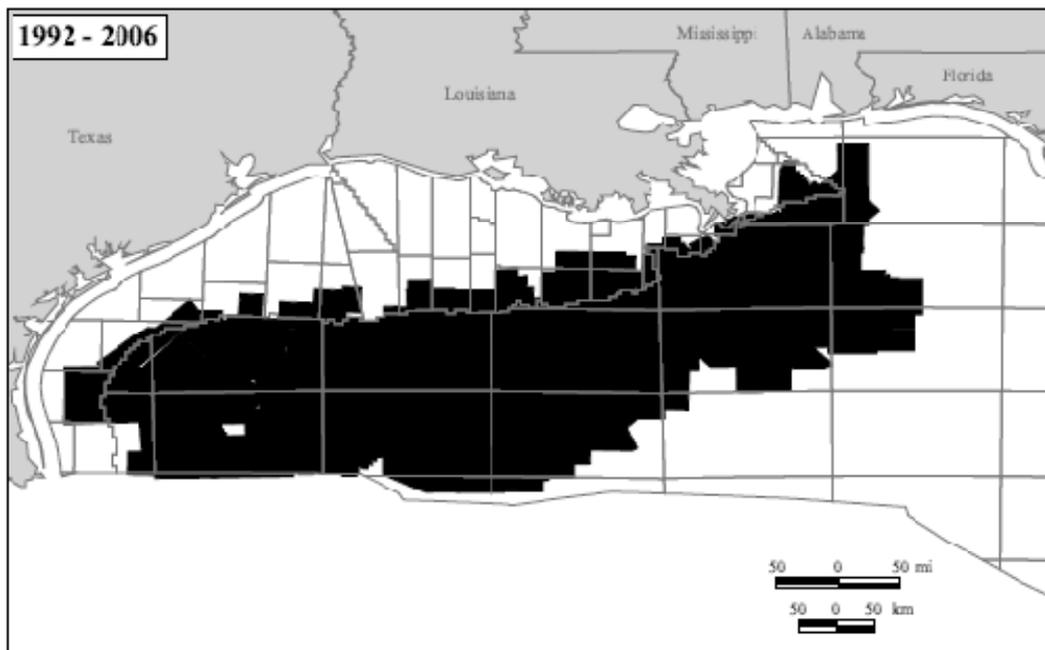


Figura 2.11. Cobertura total 3D en aguas profundas del Golfo de México (región norteamericana) desde 1992 hasta el año 2006²⁰

Existen dos tipos de posicionamiento dinámico, el sistema computarizado y el sistema de propulsión. El primero se compone de paneles electrónicos, giros, DGPS (Sistema Digital de Posicionamiento Global) y sensores de referencias verticales, mientras que el sistema de propulsión se conforma por propelas de acuerdo a las características de cada equipo.

El sistema computarizado permite que el operador maniobre durante las operaciones del equipo y pueda mantenerse en una posición fija neutralizando cualquier fuerza externa tales como cambios en la dirección y velocidad del viento o efectos de corrientes sobre el casco. Este sistema se puede operar de forma manual a través de una palanca (Joystick) o través del mando automático con solo pulsar botones. Este sistema integra el manejo de los motores de propulsión, la orientación de las propelas, los giros para la estabilidad y la ruta, el sistema de medición y orientación de vientos, el sistema digital de posicionamiento global y otros equipos para la navegación.

El sistema de propulsión se compone de diversas piezas que se integran en uno solo para ofrecer una solución total. El sistema incluye los motores de propulsión que combinados con el sistema computarizado descrito líneas arriba, ofrece a las estructuras una mayor precisión y rendimiento, eliminando la necesidad de movimientos de anclas con remolcadores, además de que permite dar una respuesta inmediata a las maniobras. Para ello, el sistema cuenta con varios componentes principales que generan la rotación y permiten los giros de la propela hasta en 360 grados, todo en un tiempo muy corto. El motor principal que puede ser a diesel o eléctrico, cuenta con un impulsor, ya sea mecánico o hidráulico. Es necesario tomar en cuenta factores como las corrientes marinas, el desplazamiento de la estructura, áreas de la plataforma de gran importancia como la destinada a la grúa, la zona habitacional, las fuerzas de los vientos, entre otras.

2.6.3. Bombeo submarino y separación.

El bombeo submarino y la separación de los fluidos producidos, han sido identificados por la industria como la llave para optimizar la recuperación de los campos en aguas profundas del Golfo de México. Se ha probado este tipo de tecnología en el campo “King” con sistemas de bombeo submarino. El desarrollo de la región de “Perdido” en el Golfo de México ha servido como eje central para la investigación sobre bombeo submarino, además el FPSO “Cascade-Chinook” ha realizado operaciones en las que realiza trabajos de bombeo submarino y separación submarina. Estas bombas elevan la presión de operación de cada pozo disminuyendo la presión durante el flujo dentro de la tubería de tal modo que incrementa el gasto de producción.

Shell, BP y Petrobras están empleando este tipo de tecnología en casi todos sus pozos en aguas profundas con el fin de incrementar su producción y extender la vida de sus campos. Su tasa de éxito ha sido muy elevada.

BP instaló en el campo “King” dos bombas submarinas junto con todo su equipamiento necesario. Esta instalación logró obtener dos records, el primero por la profundidad del tirante de agua asociado y el segundo por la longitud de la perforación desde el lecho marino. Las bombas se instalaron en un tirante de agua de aproximadamente 5,500 pies y se localizan a más de 24 km de distancia de la plataforma que los soporta, la TLP (Plataforma de Piernas Tensionadas) “Marlin”. Estas bombas fueron puestas en operación en el mes de diciembre del año 2007.

CAPITULO III

PANORAMA ACTUAL DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

En la actualidad el desarrollo de proyectos en aguas profundas ha tomado una importante relevancia en el entorno social del país. Todos ellos implican grandes desafíos tanto técnicos como financieros los cuales deben de cumplir con los requerimientos de seguridad de las personas involucradas y de cuidado del medio ambiente, haciendo un uso eficiente de los recursos de la empresa petrolera. Por tal motivo se presenta un panorama general de la situación en la que se encuentra la industria costa afuera hoy en día.

3.1. Desarrollo en aguas profundas.

Se tiene una estimación aproximada del potencial de recursos prospectivos en aguas profundas a nivel mundial, la cual indica que una cifra de 250 billones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el crudo tiene una participación del 60% sobre este total (Kjell-Ame Oppeboen, 2007)¹⁴.

En exploración, se han realizado enormes esfuerzos para los trabajos en tirantes de agua de más de 1,500 pies, mismos que se han visto recompensados con una creciente cantidad de descubrimientos más y más profundos en relación con el nivel total de dicha actividad. Se estima el tamaño promedio de estos descubrimientos en 250 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Lo anterior sugiere que la producción en aguas profundas va a continuar con una tendencia positiva durante los próximos años. Así mismo se calcula que para el año 2010 se rebasará una producción de 8 millones de barriles diarios en aguas profundas, siendo la actual del orden de los 6 millones de barriles diarios.

Se consideran aguas profundas a todas aquellas que se encuentran en un rango de entre 1,000 y 5,000 pies. Por otro lado, se les llama aguas ultraprofundas a todas aquellas que se encuentran a profundidades superiores a los 5,000 pies (Mineral Management Service, 2008)²⁰.

La exploración y producción en aguas profundas no es una actividad nueva, cuenta con una larga trayectoria, misma que se explicó en el segundo capítulo del presente trabajo. Las operaciones de exploración costa afuera en tirantes de agua de más de 3,000 pies de profundidad iniciaron en la década de los setentas, pero no fue sino hasta 25 años después cuando se comenzaron a producir y a explotar estos yacimientos, debido en gran parte a la indisponible o nula tecnología con la que se contaba en ese entonces. La exploración en tirantes de agua de más de 6,000 pies comenzó al principio de la década de los ochentas y hasta hoy en día se está observando la producción de esos campos.

Para poder explotar un yacimiento en aguas profundas de una forma óptima y exitosa se deben de tomar en cuenta varias consideraciones. Principalmente se deben de identificar las variables que están en juego haciendo notar que éstas se podrían manipular en cierta medida, pero lo que no se puede modificar es la naturaleza misma del yacimiento. Con lo anterior se concluye que para poder explotar un campo petrolero primero se tienen que conocer las características intrínsecas de la reserva, es decir, se debe de trabajar el yacimiento hacia arriba.

Podemos mencionar algunas implicaciones sobresalientes en el desarrollo de trabajos costa afuera como lo son los altos costos de las operaciones y de la renta de los equipos, la necesidad del uso de tecnología de punta que en ocasiones no se encuentra disponible, y finalmente todos los retos técnicos por enfrentar como fuertes vientos, oleajes, corrientes marinas, bajas temperaturas, topografías desiguales en el lecho marino, los sistemas de separación y transporte, entre otros.

Es importante contar con un buen equipo de desarrollo de proyectos que logre implementar las soluciones requeridas de una forma eficiente en tiempo y que minimice los costos involucrados, para ello es preciso tener una descripción detallada del yacimiento ya que a partir de eso se podrán ejecutar una serie de acciones innovadoras e ingeniosas para garantizar una buena producción del pozo en cuestión. Es importante señalar que cada campo requiere un particular y elevado grado de organización, comunicación y sinergias dentro de la empresa petrolera. Si se logra conjuntar lo anterior se reducirán los riesgos y los costos en este tipo de operaciones. Los costos de las actividades de perforación en aguas profundas en la parte americana del Golfo de México se encuentran entre los 60 y 120 millones de dólares por pozo (Kjell-Ame Oppeboen, 2007)¹⁴.

El aspecto tecnológico es quizás el más importante a considerar debido a la complejidad que se tiene al realizar operaciones costa afuera, además como se mencionó líneas arriba, el yacimiento deberá ser diseñado para su futura explotación desde abajo hacia arriba, por lo tanto es necesario contar con herramientas de sísmica en 3D para obtener un mapa detallado del yacimiento. Para problemas específicos, se deben implementar y en ocasiones desarrollar soluciones específicas también. Esto conlleva a la empresa petrolera a tomar la punta en la creación e implementación de avances tecnológicos. Un ejemplo claro lo podemos observar con la empresa Petrobras de Brasil, que tras verse en la necesidad de desarrollar sus campos petroleros en aguas profundas consiguieron transformar su empresa y convertirla en la más reconocida a nivel mundial en este rubro. También podemos mencionar el caso de PEMEX que se colocó a la punta de la tecnología de inyección de nitrógeno para poder explotar su yacimiento gigante Cantarell.

Otro ejemplo de la denominada “Responsabilidad Tecnológica Corporativa” es el caso de Nork Hydro en sus desarrollos del Mar del Norte, que se enfrentó a extremas condiciones climatológicas durante sus operaciones y que a pesar de ello tomó la punta en el desarrollo de pozos horizontales y multilaterales, habiendo hoy en día perforado y completado un pozo de seis brazos y estando perforando el primer pozo de siete ramas a nivel mundial. Esta compañía invirtió 35 centavos de dólar por cada barril de petróleo crudo equivalente producido entre 1995 y el año 2000.

Podemos mencionar otro ejemplo del desarrollo de soluciones a la medida con el caso del proyecto “Independence”, ubicado a 180 km afuera de la desembocadura del Río Misisipi en la parte americana del Golfo de México el cual se diseñó para interconectar 10 campos individuales que por sí solos serían incosteables si se pretendieran conectar a una plataforma flotante. Las profundidades que se manejan en este proyecto rondan los 7,900 a 8,900 pies y se manejan 15 pozos productores. Es bien sabido que cuando se presentan retos de tal magnitud se tiende a romper records mundiales y con este desarrollo no se da la excepción ya que en el momento en que comience a producir el campo Cheyenne a unos 9000 pies de profundidad, éste se convertirá en el campo petrolero más profundo del mundo.

Para el caso del campo de Gas Ormen Lange, ubicado a 120 km costa afuera en el Mar de Noruega, se tuvo que desarrollar soluciones a la medida. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 3,300 pies y se estima que posee reservas del orden de 14,000 billones de pies cúbicos. Se decidió implementar un sistema submarino a tierra (subsea-to-shore) para lo cual se instalaron cuatro templetos de producción submarina que extraerán el gas del yacimiento (Figura 3.1.). Una vez producido, el sistema de transporte multifásico conducirá el gas a una planta de procesamiento instalada en tierra, resaltando el hecho de que previamente tuvo que haber superado una topología desigual del lecho marino y grandes pendientes subacuáticas. Posterior a su procesamiento, el gas será exportado vía tuberías submarinas unos 1200 km hacia el Reino Unido.



Figura 3.1. Sistema submarino a tierra (subsea-to-shore) que incluye bomba multifásica, colector, árboles de producción submarinos y líneas de flujo²

Este campo se descubrió en 1997 pero no fue sino hasta el año 2003 cuando se tomó la decisión final sobre el concepto y el desarrollo del mismo basándose en una etapa de evaluación bastante minuciosa. La producción del campo comenzó a observarse en el año 2007, es decir, el lapso entre descubrimiento y producción fue de tan solo 10 años, tiempo bastante reducido si comparamos con los proyectos en aguas profundas de fechas similares. Esto se logró gracias a la detallada descripción sísmica con la que se contaba del yacimiento desde su descubrimiento. En la actualidad existen algunos proyectos en los que se estudia la

posibilidad de comprimir el gas desde el fondo marino y remplazar la plataforma base tradicional.

Podemos ver también un caso que se presentó en el Mar del Norte en donde se instaló la primera planta de separación e inyección submarina en el mundo. Esto se realizó en el campo “Troll” en donde se instaló sobre el lecho marino un sistema de reinyección de agua producida el cual recibió el nombre de “bulk water knock out” (eliminación del agua producida) con una capacidad de inyección de 35,500 bpd, acción que llevó al equipo involucrado a tomar la delantera en la creación e implementación de tecnología de punta.

Los desarrollos submarinos en aguas profundas en países como Brasil, Noruega y Estados Unidos entre otros, son un ejemplo de las tecnologías que se pueden implementar para problemas específicos y evidencia la clara ventaja que representa el implementar nuevos métodos de explotación costa afuera cambiando los paradigmas presentes. Estas tecnologías deben de obedecer al tipo de yacimiento, profundidades de tirante de agua, distancias desde la costa, etc.

En el panorama petrolero nacional, el país deberá afrontar los retos que implican el desarrollo de operaciones en aguas profundas apoyándose en las tecnologías existentes ya probadas alrededor del mundo, adaptarlas a las necesidades específicas y finalmente innovar para crear las herramientas necesarias que requieren nuestros yacimientos costa afuera.

3.2. Panorama mundial.

Todo indica que en un futuro no muy lejano, gran parte de la producción de hidrocarburos provendrá de campos desarrollados en aguas profundas. Hoy en día se han logrado grandes avances en los métodos de exploración y producción en aguas profundas y se ha observado que apenas se rompe un record, surge otro que lo supera.

Las empresas petroleras se ven atraídas por la exploración en aguas profundas ante las posibilidades de hallar grandes reservas y altas tasas de producción que justifiquen los costos y los riesgos implicados. Algunos campos en aguas profundas contienen más de 2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y un solo pozo puede producir hasta 50,000 bpd. A finales de 1998, en los 28 campos que producían a una profundidad de tirante de agua de por lo menos 1,500 pies, se obtenían 935,000 bpd (Gérard Cuvillier, 2002)⁴. La mayor parte de estos campos se encuentran en el Golfo de México y en las costas de Brasil, aunque ya se han descubierto otros campos en las costas de África Occidental, en el lejano oriente y en las márgenes del atlántico norte. Según informes de analistas de todo el mundo, se ha descubierto un adicional de 43.5 miles de millones de barriles de petróleo en zonas con tirantes de agua que superan los 1,500 pies de profundidad, con una reserva potencial de otros 86.5 miles de

millones de barriles. Hasta la fecha solo se explorado aproximadamente la mitad de la superficie que se supone contiene hidrocarburos en 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 lugares cuyas profundidades superan los 3,300 pies de tirante de agua. En el caso de presentarse la necesidad de incursionar en algún proyecto de aguas profundas, la solución se adapta para cada proyecto.

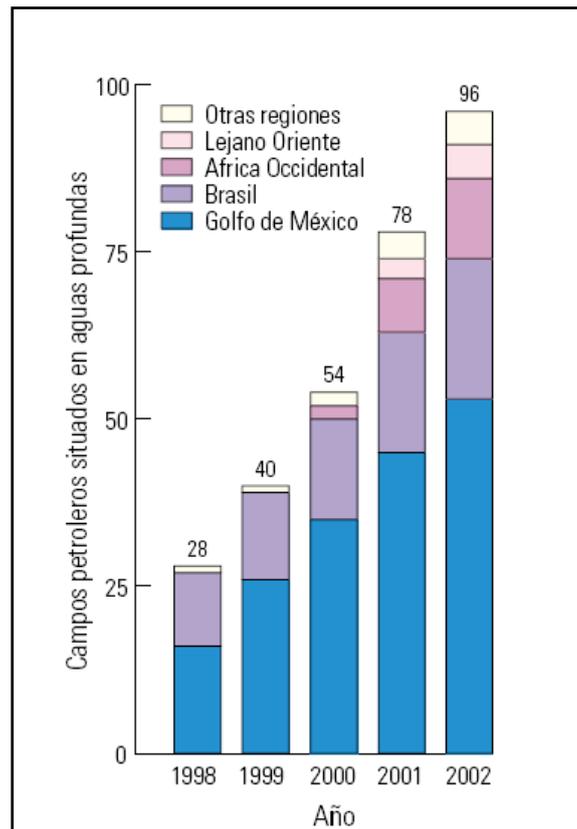


Figura 3.2. Campos petroleros situados en aguas profundas, agrupados por región y en función del tiempo⁴

3.2.1. Reservas y recursos en el mundo.

Es importante resaltar la diferencia entre los términos “aceite convencional” y “aceite no convencional”. El primero se refiere a todo aquel que no pertenece a la clasificación de aceite no convencional. El segundo se refiere a todo aquel que se encuentra en yacimientos de carbón o como bitumen, incluyendo al aceite extrapesado. Por otra parte llamaremos “reservas” a la cantidad de hidrocarburo que actualmente es tecnológica y económicamente recuperable, y nombraremos como “recurso” a todas aquellas cantidades que no pueden ser recuperadas con la tecnología disponible actual pero que son factibles de recuperarse en el futuro. En esta última también se

consideran todas aquellas cantidades que son geológicamente posibles de existir pero que no han sido encontradas físicamente en el momento de la clasificación (Pemex, 2009)²³.

A continuación se presenta las reservas de petróleo crudo de los principales países petroleros del mundo.

País	Millones de barriles
Arabia Saudita	264,251
Canadá	178,592
Irán	138,400
Irak	115,000
Kuwait	101,500
Emiratos Árabes Unidos	97,800
Venezuela	87,035
Rusia	60,000
Libia	41,464
Nigeria	36,220
Kazajstán	30,000
Estados Unidos	20,972
China	16,000
Katar	15,207
Argelia	12,200
México	12,187
Total mundial	1,331,698

Figura 3.3. Reservas de petróleo crudo de los principales países petroleros del mundo al 31 de diciembre de 2007²²

En términos de consumo mundial, el aceite crudo representa la mayor y mas importante fuente de combustible primario con una presencia del 36.4% de toda la energía primaria empleada en el mundo. Esto implica que para las próximas décadas no se observará un cambio importante en el uso de este recurso ubicándose todavía como el más importante energético a nivel mundial. A finales del 2005 se estimaba que cerca del 62% de las reservas mundiales se localizaban en el Medio Oriente, el 13% en Norte y Sur América y el resto se distribuye en los demás países petroleros. En términos de organizaciones, los países de la OPEC concentran el 76% de las reservas mundiales (de las cuales el 61% se encuentra en la región del Golfo Pérsico) mientras que en el resto de los países petroleros del mundo se concentra el 24% restante.

La producción mundial de crudo mostró un incremento moderado hasta el año 2003. En 2004 y 2005, éste incremento se observó mas fuerte, siendo el Medio Este y Norte

América, las regiones con las tasas más altas de producción. La producción acumulada mundial hasta el año 2005 equivale al 47% del total de las reservas mundiales descubiertas de aceite convencional, de las cuales, más de la mitad fue extraída en los últimos 23 años. Se espera que el punto máximo en el consumo del total de reservas mundiales se alcance en unos 10 ó 20 años. A partir de ese momento la declinación en la producción de aceite convencional es inevitable.

País	Producción noviembre 2008 (MMBPD)	País	Producción noviembre 2008 (MMBPD)
<i>Miembro de la OPEC</i>		<i>No miembro OPEC</i>	
Argelia	1.874	Argentina	0.683
Angola	1.990	Australia	0.534
Ecuador	0.502	Azerbaiyán	0.767
Indonesia	0.990	Brasil	1.807
Irán	4.000	Canadá	2.683
Irak	2.359	China	3.859
Kuwait	2.486	Colombia	0.624
Libia	1.700	Dinamarca	0.292
Nigeria	2.180	Egipto	0.570
Qatar	0.885	Guinea Ecuatorial	0.329
Arabia Saudita	8.959	Gabón	0.250
UAE	2.561	India	0.707
Venezuela	2.350	Kazakstán	1.385
		Malasia	0.619
		México	2.711
		Noruega	2.276
		Mar del Norte	3.897
		Omán	0.779
		Rusia	9.359
		Sudán	0.520
		Siria	0.384
		Reino Unido	1.307
		U.S.A.	4.938
		Vietnam	0.283
		Yemen	0.273
		Otros	2.584
Total mundial	73.358 (MMBPD)		

Figura 3.4. Producción mundial de aceite convencional. Promedio diario del mes de noviembre de 2008²⁰

En años recientes se observó un incremento en los precios del crudo, alcanzando históricos que sobrepasaron los US\$100 por barril. Algunos expertos asocian el inminente aumento del precio del crudo con el muy discutido punto máximo de

producción mundial. Otros atribuyen esto a diferentes factores un tanto más razonables que alarmistas, entre ellos podemos mencionar los siguientes:

- Incremento mundial en la demanda de aceite (principalmente de China, India y U.S.A.)
- Inestabilidad política en países como Venezuela, Nigeria, entre otros
- Desastres naturales como huracanes
- Guerra en Irak
- Especulación en el negocio del petróleo dado las bajas tasas de interés en los mercados de capital

Desde un punto de vista geológico, el potencial remanente de aceite convencional puede propiciar un moderado incremento en el consumo de este recurso en los próximos 10 ó 15 años. Después de entonces, se puede esperar una insuficiente oferta del recurso ante una demanda que lo sobrepasará por la inminente declinación de la producción en el momento que se sobrepase su punto máximo. Se deberá encontrar algún otro tipo de combustible que pueda suplir los requerimientos mundiales en el ámbito energético.

Se espera que para el año 2020, el aceite no convencional represente del 5 al 10 % del total de la producción de aceite mundial, mientras que para el año 2030 se piensa que tal cantidad se incrementará en un 10 al 15%, gracias en parte a los posibles altos costos en el precio del barril. También se visualiza una participación más fuerte de otros tipos de combustibles como los llamados combustibles sintéticos (Gas Natural), carbón y biomasa, siendo los primeros los de mayor presencia con un 22.5% del total del aceite no convencional.

3.2.2. Retos tecnológicos.

Los mayores desafíos en la construcción de pozos en aguas profundas se relacionan precisamente con esas grandes profundidades que se deben de superar, pero también con las condiciones naturales que se tienen en cada una de las zonas petroleras situadas costa afuera. En aguas ultraprofundas la perforación se puede realizar solo desde alguna unidad semisumergible o un barco de perforación, ambas con sistema de posicionamiento dinámico. Los equipos convencionales anclados al lecho marino solo

han sido capaces de trabajar hasta profundidades de tirante de agua de 6,000 pies en el Golfo de México. En las zonas marinas de África Occidental, las condiciones pueden resultar sumamente diferentes con respecto a las del Golfo de México, donde la presencia de corrientes submarinas dificulta el manejo del tubo ascendente. Es necesario utilizar equipos de perforación mucho más grandes y potentes para mantener la estabilidad frente a estas corrientes. Por otra parte, la profundidad extrema del agua también puede tener un fuerte impacto en el tiempo improductivo del equipo de perforación. Por ejemplo si se presenta un inconveniente en el funcionamiento del preventor submarino (BOP), puede tomar hasta tres días tan solo el levantarlo hasta la superficie para repararlo.

El desafío mas importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas consiste en perforar un hueco estable. En las cuencas sedimentarias jóvenes como las del Golfo de México, Brasil y África Occidental, los sedimentos pueden resultar subcompactados durante su deposición, situación que podría llevar a encontrar presiones de poro elevadas y gradientes de fractura bajos en comparación con pozos terrestres a las mismas profundidades (Gérard Cuvillier, 2002)⁴. Así, es importante realizar un buen diseño del pozo incluyendo un análisis económico minucioso para saber si el proyecto resulta rentable.

Como se comentó, las principales limitaciones que se presentan están estrechamente relacionadas con las grandes profundidades y las condiciones operativas extremas de la locación. Gran parte de la tarea pendiente tiene que ver con el aspecto metalúrgico: los metales sometidos a las temperaturas y presiones encontradas a tales profundidades se tornan quebradizos, lo cual provoca fallas en los equipos. Para poder alcanzar profundidades mayores quizá sea necesario el desarrollo de otros tipos de materiales completamente nuevos.

Otro ámbito de investigación es el relacionado con los tubos ascendentes, los amarres y los umbilicales. Se están realizando investigaciones con el fin de evaluar las vibraciones inducidas sobre los tubos ascendentes de perforación y la posibilidad de desarrollar amarres de poliéster.

A medida que se descubren nuevas zonas productivas y se agotan los campos maduros, los operadores deben de hacer frente al abandono de algunos pozos submarinos, lo cual representa un desafío de la misma envergadura que cualquier otra operación submarina. Es importante mantener el control del pozo en todo momento y respetar las pautas de las operaciones de abandono.

Las empresas petroleras han especificado ciertas áreas en las cuales resulta imperioso hallar nuevas soluciones para aguas profundas. En primer lugar se encuentra el tema del aseguramiento de flujo. Las parafinas y los hidratos constituyen la causa principal de bloqueo de flujo a lo largo de la extensa distancia horizontal que existe entre la

terminación submarina y su conexión a la plataforma de producción. Si fuera posible encontrar formas de combatir la formación de parafinas e hidratos, se podrían utilizar conductos de mayor extensión y sería posible reducir los costos, lo cual permitiría el desarrollo de reservas que en este momento se consideran marginales.

Además de las trampas tradicionales de aceite y gas en aguas profundas del Golfo de México, también se encuentran en ese lugar significantes recursos de gas natural en forma de hidratos, los cuales podrían superar en 30 y hasta 300 veces las reservas de aceite y gas de los yacimientos convencionales. Un hidrato de gas es una trampa de hielo que contiene moléculas de gas en su interior, primordialmente metano. Se forma solamente sobre y debajo del lecho marino a condiciones de baja temperatura, alta presión y presencia de gas metano. En el Golfo de México se encuentran en profundidades mayores o iguales a 1,450 pies. Cada pie cúbico de hidrato de metano produce 165 pies cúbicos de gas a condiciones estándar de presión y temperatura.

Sin embargo es, hasta hoy en día, cuando se han comenzado a desarrollar las posibles alternativas de explotación de estos recursos ya que la tecnología con la que se cuenta actualmente no es suficiente ni la más apropiada para tal objetivo.

3.2.3. Alianzas estratégicas.

Los adelantos tecnológicos que se requieren para romper las barreras impuestas por los grandes océanos son de tal magnitud que no se pueden conseguir de forma individual o a través de una sola compañía. Tanto las empresas petroleras como las compañías de servicios, los contratistas de perforación, las instituciones académicas, los grupos gubernamentales y los fabricantes de equipos, se encuentran empeñados en la búsqueda de soluciones. Algunas empresas petroleras establecen sus propios grupos de perforación especializados para supervisar las tareas de perforación en aguas profundas. Muchos operadores y contratistas forman consorcios industriales, iniciativas y proyectos conjuntos con el propósito de identificar las brechas tecnológicas y aunar sus conocimientos y recursos. Podemos mencionar por ejemplo el consorcio "Deepstar" formado en el Golfo de México, dirigido por Texaco en E.U.A. y conformado por 22 compañías petroleras y 40 contratistas y empresas de servicios; PROCAP encabezado por Petrobras en Brasil; el Grupo Industrial Conjunto de las Márgenes del Atlántico (AMJIG, por sus siglas en inglés) en el Reino Unido; y el Programa Noruego de Aguas Profundas (Gérard Cuvillier, 2002)⁴.

Las compañías están enfocadas en encontrar la mejor solución para resolver estos problemas. Algunas proponen por ejemplo utilizar métodos en los que se ve involucrado el uso de tubería flexible para conducir las herramientas necesarias a través de los conductos y realizar el trabajo de limpieza. También se estudia la posibilidad de utilizar calentadores con la capacidad de aumentar la temperatura de

las tuberías con el fin de controlar la formación de parafinas e hidratos. La organización Deepstar ha desarrollado una instalación especial para realizar pruebas en tamaño real en Wyoming, E.U.A., la cual consiste de un circuito de flujo de 8 km de longitud que es utilizado para verificar los programas de predicción de formación de hidratos y los simuladores de flujo multifásico, además de probar nuevos inhibidores de hidratos, observar el inicio de la formación de los tapones de hidratos, evaluar los sensores y comprender como actúa la deposición de parafinas. En Brasil se están estudiando varios proyectos que contemplan la medición, separación y bombeo de flujo multifásico submarino.

El programa noruego de aguas profundas se formó en 1995 con los responsables de las licencias de operación costa afuera de la plataforma continental noruega, en las que se incluyen compañías como Esso, BP Amoco, Norsk Hydro, Shell, Saga y Statoil. El objetivo del programa era hallar soluciones más económicas para hacer frente a los desafíos que presentan las áreas de aguas profundas y comprendía: la adquisición de datos climáticos y de las corrientes; la construcción de un modelo regional del lecho marino y los sedimentos someros; la determinación de los requisitos con respecto al diseño y a las operaciones; y la resolución de problemas relativos a las líneas de flujo, a los cordones umbilicales y al flujo multifásico.

Estos refuerzos conjuntos se establecieron no solo con la finalidad de encontrar soluciones tecnológicas submarinas sino con la firme intención de integrar los grandes proyectos de aguas profundas, su exploración y producción en general. De acuerdo con algunos cálculos aproximados, el 20% de las inversiones de capital global en desarrollo de campos marinos están destinadas a instalaciones y terminaciones submarinas. A medida que los equipos continúen demostrando su confiabilidad en la solución de problemas para el desarrollo de aguas profundas, será probable que este porcentaje se incremente aún más.

Hoy en día son muchas las compañías que han adquirido experiencia en los trabajos en aguas profundas, sin embargo existen también aquellas que todavía no terminan de asimilar por completo las ventajas y limitaciones que estas operaciones acarrearán. A pesar de esto, la mayoría de ellas coinciden en que se han presentado grandes avances en el tema y que para seguir vigentes en la industria es necesario evolucionar y adaptarse a las nuevas necesidades y sus soluciones tecnológicas.

3.2.4. El Golfo de México (región norteamericana).

3.2.4.1. Exploración.

A continuación se presentan los datos más sobresalientes proporcionados por la “Mineral Management Service” en su reporte del año 2008 sobre el desarrollo de la industria costa afuera en la región norteamericana del Golfo de México.

La perforación de pozos exploratorios tuvo gran apoyo en los últimos años. Se reportaron 94 de este tipo en el año 2007, los cuales han conducido a nuevos descubrimientos de yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, situación que podemos apreciar en la imagen (Figura 3.5.).

Nombre del Proyecto	Área/Bloque	Tirante de Agua [pies]	Compañía
Danny	GB 506	2,821	Energy Resource Technology
Droshky	GC 244	2,920	Marathon
Isabela	MC 562	6,535	BP
Julia	WR 627	7,087	ExxonMobile
Magellan	EB 424	2,767	Mariner Energy
Noonan	GB 506	2,715	Energy Resource Technology
Vicksburg	DC 353	7,457	Shell
West Tonga	GC 726	4,674	Andarko

Figura 3.5. Lista de los descubrimientos reportados en el año 2007 en aguas profundas de la región norteamericana del Golfo de México²⁰

En el año 2007 se tuvo un record de 15 plataformas de perforación operando en el Golfo de México a profundidades de más de 5,000 pies realizando trabajos en yacimientos de aceite y de gas. Se tiene planeado terminar de construir otras 13 plataformas de perforación en los siguientes dos años para trabajar en estas profundidades. Estas plataformas están siendo construidas con sistemas de posicionamiento dinámico y por lo tanto no van a requerir ser ancladas al lecho marino.

Se han presentado grandes cambios en el desarrollo de las actividades costa afuera incluyendo las consideraciones ambientales pertinentes. Estas consideraciones y los grandes costos de las operaciones con frecuencia provocan que el tiempo que transcurre desde que se descubre un nuevo yacimiento hasta que se pone en explotación el primer pozo, se prolongue considerablemente. Pese a lo anterior podemos observar un elevado incremento en los descubrimientos costa afuera del Golfo de México que obedecen al desarrollo de nuevas y mejores tecnologías además de los resultados del análisis económico que demuestra la rentabilidad de los proyectos. Con esto se ha podido incrementar los volúmenes de reservas estimados en

esta región, mismos que representan aproximadamente el 44% con respecto del año 2006. Es importante recalcar el hecho de que conforme las compañías se han aventurado en ir hacia aguas más profundas, el volumen de los nuevos yacimientos encontrados no resultan ser menores de los que se ubican en aguas más someras, incluso en algunos casos se han podido estimar reservas aún mayores en aguas profundas.

3.2.4.2. Perforación y desarrollo.

La perforación en aguas profundas se puede realizar desde barcos de perforación, unidades semisumergibles, plataformas de perforación-producción, y en general, por los distintos tipos de plataformas estudiadas en el capítulo anterior. Sin embargo hoy en día existen muchos prospectos esperando a ser perforados en aguas profundas y que lamentablemente deben de permanecer así por lo poca disponibilidad de estos equipos de perforación, además de que el aumento en las profundidades del tirante de agua obliga a mantener contratos de renta de los equipos por periodos más prolongados.

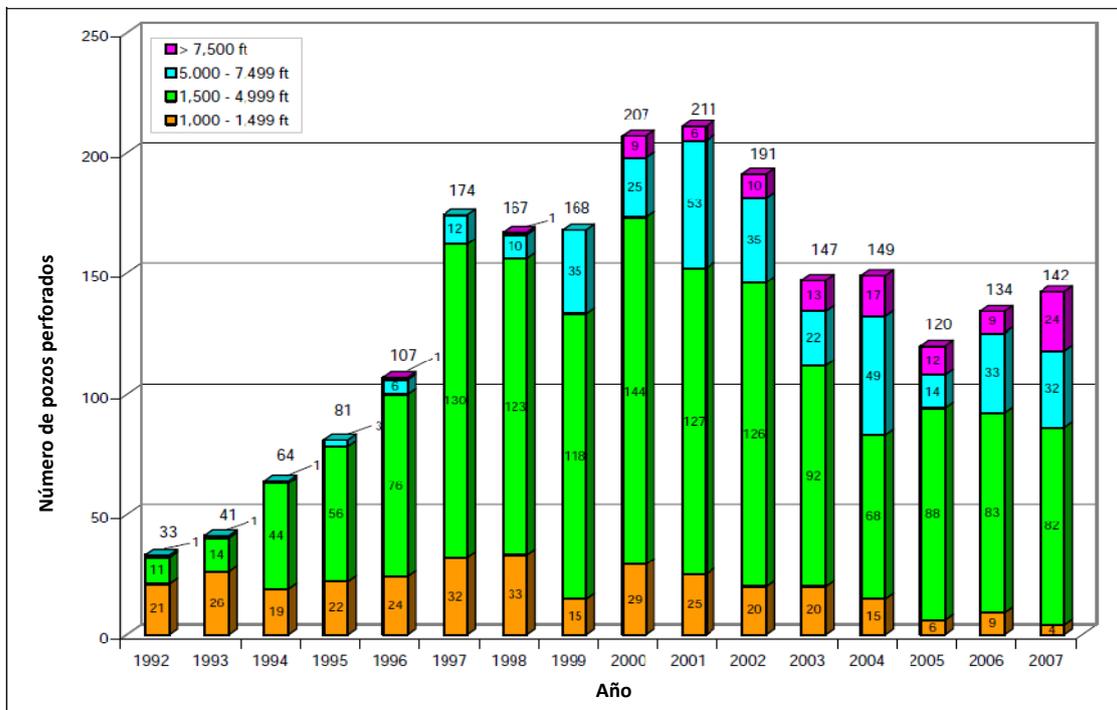


Figura 3.6. Todos los pozos perforados en aguas profundas en la región norteamericana del Golfo de México ordenados por tirante de agua²⁰

Por citar un ejemplo mencionemos el caso de PetroMENA ASA, empresa dedicada a la construcción de plataformas y que actualmente cuenta con tres en fabricación para trabajar en aguas profundas de hasta 10,000 pies de tirante de agua. Las primeras dos estarán listas a finales del año 2009 y ya están contratadas por Petrobras, mientras que la tercera se concluirá en el año 2010 y también cuenta con un contrato para trabajar con Pemex.

Desde el año 1992 hasta la fecha se ha observado un importante incremento en la perforación de pozos en aguas cada vez más profundas (Figura 3.6.). Se debe tener presente que la complejidad de este tipo de operaciones de perforación costa afuera es un factor importante que interviene en el tiempo que transcurre desde que se descubre el yacimiento hasta que se pone a producir el primer pozo.

3.3. Panorama Nacional.

La industria petrolera mexicana ha presentado una tendencia a la baja en su producción desde el año 2005 principalmente por el declive del campo Cantarell. Además de lo anterior, la paraestatal Pemex tiene una deuda que sobrepasa los 100 millones de dólares, sin embargo si se considera el valor de las reservas probadas y su potencial, no podríamos considerarla en quiebra.

Se han realizado importantes inversiones en exploración y producción en los últimos 8 años sin lograr avances significativos ya que si comparamos la adición de reservas probadas durante el mismo periodo, se puede concluir que reponer las reservas tiene un muy alto costo por barril. También se observa que las inversiones y los costos de ese periodo de tiempo con respecto al petróleo total producido nos arrojan un costo promedio de producción en rápido aumento. Los contratos de servicios múltiples han ayudado a aumentar la producción de gas en la región de Burgos. En este aspecto se puede optar por un modelo en el que se consiga aumentar la producción de gas en tierra firme como se hace en Alberta, Canadá, y se podría aplicar para desarrollar Chicontepec.

De acuerdo con estimaciones de Pemex, en aguas profundas existe un potencial de más de 50 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Javier H. Estrada, 2007)¹⁰. Son negocios de alto riesgo geológico, técnico y financiero. Adicionalmente, la tecnología y la infraestructura con la que cuenta el país no es la que requieren los trabajos en aguas profundas en donde todo debe de ser robotizado. Los desarrollos pueden llevar hasta 10 años antes del inicio de la producción, y aún durante y después de ese proceso, este tipo de campos petroleros pueden seguir implicando riesgos tecnológicos y geológicos importantes, además del riesgo de sobrepasar los presupuestos, lo cual sucede con bastante frecuencia en los grandes desarrollos costa afuera en aguas profundas. La explotación de hidrocarburos en aguas profundas

representa un reto fundamentalmente nuevo para México, por lo que la estructura de las instituciones y de la industria petrolera nacional debe evolucionar para poder encararlo con éxito.

3.3.1. Reservas.

3.3.1.1. Reservas remanentes totales.

Las reservas remanentes totales, también denominadas 3P, correspondientes a la suma de las reservas probada, probable y posible, al 1 de enero de 2009 ascienden a 43,562.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Específicamente, la reserva probada participa con 32.8 por ciento, la probable con 33.3 por ciento y la reserva posible con 33.8 por ciento (Pemex, 2009)²³, como se muestra en la siguiente figura (Figura 3.7.).

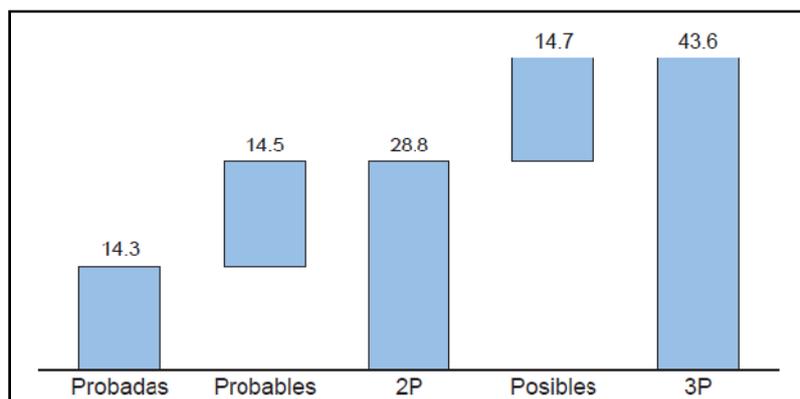


Figura 3.7. Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país²³

3.3.1.2. Evolución de las reservas.

La clasificación por tipo fluido de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la figura 3.8. De esta forma, al 1 de enero de 2009, el aceite aporta 71.0 por ciento del total, el gas seco 19.7 por ciento, los líquidos de planta agregan 8.0 por ciento y el condensado 1.3 por ciento. En un contexto regional, las reservas 3P se distribuyen en la siguiente forma, la Región Norte contribuye con 45.3 por ciento, la Región Marina Noreste con 29.4 por ciento, la Región Sur 13.5 por ciento y la Región Marina Suroeste con 11.9 por ciento.

La clasificación de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad se muestra en la figura 3.9. Las reservas totales de aceite crudo al 1 de enero de 2009 ascienden a 30,929.8 millones de barriles, donde el aceite pesado participa con 54.4

por ciento de este volumen, el aceite ligero con 35.4 por ciento y el superligero con 10.2 por ciento. En particular, la Región Marina Noreste contribuye con 68.7 por ciento del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte concentra 61.6 por ciento del total de aceite ligero y 47.2 por ciento del total de aceite superligero.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2006	Total	33,093.0	863.0	3,479.4	8,982.2	46,417.5	62,354.8	55,080.8	46,715.6
	Marina Noreste	13,566.4	509.6	421.1	696.4	15,193.5	6,188.5	4,580.8	3,621.7
	Marina Suroeste	2,773.1	185.2	360.2	724.9	4,043.5	5,670.9	4,653.1	3,770.1
	Norte	12,877.3	51.5	1,659.4	5,950.9	20,539.1	39,055.1	34,860.8	30,950.5
	Sur	3,876.1	116.6	1,038.7	1,610.0	6,641.4	11,440.3	10,986.1	8,373.3
2007	Total	31,908.8	941.2	3,417.5	9,108.9	45,376.3	63,045.2	55,364.2	47,367.9
	Marina Noreste	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0	5,716.7	3,853.7	3,067.5
	Marina Suroeste	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0	7,961.9	6,936.0	6,048.5
	Norte	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0	38,910.0	34,721.4	30,564.5
	Sur	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3	10,456.6	9,853.1	7,687.3
2008	Total	31,211.6	879.0	3,574.7	8,817.4	44,482.7	61,358.5	54,288.1	45,858.8
	Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7	5,382.7	3,384.8	2,709.7
	Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9	8,269.3	7,602.0	6,566.2
	Norte	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0	37,546.1	33,741.6	29,193.0
	Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1	10,160.4	9,559.6	7,389.9
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1

Figura 3.8. Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región²³

Las reservas totales de gas natural al 1 de enero de 2009 ascienden a 60,374.3 miles de millones de pies cúbicos, la Región Norte concentra el 60.5 por ciento. Las reservas de gas a entregar en las plantas procesadoras ascienden a 53,382.5 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que las reservas de gas seco alcanzan 44,622.7 miles de millones de pies cúbicos. En la figura 3.8. se presenta esta información, así como su evolución histórica. La clasificación de las reservas totales de gas natural por su asociación con el aceite en el yacimiento, se muestra en la figura 3.9., se observa que las reservas 3P de gas asociado al 1 de enero de 2009 totalizan 44,710.0 miles de millones de pies cúbicos, representando 74.1 por ciento del total, como consecuencia de que la mayoría de los yacimientos en el país son de aceite, y el restante 25.9 por ciento son reservas de gas no asociado. En particular, la Región Norte aporta 42.3 por ciento de estas reservas, la mayor parte localizadas en yacimientos de gas húmedo, mientras que la Región Marina Suroeste concentra 40.5 por ciento, encontrándose la mayor parte de la reserva en yacimientos de gas húmedo. La Región Sur por su parte explica 16.9 por

ciento del total, ubicándose principalmente en yacimientos de gas y condensado, y el complemento de 0.4 por ciento se localiza en la Región Marina Noreste en yacimientos de gas seco.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pecado	Ligero	Superligero		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
mmmb	mmmb	mmmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2006	Total	18,786.6	11,523.3	2,783.0	48,183.0	5,149.1	4,219.5	4,803.3	14,171.8
	Marina Noreste	13,487.5	78.9	0.0	6,130.7	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	667.6	1,538.4	567.1	2,961.6	1,938.0	0.0	771.4	2,709.3
	Norte	4,326.4	7,040.3	1,510.6	31,726.6	97.4	3,990.3	3,240.9	7,328.5
	Sur	305.2	2,865.7	705.3	7,364.1	3,113.8	229.2	733.3	4,076.2
2007	Total	17,710.4	11,317.7	2,880.6	47,403.1	4,791.2	5,766.3	5,084.7	15,642.1
	Marina Noreste	12,444.0	66.5	0.0	5,658.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	650.2	1,622.2	628.6	3,280.4	2,020.0	1,301.8	1,359.7	4,681.5
	Norte	4,303.4	6,954.6	1,511.4	31,436.5	97.4	4,290.3	3,085.8	7,473.5
	Sur	312.8	2,674.4	740.7	7,027.2	2,673.9	174.1	581.4	3,429.4
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9	46,067.0	4,157.2	5,922.3	5,212.1	15,291.6
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0	5,325.0	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3	3,163.0	1,734.3	2,010.6	1,361.4	5,106.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5	30,594.1	88.8	3,795.9	3,067.4	6,952.0
	Sur	323.5	2,612.5	865.0	6,984.9	2,334.1	115.8	725.6	3,175.5
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5	44,710.0	5,052.5	5,545.8	5,065.9	15,664.3
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Figura 3.9. Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural²³

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la figura 3.10., incluyendo el detalle de los principales elementos que generan variaciones a dicha reserva. La estimación al 1 de enero de 2009 registró un decremento de 2.1 por ciento con respecto a las reservas totales del año anterior.

La mayor parte de la reducción se explica por la producción de 1,451.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2008, de los cuales la Región Marina Noreste aportó el 47.5 por ciento. Los descubrimientos aportaron 1,482.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, restituyendo el 102.1 por ciento de la producción de 2008. Los desarrollos incrementaron las reservas en 206.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones las redujeron en 1,157.8 millones de barriles. Considerando las adiciones, revisiones y desarrollos, se restituyeron 530.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que representa una tasa de restitución integrada de 36.6 por ciento.

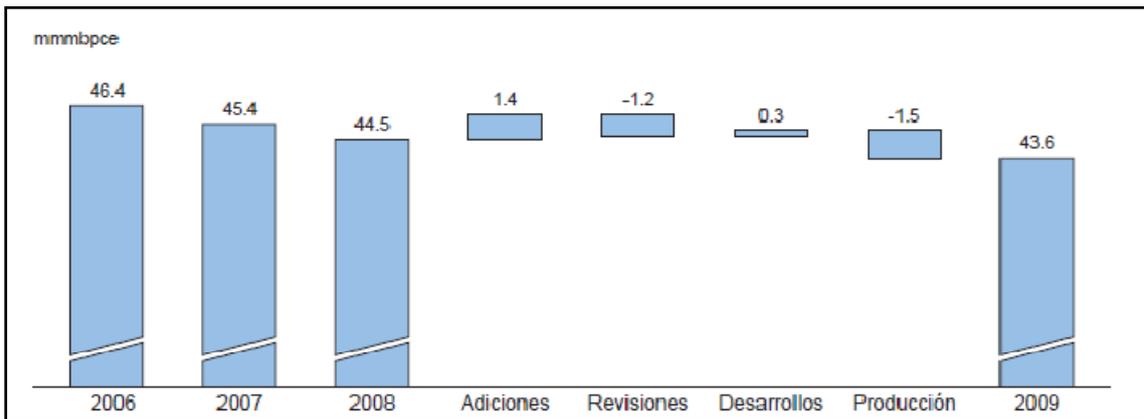


Figura 3.10. Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país²³

3.3.1.3. Relación reserva-producción.

La relación reserva producción, cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2009 entre la producción del año 2008, considerando las reservas totales, resulta de 30.0 años, para el agregado de reservas probadas más probables (2P) de 19.9 años y para las reservas probadas de 9.9 años. Esta relación no contempla declinación de la producción, incorporación de reservas en el futuro, ni variaciones en los precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte.

3.3.2. Nuevos descubrimientos.

Los resultados de incorporación de reservas de hidrocarburos por actividad exploratoria continúan mejorando sistemáticamente. Específicamente, este año Petróleos Mexicanos alcanzó la cifra de incorporación de reservas 3P más alta desde la adopción de los lineamientos internacionales emitidos conjuntamente por la Society of Petroleum Engineers, por el World Petroleum Council y la American Association of Petroleum Geologists.

Durante 2008 se realizaron descubrimientos de reservas 3P por 1,482.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto representa un incremento en la incorporación de reservas totales por actividad exploratoria de 40.7 por ciento con respecto al año anterior. Asimismo, otro de los resultados relevantes logrados en las actividades exploratorias para el mismo año, se refiere a que el tamaño de los descubrimientos realizados por pozo se incrementó de 2007 a 2008, pasando de 43.9 a 78.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto indudablemente

permitirá reducir los costos de descubrimiento y desarrollo, así como los de producción una vez que se inicie la explotación de las reservas asociadas.

La incorporación de reservas 3P por descubrimientos lograda en 2008, se concentró principalmente en la Región Marina Noreste alcanzando 54.9 por ciento, esto por los resultados de los pozos Kambesah-1, Ayatsil-DL1 y Pit-DL1. La Región Marina Suroeste por su parte, contribuyó con 30.3 por ciento de las reservas totales, adicionadas por los pozos Tsimin-1, Tecoalli-1, Xanab-DL1 y Yaxché-1DL. Las regiones Norte y Sur aportaron cada una 7.4 por ciento del total de reservas 3P.

3.3.2.1. Descubrimientos marinos.

En la Sonda de Campeche se descubrieron reservas de aceite pesado con la perforación de los pozos delimitadores Ayatsil-DL1 y Pit-DL1, agregándose una reserva 3P de 782.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que el pozo Kambesah-1 adicionó reservas de aceite ligero que significan 30.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En Litoral de Tabasco se incorporaron reservas de aceite ligero en los campos Xanab, por su yacimiento nuevo a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, y Yaxché, que agrega yacimientos en arenas del Terciario. En Salina del Istmo se descubrieron arenas productoras de edad Mioceno en el campo Tecoalli. En conjunto, los campos anteriores adicionaron 449.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los descubrimientos marinos incorporaron 85.2 por ciento de la reservas totales, acumulando una reserva 3P de 1,020.1 millones de barriles de aceite y 1,188.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que de manera conjunta alcanzan 1,262.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Además, en la Cuenca del Golfo de México Profundo, como se mencionó anteriormente, se descubrieron recursos de aceite pesado a nivel Cretácico mediante el pozo Tamil-1, por más de 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que se estima reclasificar en reservas una vez que se confirme la extensión del yacimiento, derivada de la interpretación sísmica, mediante al menos la perforación de un pozo adicional.

3.3.3. Cuenca del Golfo de México profundo.

La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados. Con base en la información hasta ahora adquirida, se han identificado nueve provincias geológicas (Figura 3.11.), distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

Algunas de las características geológicas son: Cinturón Plegado de Perdido, echado abajo de la Franja de Sal Alóctona, se formó un cinturón plegado y fallado originado por emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica, que involucra a la secuencia mesozoica. Las estructuras parecen estar nucleadas por sal, siendo alargadas, muy grandes (de más de 40 kilómetros) y apretadas. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 metros. Recientemente un consorcio de varias compañías perforó un pozo del lado americano en el área conocida como Cañón de Alaminos en la extensión hacia el Norte del cinturón plegado, que según algunas fuentes encontró hidrocarburos. El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite.

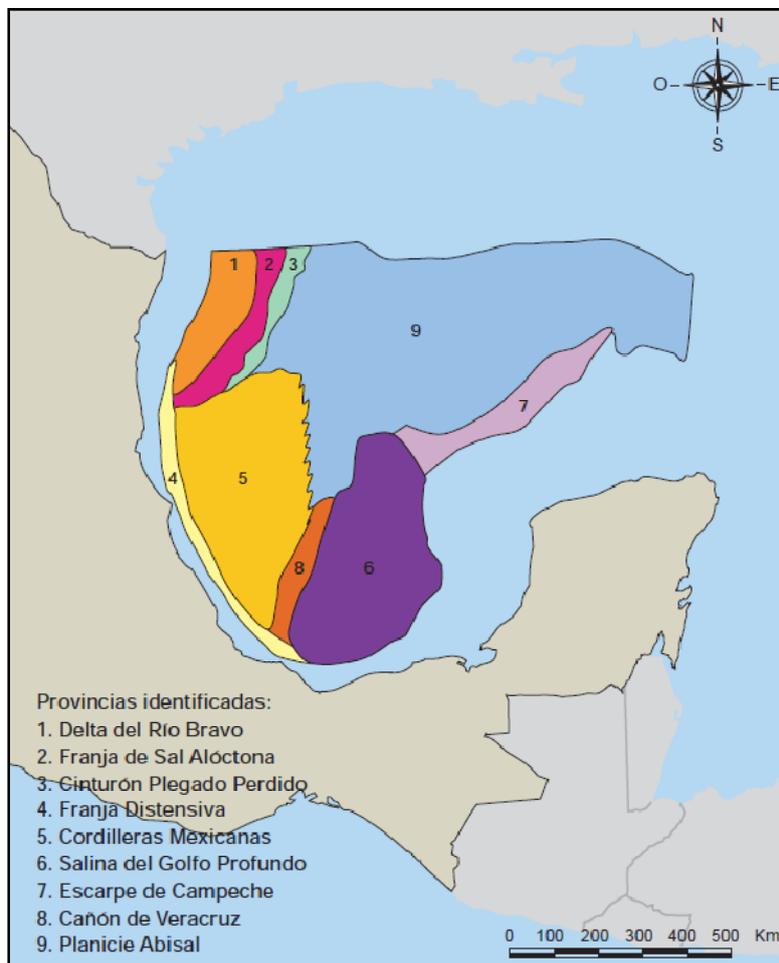


Figura 3.11. Provincias geológicas identificadas en la cuenca del Golfo de México profundo²³

La Provincia de las Cordilleras Mexicanas, se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas muy alargadas, cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur. Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria. Estas estructuras corresponden a la extensión al Sur del cinturón plegado de las Cordilleras

Mexicanas, mismas que se asocian a un despegue regional localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno. En este sector los principales hidrocarburos que pueden estar presentes corresponden al gas y posiblemente aceites superligeros.

En la provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo) la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de mini-cuencas por evacuación de sal donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

En el extremo Sur-Oriental y Oriental del área se encuentra parte del frente tectónico compresivo que generó las principales estructuras productoras en la Sonda de Campeche (cinturón plegado Reforma-Akal), donde predominan las fallas inversas de bajo ángulo orientadas en dirección Noroeste-Sureste y cuya dirección de transporte es hacia el Noreste. Asimismo, la cubierta sedimentaria Terciaria en esta zona tiende a ser más delgada, estando las estructuras mesozoicas relativamente más someras, por lo que se espera aceite pesado principalmente.

La perforación de pozos inició en 2004 en el proyecto Golfo de México B, donde a la fecha se han perforado ocho pozos exploratorios, resultando exitosos: el pozo Nab-1, productor de aceite extrapesado, y los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, de gas no asociado. Estos pozos en conjunto, incorporaron una reserva total de 548 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los estudios de recursos prospectivos realizados en esta cuenca, indican que es la de mayor potencial petrolero, al estimarse un recurso prospectivo medio de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 56 por ciento del recurso total del país, el cual asciende a 52,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Del total del recurso prospectivo estimado en esta cuenca, se tienen documentados 7,222 millones de barriles de petróleo crudo equivalente registrados en 126 oportunidades exploratorias, lo que representa 24 por ciento del potencial; el 76 por ciento restante está en proceso de documentación.

CAPITULO IV

TECNOLOGÍA DOBLE GRADIENTE

Uno de los desafíos más grandes en la perforación de pozos en aguas profundas consiste en conseguir la estabilidad del agujero. Existen en el mundo varias cuencas sedimentarias jóvenes en las que se observan elevadas tasas de depositación de sedimentos, tal es el caso del Golfo de México y partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, estos sedimentos pueden resultar subcompactados durante su asentamiento (Gérard Cuvillier, 2002)⁴. 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 a las mismas profundidades, y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea reducida, es decir, que nuestra ventana operacional resulte demasiado estrecha para trabajar. Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados sobre de la presión de poro y del gradiente de fractura, ya que para perforar un hueco hidráulicamente estable, se debe de 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 sargas de revestimiento para controlar los sedimentos someros y no consolidados, así como las zonas de transición más profundas que presentan inestabilidad, mismas que requieren un mayor número de tuberías de revestimiento provocando que en ocasiones no se alcance el yacimiento, o bien, si se alcanza, el diámetro de la tubería de producción que se podrá colocar dentro de la tubería de revestimiento final es tan pequeño que los gastos de producción se ven restringidos y por lo tanto el proyecto se vuelve poco rentable.

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 se les atraviesa con la sarga de perforación pueden provocar graves problemas de inestabilidad en las paredes del pozo. Por otra parte, las zonas con flujo de agua impiden realizar una adecuada cementación y también dificultan las operaciones de entrada al pozo en su fase inicial obligando a emplear una mayor cantidad de tuberías de revestimiento superficiales.

La industria petrolera debe desarrollar soluciones para estos y muchos otros problemas con la finalidad de garantizar la seguridad y la eficiencia de las operaciones en aguas profundas. Además se debe buscar la forma de reducir los costos que en este tipo de trabajos costa afuera resultan demasiado elevados. En algunos casos, la solución consistirá en una nueva herramienta o una técnica completamente nueva, tal es el caso de la tecnología de perforación Doble Gradiente.

4.1. Presiones de poro y de fractura.

En las cuencas sedimentarias las formaciones se compactan a medida que se van depositando. Parte de los fluidos que se encuentran en los poros son expulsados, los sedimentos se compactan para formar rocas consolidadas y la presión de poro aumenta con la profundidad. En el caso de las cuencas con alta tasa de depositación, como el Golfo de México, los fluidos excedentes quedan atrapados en los sedimentos de baja permeabilidad mientras continúan enterrándose. Estas formaciones se vuelven subcompactadas y se desarrolla una sobrepresión o presión de poro superior a la hidrostática. En las zonas con sobrepresión, la porosidad de la roca o alguna medición de un parámetro sensible a la porosidad, como el tiempo de tránsito o la resistividad de la formación, se desvía con respecto a su tendencia normal de compactación. Estas zonas sobrepresionadas resultan peligrosas durante la perforación, ya que si no se detectan pueden provocar amagos de reventón (o brotes imprevistos) y requieren un número adicional de tuberías de revestimiento para mantener el peso del lodo dentro de la diferencia admitida entre la presión de poro y el gradiente de fractura (Gérard Cuvillier, 2002)⁴.

Para poder construir pozos en aguas profundas de forma segura y económica, resulta imprescindible tener un conocimiento completo de las presiones de poro y de fractura. Antes de la perforación, la presión de poro se puede calcular a partir de otros elementos, tales como las velocidades sísmicas locales, las densidades del lodo y las mediciones sónicas y de resistividad obtenidas en pozos cercanos, además del apoyo imprescindible de la experiencia en la perforación. La validez de las predicciones de la presión dependerá de la calidad de los datos ingresados, 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 misma y de perfiles sísmicos verticales, generados a partir de fuentes de superficie o de la sarta de perforación como fuente acústica.

Este método resultó de fundamental importancia para el éxito de un proyecto de perforación con tres pozos realizado en el Golfo de México. El primer pozo comenzó a perforarse con una predicción preliminar de la presión de poro que se debía de actualizar durante el proceso de perforación. La predicción fue actualizada y calibrada con información derivada de amagos de reventón. En el segundo pozo se aplicó la técnica de predicción de la presión de poro. Mediante registros sónicos, de resistividad y de peso de lodo, y la experiencia adquirida en un pozo vecino fue posible crear el modelo preliminar de la presión de poro.

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada,

dependerá de la consolidación de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

4.2. Levantamiento submarino del lodo de perforación.

El interés por desarrollar un sistema de perforación doble gradiente, comenzó a principios de los años sesenta. En ese entonces el objetivo era eliminar el gradiente hidrostático dentro del tubo ascendente, razón por la cual se le nombró “raiserless” (eliminación del tubo ascendente) a este tipo de tecnología, sin embargo, la capacidad para lograr dicho objetivo era limitada y en cierta forma no resultaba urgente conseguir dicho objetivo. Así, la tecnología convencional de perforación fue la mejor opción para desarrollar los campos ubicados costa afuera (P. R. Hariharan, 2003)¹⁸.

No fue sino hasta 1990 cuando el tema de la perforación doble gradiente volvió a tomar relevancia en la mesa de discusión, obedeciendo en gran medida a los nuevos descubrimientos que se estaban realizando en el Golfo de México. El interés de las compañías por obtener bloques del Golfo de México (región norteamericana) en las cuales trabajar, aumentó considerablemente, así como la competencia por contratar las plataformas petroleras con capacidades para desarrollar trabajos en aguas profundas, mismas que resultan incluso hoy en día insuficientes para satisfacer su demanda. El concepto de perforación doble gradiente apareció como un camino viable para reducir los requerimientos del equipo necesario para desarrollar las aguas profundas, además de ofrecer una solución menos costosa al disminuir el número de sargas de perforación necesarias y el volumen de lodo de perforación requerido. También se hizo evidente el hecho de que con el uso de este tipo de tecnología Doble Gradiente se requieren equipos de perforación más pequeños para realizar los trabajos en aguas profundas, lo que implica el pago de una menor renta.

En primera instancia, el manejo de la tecnología de perforación implica ampliar la ventana operacional generada entre la presión de fractura y la presión de poro, misma que se aprecia muy estrecha cuando se realiza una perforación convencional. El uso de esta tecnología Doble Gradiente y sus ventajas ha sido bien documentado. Algunas de estas ventajas son las siguientes:

- Menor número de tuberías de revestimiento para alcanzar la profundidad total

- Diámetro óptimo del aparejo de producción
- Menores costos para alcanzar el objetivo geológico
- Menor probabilidad de pérdidas de circulación asociadas a problemas de control de pozo
- Reducción en el tiempo de perforación
- Reducción en los requerimientos de presión del tubo ascendente al llenar con agua de mar el interior del mismo
- Uso de plataformas más pequeñas

4.3. Perforación Doble Gradiente.

La perforación Doble Gradiente se basa en conseguir dos gradientes de presión hidrostática distintos al esperado con una perforación convencional, generando la misma presión en el fondo del agujero que normalmente se obtiene con un solo fluido de perforación. El gradiente de lodo es referenciado al lecho marino que recibe el nombre de línea de lodo. La presión dentro del pozo es la suma del gradiente generado por la columna de agua que va desde la superficie hasta la línea de lodo, y el gradiente del lodo de perforación que se encuentra desde la línea de lodo hasta el fondo del pozo. Así, el margen entre los gradientes de presión de poro y de fractura se incrementa significativamente. El perfil de la presión con un sistema Doble Gradiente es similar al perfil de presión observado en sedimentos de aguas profundas: una sobrecarga de agua y tierra.

4.4. Alianza estratégica.

La Junta de Proyectos Industriales (Joint Industry Projects, JIP) fue un proyecto para diseñar un nuevo método de perforación y construcción de pozos en aguas profundas con un número mínimo de sartas de revestimiento, esto con la finalidad de alcanzar los objetivos geológicos profundos con un agujero cuyo diámetro permitiera la producción de hidrocarburos a gastos óptimos (Gérard Cuvillier, 2002)⁴.

En el Golfo de México y en las cuencas de las zonas marinas de África Occidental, las altas tasas de deposición provocan la rápida acumulación de sedimentos, mismos que pueden alcanzar profundidades considerables sin llegar a compactarse ni a desalojar la cantidad suficiente de agua para poder consolidarse. En estas formaciones débiles y no consolidadas las presiones de poro son elevadas, sin embargo también se observan presiones de fractura bajas. Durante la perforación de estas zonas se emplean lodos con una densidad alta, y dada la gran distancia vertical existente entre el equipo de perforación y la formación, se crea una columna de lodo demasiado pesada, tanto en la sarta de perforación como en el tubo ascendente. Esta gran presión hidrostática que

se genera, provocará la fractura de la formación a menos que se coloque una tubería de revestimiento. En las zonas superiores del pozo se colocan varias tuberías de revestimiento, por lo que se reduce el número de columnas disponible para subsanar posibles contingencias que se puedan encontrar a mayor profundidad, como por ejemplo en las zonas de pérdidas de circulación, formaciones sobrepresurizadas y otros incidentes relacionados con el control de los pozos. En este tipo de formaciones un pozo situado en aguas profundas podría costar más de 50 millones de dólares y aún así no alcanzar su objetivo.

En 1996, 22 compañías establecieron un grupo multidisciplinario con el fin de eliminar el efecto de la profundidad del tirante de agua en la planificación y en la perforación de los pozos en 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. Discutieron las posibilidades que se tenían para aprovechar la tecnología conocida como Doble Gradiente. Esta tecnología trajo consigo un importante cambio en la industria de la perforación en aguas profundas: eliminar la cantidad de tuberías de revestimiento necesarias para controlar los altos gradientes de presión de poro y bajos gradientes de presión de fractura encontrados en aguas profundas como las del Golfo de México. El desarrollo de esta tecnología de Levantamiento Submarino de Lodo de Perforación (SubSea MudLift Drilling, SMD) ha llegado a ser uno de los más grandes e importantes trabajos de esta organización, y tuvo como meta final proveer una solución integral para la aplicación correcta del sistema de perforación doble gradiente incluyendo software, hardware, equipo, herramientas y metodología. El objetivo se cumplió con un costo de más de 50 millones de dólares. El proyecto SMD, que actualmente está integrado por representantes de Conoco, Chevron, Texaco, BP Amoco, Diamond, Offshore, Global Marine, Schlumberger y Hydril, se enfocó al desarrollo de esta tecnología que se convirtió en realidad en el año 2002.

En la perforación convencional, la columna del lodo se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión de lodo. Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de presión por un sistema de Doble Gradiente. Un gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho marino, que en algunos casos se denomina nivel del lodo, mientras que un nuevo gradiente de presión más elevado actúa desde el nivel del lodo hasta el fondo del agujero. En el sistema Doble Gradiente, los gradientes de fractura, de la presión de poro y de presión de lodo, tienen como nivel de referencia el nivel del lodo en vez del equipo de perforación.

La disminución de la presión del lodo en el agujero puede permitir el ahorro de hasta cuatro tuberías de revestimiento en el diseño del pozo. Así entonces, se puede terminar los pozos con diámetros mayores, haciendo posible el uso de tuberías de

producción con su diámetro óptimo, alcanzando por lo regular su máxima producción. Por otra parte, este mayor diámetro de agujero permitirá adicionar pozos horizontales o tramos laterales múltiples, necesarios para optimizar el drene del yacimiento. En consecuencia, será necesario perforar un menor número de pozos para explotar el yacimiento en forma adecuada, con lo cual se logra una importante disminución en los costos destinados al desarrollo del campo, además de un incremento en la recuperación final.

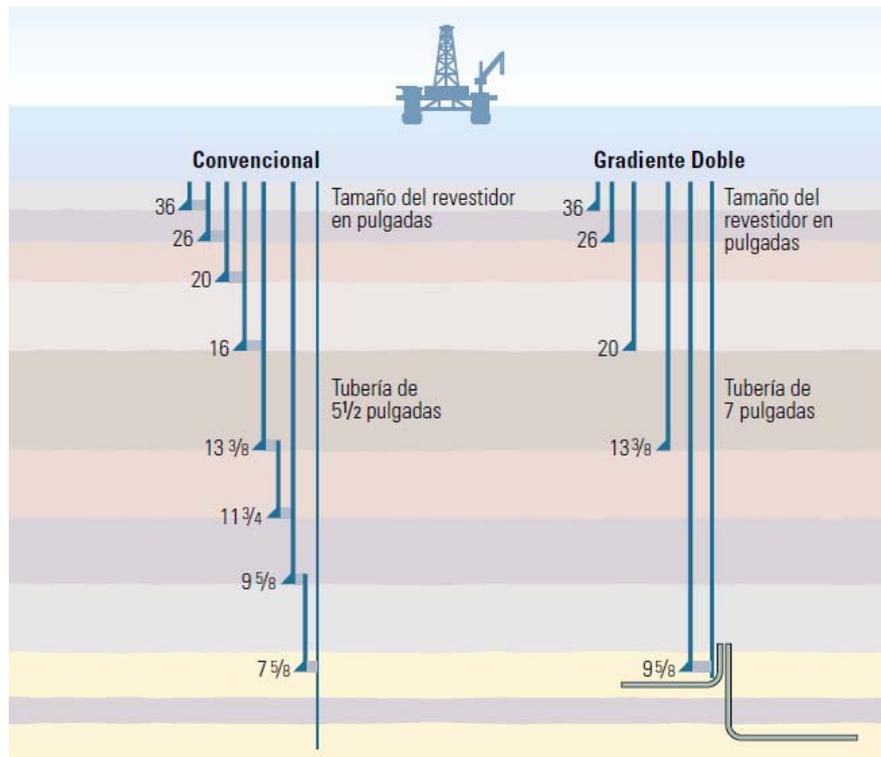


Figura 4.1. Beneficio del uso del sistema de perforación Doble Gradiente reflejado en un menor requerimiento de tuberías de revestimiento comparado con la cantidad necesaria que requiere el sistema de perforación convencional⁴

Debido a la menor presión de lodo, también disminuyen los problemas de pérdidas de circulación. El grupo estima que estos beneficios pueden implicar ahorros de entre 5 y 15 millones de dólares por pozo.

También desarrollaron un sistema con dos componentes principales que ayudan a disminuir el peso del lodo en el tubo ascendente. En primer lugar, un dispositivo submarino de rotación que aísla el fluido que se encuentra en el tubo ascendente, del fluido dentro del agujero, además desvía el fluido de perforación (que va de regreso a la superficie) desde la base del tubo ascendente al segundo componente clave, una bomba de levantamiento submarino de lodo. Esta bomba dirige el lodo de regreso al

equipo de perforación por medio de una línea de retorno de lodo aislada del tubo ascendente e impide que la presión hidrostática del lodo en este punto, se transmita al agujero.

4.5. Desarrollo del sistema.

Conoco y Hydril comenzaron a dar forma a los conceptos de perforación doble gradiente y en 1996 fueron los principales promotores del grupo interdisciplinario para confirmar que esta tecnología era la respuesta a las necesidades de perforación en aguas profundas y que se podía desarrollar si se conjuntaban las empresas con un objetivo en común. Se aceptó la propuesta y se comenzó a trabajar, dividiendo la investigación en tres principales fases que se describen a continuación (K. L. Smith, 2001)¹²:

- Fase I: Ingeniería conceptual (9/1996 a 4/1998, 1.05 millones de dólares)
- Fase II: Fabricación y prueba de los componentes (1/1998 a 4/2000, 12.65 millones de dólares)
- Fase III: Prueba del sistema con la implementación en un pozo piloto (1/2000 a 11/2001, 32.1 millones de dólares)

4.5.1. Ingeniería conceptual.

Así como se dio el cambio de la perforación por percusión a perforación con mesa rotaria, o de perforación en tierra por perforación costa afuera, el desarrollo de la tecnología de Levantamiento Submarino de Lodo de Perforación (SMD) y su integración a una plataforma de perforación, requería soluciones innovadoras además de un elevado grado de colaboración entre compañías. Las metas de los 22 participantes fueron:

- Investigar, conceptualizar y diseñar los mecanismos que requeriría el sistema de perforación Doble Gradiente.
- Investigar el impacto que tendría la aplicación del sistema doble gradiente sobre los procedimientos de perforación y control de pozos tomando en cuenta todos los aspectos posibles, velando siempre por cumplir con los más estrictos parámetros de seguridad.
- Crear una solución que fuera aceptada por la industria y adaptable a las plataformas de perforación.

- Utilizar toda la tecnología posible que existiera en ese momento.

Implementar el uso de la tecnología doble gradiente como una práctica común en las operaciones en aguas profundas.

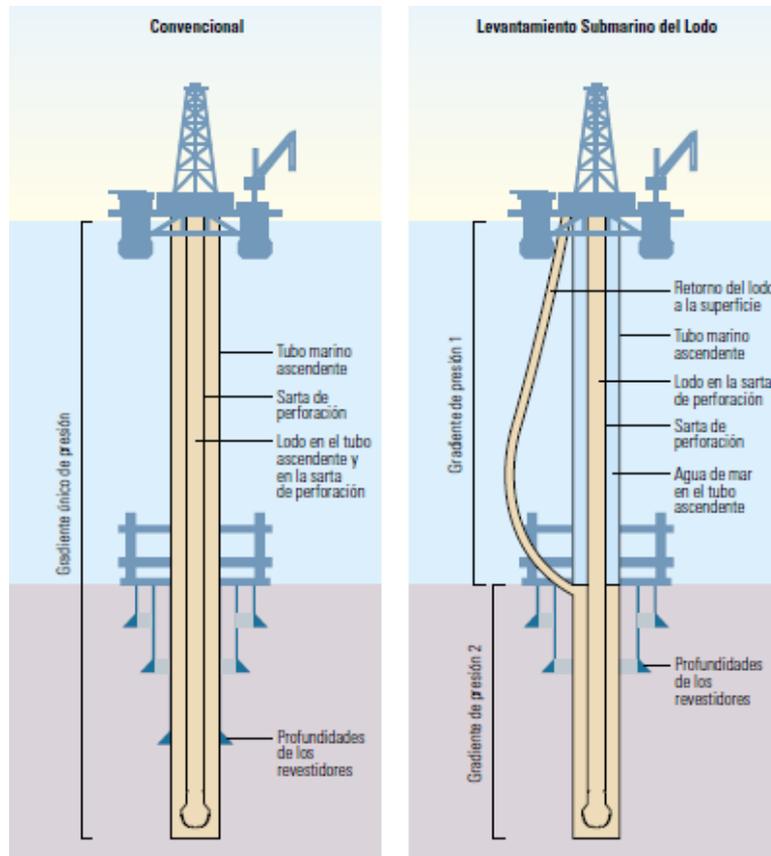


Figura 4.2. Esquema y comparación entre el sistema de perforación convencional y el sistema de perforación Doble Gradiente⁴

4.5.2. Componentes requeridos en la fase de diseño.

El equipo encargado del proyecto se enfocó en el desarrollo de un sistema Doble Gradiente que resultara viable para utilizarse en tirantes de agua de hasta 10,000 pies y con el que se pudiera terminar los pozos en su profundidad total con un diámetro aproximado de 12 ¼". Estas restricciones llevaron al siguiente parámetro de gasto que debía contener la bomba de levantamiento submarino a 800 galones/minuto con un lodo de 18.8 libras/galón. Además se consideró que el lodo contenía materiales como recortes de perforación, gas de la formación, virutas de metal, y otros materiales sólidos resultado de la perforación, disminuyendo así la capacidad de gasto de la bomba (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

Durante el diseño del sistema se estudiaron varios mecanismos de levantamiento submarino, tales como disolución del lodo de retorno con nitrógeno o con granos de vidrio, además de distintos tipos de bombeo submarino. Después de un significativo periodo de estudio, se concluyó que solamente una bomba de desplazamiento positivo podía reunir los requerimientos del diseño.

Desafortunadamente no existía ninguna bomba que satisficiera todos los criterios de diseño. Sin embargo, resultó factible diseñar y construir una bomba de diafragma que podía ser adaptada para trabajar como un sistema integrado al tubo ascendente.

Además se estudiaron numerosas configuraciones para el tubo ascendente. Primero se pensó en la posibilidad de eliminarlo, para lo cual se consideraron diferentes alternativas. Términos como “holey riser” (tubo ascendente con agujeros), “snapper” (mordedores) y “tulip” (tulipán), se adjudicaron para estas variadas configuraciones. Por otro lado, algunas compañías se enfocaron en utilizar sus tubos ascendentes existentes, especialmente aquellos que habían comprado recientemente, sin embargo se les hizo notar que el diseño de un tubo ascendente separado para la circulación del sistema de perforación Doble Gradiente, resultaba beneficioso incluso para ser utilizado en plataformas pequeñas o en aquellas de mayor tiempo pero que seguían operando. Una vez emparejados los criterios de la tecnología doble gradiente fue posible visualizar las adaptaciones que se requerían en las plataformas para ser utilizado en aguas profundas.

El objetivo del grupo de hacer de este un sistema convencional, confiable y seguro, condujo al desarrollo de dos componentes adicionales: la válvula de secuencia de perforación (Drilstring Valve, DSV) y el dispositivo submarino de rotación (Subsea Rotating Device, SRD). Esta válvula se encuentra por encima de la barrena y su primera función es contrarrestar el efecto de “tubo en U” cuando las bombas superficiales detienen su bombeo hacia el fondo del agujero. El dispositivo submarino de rotación se instala en la parte superior del preventor (BOP), justo por encima de la entrada de la bomba de levantamiento submarino de lodo (MudLift Pump, MLP) y su función es proveer una barrera mecánica entre los fluidos del agujero y el agua de mar dentro del tubo ascendente.

La diferencia entre la tecnología Doble Gradiente y la perforación convencional de un solo gradiente, es que la primera siempre presenta una tendencia potencial a formar un tubo en U hidráulico, desde la tubería de perforación hasta el espacio anular dentro del pozo. Este efecto puede enmascarar algunos eventos de riesgo como la aportación de fluidos de formación o la pérdida de circulación, por ello es de primordial importancia entender y supervisar ese efecto de tubo en U en todo momento durante la perforación y control de pozos. Aún resulta vital que las operaciones de perforación y control de pozos sean confiables y seguras, para ello se invirtió bastante tiempo en desarrollo de ingeniería necesaria y los procedimientos a llevarse a cabo en este tipo

de operaciones con Doble Gradiente. Se contrató al Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Texas, el cual desarrolló el simulador de los gradientes hidráulicos observados con el uso de esta innovadora tecnología para conseguir un mejor entendimiento del fenómeno. Esta investigación permitió darse cuenta de la necesidad de contar con otro sistema que retuviera los fluidos en caso de que fallara la válvula de secuencia de perforación o la bomba de levantamiento submarino de lodo y se presentara el efecto de tubo en U, evitando que éstos llegasen primero al agujero provocando una inminente fractura de la formación y los problemas que conlleva. Se habló entonces de conceptos como el de “acumulador submarino” y se estudió la posibilidad del uso de una válvula bypass alrededor del dispositivo submarino de rotación. También se reconoció que era necesario considerar dos volúmenes de fluido en el proceso, el del lodo situado en el agujero y el del agua de mar ubicado dentro del tubo ascendente. Esto introdujo el concepto de “Two trip tanks” (dos tanques de viajes, uno para el lodo y otro para el agua de mar).

En esta primera fase se identificaron los avances obtenidos:

- Un sistema de bomba electro-hidráulica de diafragma puede satisfacer los objetivos del diseño. Resulta técnicamente posible diseñar el sistema y que se adapte a una gran variedad de plataformas de perforación.
- Se pueden emplear dos distintas configuraciones del tubo ascendente. Una con el sistema de bombeo integrado dentro de los tubos ascendentes existentes, y la otra empleando un tubo ascendente independiente para el retorno del lodo. En ambos casos el sistema de bombeo puede ser instalado por encima del preventor.
- Pueden ser desarrollados procedimientos de perforación y control de pozos que garanticen la seguridad y un trabajo eficiente. En algunos casos estos procedimientos determinarán el diseño del sistema y en otros resultará a la inversa.
- Se requería realizar pruebas de esta tecnología en algún campo para que fuera aceptada en la industria. Esta aceptación sería confiable si se involucrara a operadores, compañías petroleras y organismos reguladores.
- Esta tecnología se debía emplear por primera vez y primordialmente en el Golfo de México.

4.5.3. Diseño, desarrollo, prueba y procedimiento de los componentes del sistema.

La segunda fase del sistema resultó ser la más importante de todas ya que en ella se debía de desarrollar y probar con éxito esta nueva tecnología Doble Gradiente. Para todos los participantes también resultó ser el proyecto tecnológico más costoso dentro de sus portafolios. Los objetivos fueron los siguientes:

- Diseñar, construir y probar todos los componentes del sistema de bombeo submarino, además de asegurar la confidencialidad y la integridad de cada uno de ellos durante su diseño comercial que se estimó en dos años.
- Crear todos los procedimientos de perforación y control de pozos.
- Diseñar los componentes para asegurar que el sistema pudiera ser empleado en una gran variedad de plataformas de perforación. Esto incluía el análisis de los tubos ascendentes y sus configuraciones.
- Comenzar a preparar a la industria para la llegada de esta nueva tecnología.

4.5.4. Consideraciones técnicas.

Cualquier sistema de perforación Doble Gradiente debería de considerar los siguientes parámetros para asegurar la integridad del pozo y las condiciones de seguridad en todo momento:

- Debía de mantenerse una presión en el fondo del pozo constante.
- Tenía que manejar todos los sólidos asociados con las operaciones de perforación costa afuera.
- El sistema debía funcionar confiablemente para la mayor cantidad de pozos.

Se construyó un dispositivo de pruebas para asegurar que los componentes del sistema de bombeo submarino así como el software de control de pozos y las partes físicas que lo integran, trabajaran satisfactoriamente. También se aseguró que el sistema de supervisión de las presiones de fondo del pozo trabajaran bien todo el tiempo. Este dispositivo consiste de tres compartimentos de bombeo con diafragma conectados a las válvulas de lodo, las cuales permiten el paso de los fluidos dentro y fuera de los compartimentos. El dispositivo de pruebas tiene una potencia de 1,200 hp que es proporcionada por un motor eléctrico, mismo que facilita un bombeo hidráulico de desplazamiento variable. Este resultó ser un periodo de prueba prolongado de aproximadamente 2 años y tuvieron que realizarse varios diseños de los componentes para poder cubrir los requerimientos de manejo de sólidos. Por mencionar un ejemplo, se tuvieron que rediseñar y construir seis distintos modelos de válvula de lodo antes de conseguir la meta inicialmente establecida para el control de sólidos.

Otros elementos estudiados fueron los elastómeros, utilizados en los diafragmas y válvulas, además de los mecanismos de direccionamiento de los sólidos, la válvula de secuencia de perforación y el dispositivo submarino de rotación. Se realizó también la revisión del diseño de la bomba electro-hidráulica, concluyendo que efectivamente era

la mejor opción para el sistema Doble Gradiente, sin embargo se enfrentaron con el problema de fabricar y manipular una gran cantidad de cables para proveer la potencia requerida por la bomba, así como los sistemas hidráulicos submarinos, provocando que la viabilidad del proyecto fuera baja.

Para resolver este problema se propuso una solución ingeniosa: accionar la bomba de diafragma con agua de mar bombeada desde la superficie. Después de accionar la bomba de levantamiento submarino de lodo, el agua sería descargada al mar al nivel del lecho marino (Figura 4.3.).

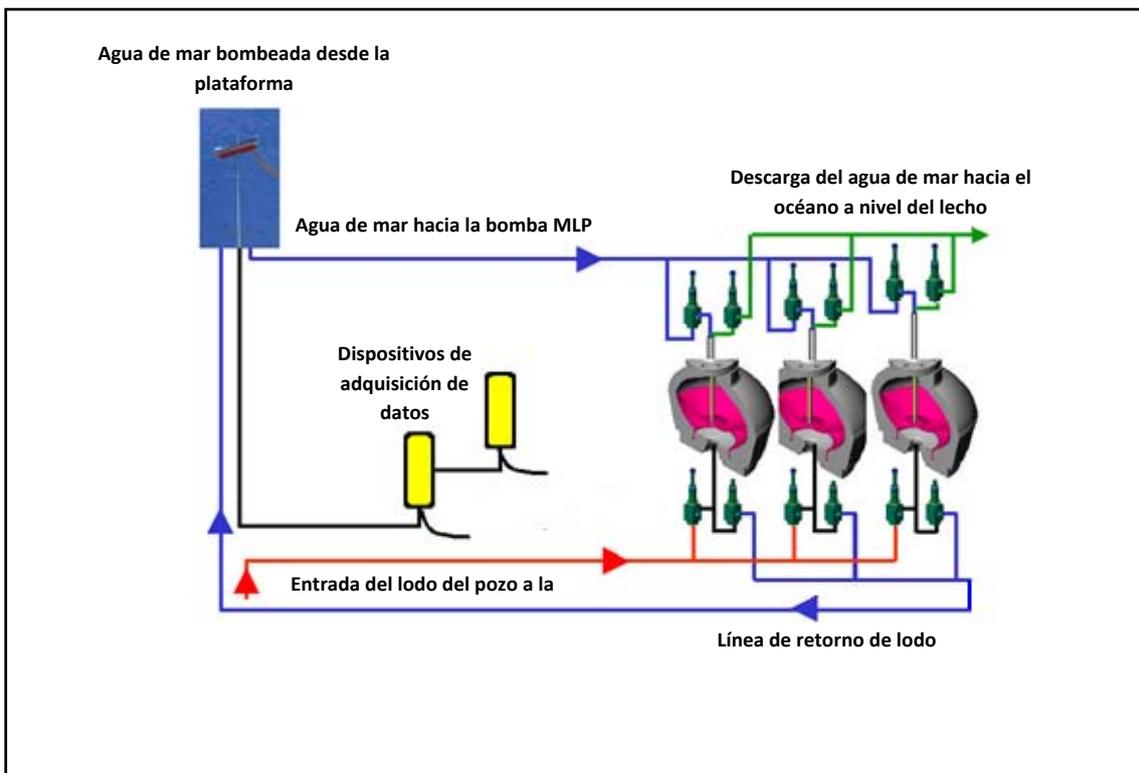


Figura 4.3. Esquema en el que se observa el agua de mar como fluido de potencia que es bombeado desde la superficie para accionar la bomba submarina de levantamiento de lodo¹²

Este concepto tuvo un positivo y gran impacto en el desarrollo de proyecto:

- El espacio requerido para el sistema submarino fue drásticamente simplificado, así como su peso. La mayoría de los componentes submarinos fueron reemplazados por bombas de lodo convencionales en la superficie donde pueden ser fácilmente supervisadas y se les puede dar el mantenimiento apropiado.
- El cable y la bomba hidráulica prototipos fueron eliminados.

- Los riesgos ambientales fueron reducidos dada la eliminación de la mayoría de los componentes que requerían aceite hidráulico dentro del sistema.
- Se extendió la capacidad de trabajar a mayores profundidades utilizando el sistema.
- El desarrollo del proyecto se aceleró aproximadamente un año.

Una vez que se entendió el funcionamiento del sistema de perforación Doble Gradiente se procedió a establecer los procedimientos de perforación. Para hacerlo tuvieron que apegarse lo más posible a los procedimientos que se tenía con la perforación convencional, con la finalidad de que les resultara más fácil a los trabajadores con experiencia asimilar el uso de esta nueva tecnología.

Podemos mencionar por ejemplo un procedimiento que tuvo que ser desarrollado. El sistema de perforación Doble Gradiente utiliza el dispositivo submarino de rotación para separar los fluidos de perforación que se encuentran en el agujero, del agua de mar que llena el tubo ascendente. El sistema utiliza además dos tanques para recibir estos fluidos durante los viajes que realizan cuando se encuentran en circulación. El uso de estos tanques modifica el procedimiento convencional que se realizaba cuando solo se utilizaba un solo tanque para circular el lodo de perforación. Finalmente se configuró el sistema de perforación Doble gradiente como se muestra en la figura 4.4.

Finalmente concluyó la segunda parte del proyecto destacando los siguientes puntos relevantes:

- Todos los componentes desarrollados para el sistema de bombeo con diafragma resultaron exitosos al demostrar que eran capaces de bombear los sólidos y recortes generados durante la perforación, así como el gas libre.
- La configuración preferida para el tubo ascendente resultó ser aquella en la que se integraba el sistema de perforación Doble Gradiente dentro del mismo, el cual tuvo que ser adaptado para manejar la línea de retorno del lodo a la superficie y el espacio destinado a contener el agua de mar.
- Todos los procedimientos para la perforación y control de pozos se desarrollaron con éxito considerando todos los posibles casos que se pudieran presentar durante las operaciones. Estos procedimientos se diseñaron con estrecho apego al diseño del equipo.

Con esta etapa terminada y la aprobación satisfactoria de los participantes se procedió a preparar todo para realizar las pruebas en campo y finalmente colocar en el mercado el sistema comercial de Perforación Doble Gradiente lo más rápido posible.

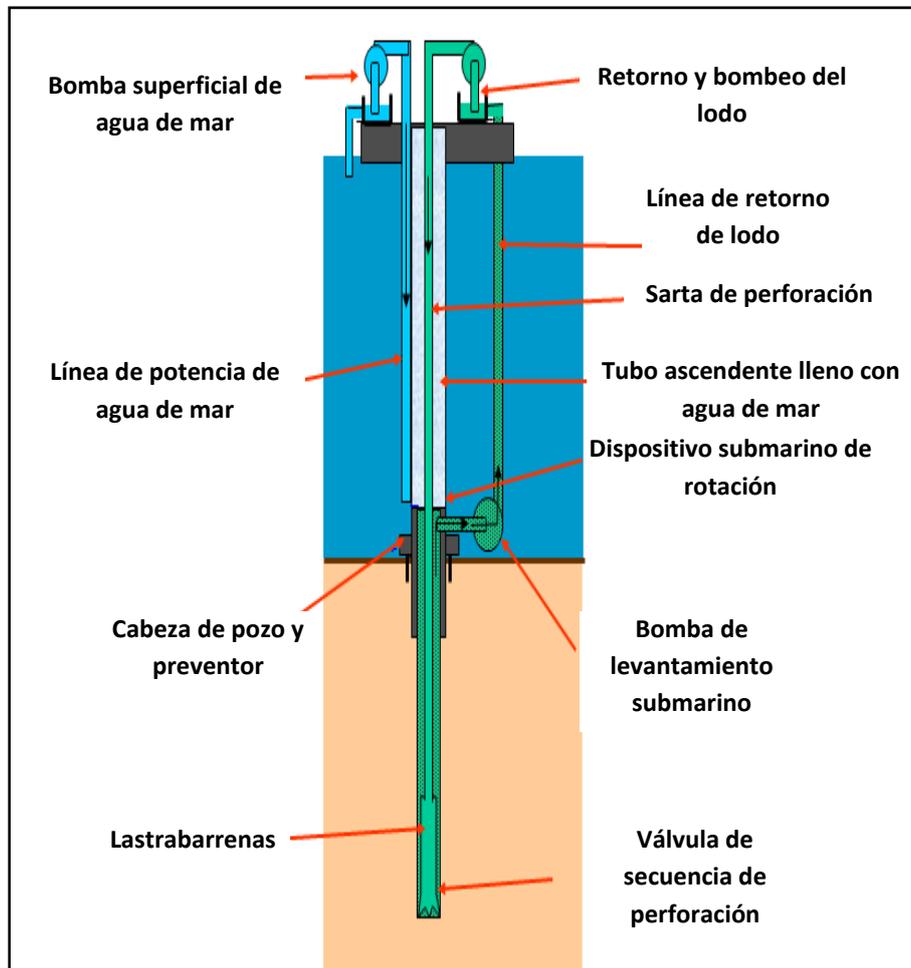


Figura 4.4. Configuración final del sistema de perforación Doble Gradiente en el que se incluye una línea de potencia de agua de mar¹²

4.5.5. Diseño del sistema, fabricación y prueba.

En este punto del proyecto la confidencialidad debía permanecer lo más alta posible por parte de todos los participantes. Esta fase se enfocó en la premisa del “como realizar la operación” y se esperó que al final de la misma se tuviera la capacidad de sacar el producto al mercado. Las metas del equipo fueron las siguientes:

- Realizar la prueba del equipo en un campo real, así como estudiar el comportamiento y adaptabilidad de la plataforma utilizada.

- Integrar todos los componentes desarrollados en la etapa anterior al sistema de perforación Doble Gradiente.
- Realizar un estudio de mercado.
- Reunir todos los procedimientos en un programa de entrenamiento
- Desarrollar los procedimientos de campo.
- Perforar un pozo de prueba para comprobar la funcionalidad del equipo.

La plataforma seleccionada para realizar la prueba fue la “Diamond Offshore Ocean New Era”, una unidad semisumergible de segunda generación. La prueba se llevó a cabo en el año 2001 en el campo “Gran Cañón” en el Golfo de México (región norteamericana) mismo que fue ofrecido por la compañía Texaco. Presentaba un tirante de agua de 910 pies. El proyecto resultó un éxito rotundo desencadenando un fuerte entrenamiento para comenzar a utilizar la tecnología.

4.6. Componentes del sistema de perforación Doble Gradiente.

El sistema de perforación Doble Gradiente, fue diseñado principalmente para trabajar a profundidades de tirante de agua que van de los 4,000 a los 10,000 pies, sin embargo el prototipo instalado en la semisumergible de segunda generación se probaría a una profundidad de solo 910 pies.

A continuación se presenta la descripción de los componentes utilizados en el sistema de prueba y que son los que conforman la versión comercial final, misma que presenta mínimas modificaciones que dependen de la profundidad de tirante de agua a la que se trabajará, el tipo de plataforma, entre otros aspectos a considerar.

4.6.1. Bomba de levantamiento submarino de lodo (MLP).

El equipo encargado del diseño evaluó varios métodos de bombeo que podrían resultar prácticos en la aplicación de la tecnología doble gradiente. Estos incluyen el levantamiento con gas, el uso de perlas de vidrio para disminuir la presión hidrostática desde la cabeza del pozo hasta la superficie, cavidades progresivas, bombas centrífugas y bombas de desplazamiento positivo. Después de un profundo estudio se desecharon estas opciones salvo la que considera bombas de desplazamiento positivo principalmente por su capacidad de elevar los sólidos y recortes resultantes de la operación. Las bombas de levantamiento submarino de lodo MLP operan de forma similar a estas últimas: la potencia hidráulica del fluido (en este caso agua de mar) actúa sobre un lado del diafragma de la bomba mientras que el lodo de perforación lo hace por el otro lado. Dado que la empresa Hydril tenía disponibles equipo de

acumuladores, diafragmas y compartimentos, el desarrollo de la bomba de diafragma comenzó inmediatamente (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

Las bombas de levantamiento submarino de lodo MLP, cuentan con compartimentos de 80 galones de capacidad, sin embargo la prueba se desarrollo con prototipos de 20 galones. Trabaja con una línea de flujo de 4" que fue diseñada para manejar distintos gastos, varios tipos de fluidos y los recortes resultantes de la operación de perforación. El equipo trabajó en el sistema de movimiento coordinado, en la capacidad contra el desplazamiento y en la integridad del diafragma mismo.

Finalmente, el dispositivo comercial cuenta con compartimentos de 80 galones de capacidad que pueden trabajar a 3,000 lb/pg². En un principio el diafragma sufría deformaciones considerables cuando era sometido a elevados gastos de bombeo, sin embargo se solucionó el problema limitando el rango de movimiento del diafragma.



Figura 4.6. Bomba de levantamiento submarino de lodo MLP⁷

4.6.2. Sistema electro-hidráulico.

Éste sistema fue llamado así debido a que originalmente se planeaba utilizar motores eléctricos que activarían las bombas hidráulicas cuyo fluido de potencia era aceite, mismo que a su vez desplazaría los diafragmas de la bomba de levantamiento de lodo con todo el equipo localizado en el lecho marino. El sistema fue concebido para trabajar con un 90% de eficiencia y proveer un gasto de 1,800 galones/minuto. Cuatro motores eléctricos, cuatro bombas de desplazamiento hidráulico, y 4,000 a 6,000 hp, fueron necesarios para conseguir dicho objetivo. Basados en un modelo a escala y usando 2,000 pies de cable coaxial, el equipo determinó que para poder operar el sistema sería necesario utilizar cable de 5 pulgadas, cada uno con la capacidad de proporcionar 7,000 volts en el lecho marino, debía de ser de una sola pieza sin

empalmes y estar soportados mediante un equipo de control del tamaño de una pequeña oficina. Sin embargo se presentó el problema de que el cable sobrante enrollado en el carrete de la superficie, generaría un sobrecalentamiento en esta zona dado el elevado voltaje generado (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

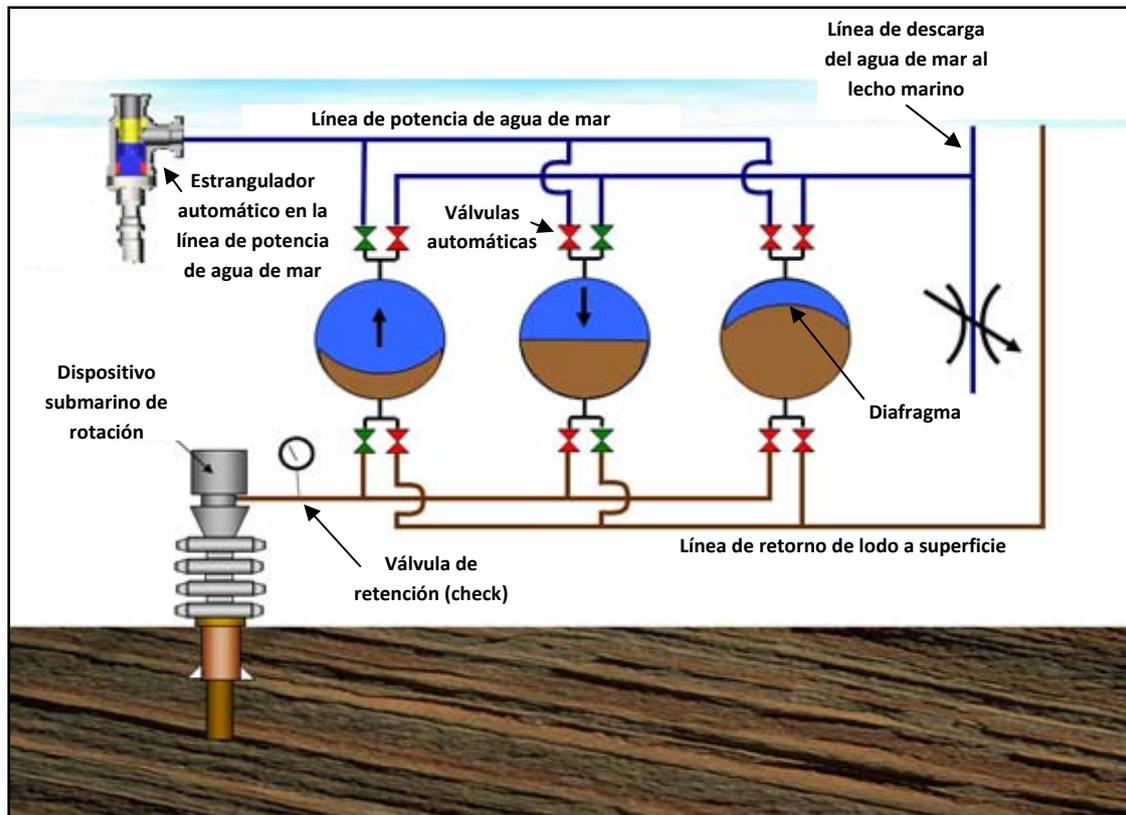


Figura 4.5. Esquema del funcionamiento de la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP¹²

4.6.3. Sistema submarino de potencia.

En vez de correr cables de alto voltaje hacia el lecho marino, el equipo propuso emplear al máximo el sistema hidráulico en su totalidad utilizando el agua de mar como fluido motor. Esta agua de mar es bombeada hacia el dispositivo MLP mediante una línea aislada de 5" de diámetro, la cual sirve para proveer la potencia hidráulica requerida por la bomba de levantamiento submarino. El agua de mar llena cada uno de los compartimentos de la bomba secuencialmente, desplazando hacia la línea de retorno de lodo de 5" de diámetro exterior, al fluido de perforación del otro lado del diafragma, y dirigiéndolo a su vez hacia la superficie. El agua finalmente es desechada hacia el mar.

El sistema hidráulico requirió menor tiempo para su desarrollo y es relativamente más fácil de adaptar a la configuración del tubo ascendente. Para el campo de prueba fue

construido un equipo que consistía de una bomba triplex de diafragma de levantamiento submarino de lodo MLP, con una capacidad de gasto de 900 galones/minuto. En el sistema comercial se proveen dos bombas triplex MLP generando suficiente gasto para realizar la limpieza de un agujero de 17 ½" de diámetro (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

4.6.4. Válvula de secuencia de perforación o válvula de lodo (DSV).

Durante la primera fase del proyecto, el equipo trabajó con varios diseños de válvulas para lodo. Este componente tuvo que ser construido, debido a que no existían en el mercado válvulas con las características requeridas por el sistema. Se fabricaron distintos prototipos de la válvula y su sello para asegurar que se mantendría cerrada aún en presencia de sólidos y que además pudiera trabajar tanto en bajas como en altas presiones. Finalmente el diseño que se presenta abajo (Figura 4.6.) resultó ser el más adecuado (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

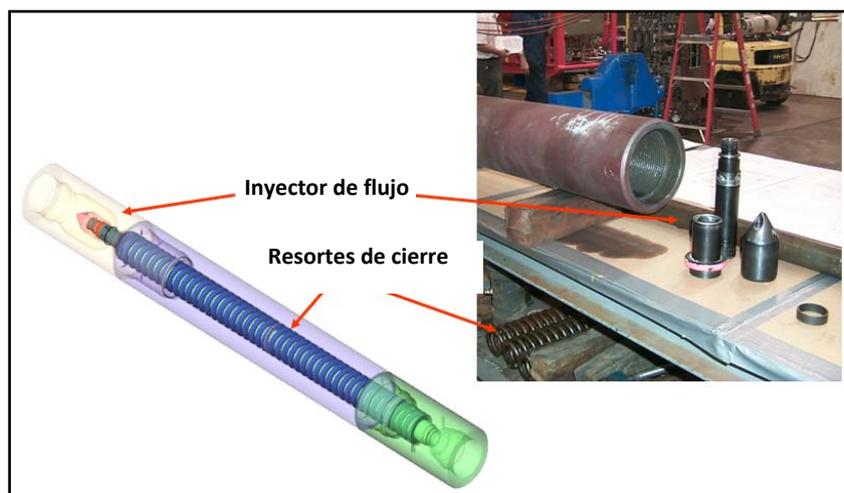


Figura 4.7. Válvula de secuencia de perforación o válvula de lodo⁷

La válvula de secuencia de perforación se equilibra de tal forma que soporte una presión igual a la presión generada por el tirante de agua a nivel del lecho marino, logrando así el efecto Doble Gradiente que se pretende alcanzar.

El diseño inicial de la válvula consideraba el uso de una válvula de bola pero resultó muy complicada de integrar en el sistema. Se continuó desarrollando el prototipo, mismo que finalmente se basó en el diseño de un estrangulador Hydril que había sido probado una gran cantidad de veces.

Esta válvula se ubica primordialmente en el lastrabarrenas, justo por encima de la barrena. Esto permite que el flujo del lodo solo se dé en una sola dirección cuando las bombas superficiales están operando. Cuando la circulación se detiene, la válvula de lodo contrarresta la presión ejercida por la columna del fluido de perforación dentro de la sarta. El punto de calibración de la válvula se determina considerando el peso de lodo con el que se va a estar trabajando y el máximo peso esperado del mismo a cierta profundidad. La válvula se calibra a estas condiciones de operación en la superficie y puede ser modificada en caso de requerirse, lo cual le da mayor versatilidad.

4.6.5. Unidad de procesamiento de sólidos (SPU).

Este dispositivo juega un papel muy importante en el sistema. Los sólidos resultantes de la operación de perforación se presentan en una gran cantidad de tamaños y composiciones y tienen que ser bombeados a la superficie y tratados de alguna manera. Los dispositivos de trituración de sólidos empleados por otros tipos de industria, no resultaron ser la solución adecuada para resolver este problema.

Así, el equipo visualizó un dispositivo llamado “excluder” (separador de sólidos), el cual, después de su estudio y del análisis de las dimensiones de los sólidos que podía manejar, evolucionó a lo que sería el mecanismo final, llamado unidad de procesamiento de sólidos (SPU). Esta unidad reduce el tamaño de los recortes hasta aproximadamente 2 pulgadas de diámetro, dejando estas dimensiones para su estudio paleontológico posterior.

La unidad de procesamiento de sólidos SPU fue probada en el laboratorio con una gran variedad de materiales incluyendo recortes de perforación, remanentes de una cementación, piezas sólidas del equipo, entre otros. Su primordial objetivo es reducir los sólidos a un radio promedio de 1 a 2 pulgadas. Resultó ser un éxito durante la prueba en campo, mostrando algunos requerimientos adicionales como el aumento del área en superficie (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

Este dispositivo fue provisto de una salida de drene que puede ser utilizada cuando los recortes son excesivos y están influyendo en el peso del lodo. Así, se puede hacer un cambio de lodo de perforación sucio por uno limpio sin afectar la operación.

4.6.6. Dispositivo submarino de rotación (SRD).

El concepto original del sistema de perforación Doble Gradiente se basaba en la premisa de eliminar totalmente el tubo ascendente, en consecuencia, se necesitaba de un mecanismo que actuara como una barrera mecánica entre el agujero y el mar. Sin embargo la configuración actual del sistema está diseñada para seguir utilizando al

tubo ascendente como el medio de comunicación entre el lecho marino y la superficie. Aún así todavía se tiene la necesidad de drenar el lodo proveniente del agujero a través de éste pero sin mezclarlo con el agua de mar. El equipo de diseño configuró un dispositivo submarino de rotación (SRD) el cual corre a través de un tubo ascendente de 21" de diámetro externo (18 ¾") y se encuentra fijo en la cima del preventor. Para recuperarlo y guiarlo hacia la superficie, el SRD cuenta con una herramienta especial recuperable de giro (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

El diseño del SRD es similar al de un preventor BOP pero el SRD no se considera parte del equipo de control de pozo. El dispositivo submarino de rotación cuenta con un mandril que se bloquea en el momento que se coloca en su posición por encima del preventor y solo puede ser removido por la herramienta especial de recuperación. El sello de separación de fluidos gira junto con la tubería de perforación a una presión de 1,500 lb/pg² bajo condiciones estáticas y 500 lb/pg² mientras gira.

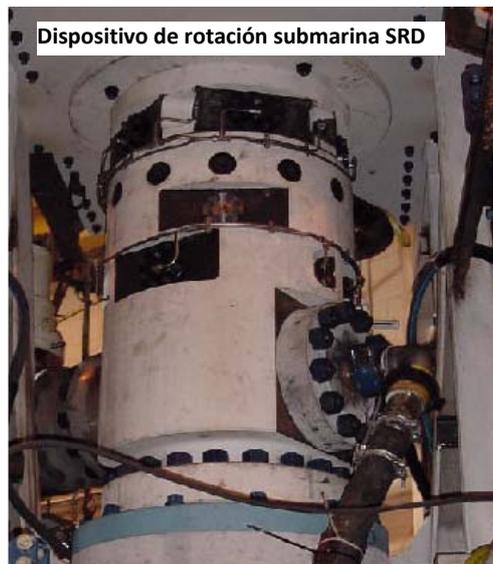


Figura 4.8. Dispositivo de rotación submarina empleado para separar el agua de mar dentro del tubo ascendente, del lodo de perforación proveniente del agujero⁷

4.6.7. SMDNet.

El nervio central del sistema de perforación Doble Gradiente, es llamado SMDNet, y provee un control automatizado del equipo superficial y submarino. A través de este dispositivo de red, el operador del sistema y el perforador, pueden controlar las válvulas y los sensores localizados sobre el sistema de potencia en el lecho marino. Todos estos dispositivos son monitoreados durante la operación.

Las interfaces del software de monitoreo son capaces de proporcionar información de la perforación como puede ser las propiedades de lodo, los niveles de los tanques de

lodo y agua de mar, etc. Se instalan pantallas en la cabina del perforador, en la del operador del sistema y en la oficina del equipo de supervisores encargados del equipo.

4.6.8. Línea de retorno de lodo.

La línea de retorno de lodo permite el flujo del lodo de perforación de regreso a la superficie desde la salida de la bomba MLP. Arriba, la línea de retorno de lodo de 5" de diámetro exterior se conecta al tubo ascendente por medio de una conexión flexible de 60 pies de longitud y que se conecta también a las líneas superficiales de descarga de 6 pulgadas, a partir de este punto el lodo continua su trayectoria convencional hacia la presa de lodos (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

4.6.9. Línea de potencia de agua de mar.

Para asegurar el abastecimiento de agua de mar de la bomba superficial, se instala una línea de toma de agua en el casco principal de la plataforma. La línea de potencia de agua de mar requerida para transmitir la potencia a las bombas submarinas MLP comienza desde las bombas eléctricas sumergibles (ESP) que son las responsables de tomar el agua del mar, y desde donde el líquido es transportado al compartimiento de filtración. Filtrada por debajo de las 50 micras, el agua de mar es posteriormente bombeada desde la bomba superficial hacia el manifold de válvulas de distribución superficial e impulsada desde este punto corriente abajo a través de la línea de potencia del tubo ascendente apoyándose en una manguera de alta presión de 40 pies de longitud y que se encuentra ubicada dentro del Kelly. Finalmente llega hasta la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

A diferencia de la línea de retorno del lodo, la línea de potencia de agua de mar y sus componentes son internamente recubiertos con agentes anticorrosivos para evitar los efectos provocados por las sales durante la circulación del líquido.

Esta línea se conecta también al estrangulador y a la línea de matar del manifold superficial para que, en caso de que se presente una falla de la bomba superficial, se pueda utilizar la unidad de bombeo para cementación hasta que se realicen las reparaciones correspondientes. La necesidad de contar con dos sistemas de bombeo durante las primeras etapas de perforación resulta primordial en caso de que se presente algún evento inesperado, por lo tanto es imperioso el contar con la unidad de bombeo para cementación en todo momento.

4.6.10. Panel de control de válvulas.

El panel de control de válvulas brinda a los operadores del sistema de perforación doble gradiente y al perforador, la capacidad de operar remotamente las válvulas. Esto significa que el perforador puede dirigir el lodo de regreso a la presa y desviar al estrangulador o a la línea de matar del manifold superficial en caso de que se presente una emergencia en la que sea necesario desviar el flujo. Este panel de control de válvulas se instala fuera del piso de perforación para ser operado manualmente.

El panel de control de válvulas cuenta con compartimentos hidro-neumáticos a alta presión para emplearse en operaciones de emergencia o en aquellos casos en los que llegara a fallar el sistema eléctrico (J. C. Eggemeyer, 2001)⁷.

4.6.11. Tanques de lodo y de agua de mar.

Debido a que el sistema de perforación doble gradiente por definición trabaja con dos sistemas de fluidos (agua de mar en el tubo ascendente y lodo de perforación en el agujero), se requiere trabajar con dos tanques de circulación por separado. El tanque de agua de mar se encuentra sobre el manifold superficial

Para monitorear el tubo ascendente se agrega este tanque de almacenamiento de agua de mar en la superficie como parte del manifold superficial. El tanque está equipado con dos bombas centrífugas de 25. El tanque está equipado con un monitor de nivel. El perforador monitorea el llenado del tubo ascendente empleando la pantalla táctil del monitor de control ubicado en el piso de perforación. Para operaciones normales, el tanque se opera hasta la mitad de su capacidad para facilitar las mediciones de ganancia o pérdida de fluidos.

El tanque para viajes de lodo se conecta al manifold superficial y su bombeo de 100 hp facilita el llenado del agujero durante las operaciones. También ayuda a limpiar la unidad de procesamiento de sólidos SPU al generar un flujo inverso, y se llega a utilizar en el caso de pérdida de circulación.

4.6.12. Filtro para agua de mar.

El continuo suministro de agua de mar para poder operar el sistema puede traer consigo el arrastre de una cantidad considerable de partículas, y dado que las bombas de levantamiento submarino de lodo MLP requieren limpieza, es de vital importancia que los desechos sean filtrados en la superficie. Para cumplir este propósito, el sistema de perforación doble gradiente cuenta con dos tanques de filtrado.

Es necesario asegurar que la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP cuente con el suficiente abastecimiento del fluido de potencia (agua de mar) para poder mantener el sistema de filtración y los tanques en un alto nivel operativo. El agua se toma del sistema de filtración a gastos promedio de 1,500 galones/minuto. El fluido de potencia requiere de aproximadamente 1,100 galones/minuto para ser bombeado hacia la unidad MLP ubicada sobre el lecho marino, lo cual representa un exceso en la capacidad del gasto a bombear y una medida de seguridad en caso de que sea necesario aumentar el mismo.

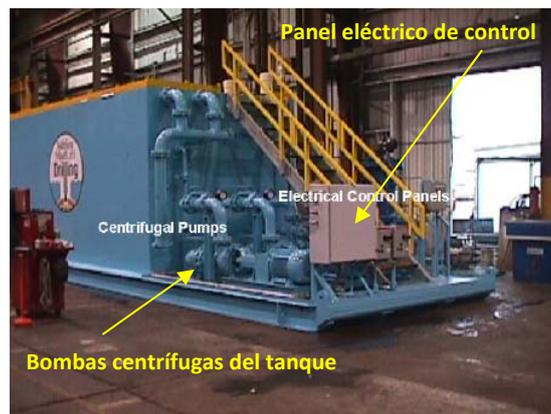


Figura 4.9. Tanque de filtrado⁷

El agua de mar pura es tomada a unos 50 pies de profundidad, posteriormente es bombeada al piso principal de la plataforma por medio de dos bombas eléctricas sumergibles ESP, donde pasa a través de una malla que sirve para remover pequeños pescados y otros materiales que pudieran ser succionados, después se dirige sobre una presa y dentro del tanque principal de agitación y filtrado que tiene una capacidad de 90 barriles.

Una bomba centrífuga de 40 hp con capacidad de flujo inverso, es usada para bombear el agua a través de un filtro con una malla nominal de 50 micras a un gasto de 1,500 galones/minuto con una mínima presión de descarga. Este filtro está provisto de sensores de medición de presión para detectar cualquier incremento en la presión de descarga e iniciar automáticamente el flujo a la inversa. Después de pasar a través del filtro, el agua de mar entra a un tanque de 200 barriles de capacidad. Desde las líneas de descarga de este tanque, el agua se bombea utilizando las bombas triplex superficiales hacia las línea de potencia de agua de mar, y desde este punto se dirige al lecho marino en donde provee la potencia necesaria para activar las bombas MLP. Ambos, el tanque de recepción del agua de mar y el tanque de abastecimiento de agua de mar a las bombas, están equipados con sensores ultrasónicos de nivel de fluido y la

operación del filtro es monitoreada desde la pantalla táctil de control del operador. Los tanques y todas las piezas asociadas al mismo, están cubiertas internamente con agentes anticorrosivos para disminuir el impacto que genera el agua de mar y las sales que contiene.

Los tanques son operados ocupando el máximo de sus capacidades, de tal forma que se pueda proveer de agua de mar al sistema durante 7 minutos más, en caso de que llegara a ocurrir algún imprevisto. Este tiempo permite al personal detener las bombas de lodo superficiales y las bombas MLP antes de que sufran algún desperfecto dada la pérdida de potencia hidráulica.

4.6.13. Modificaciones al tubo ascendente.

Las modificaciones que se requieren en el tubo ascendente son mínimas ya que se prefirió correr líneas paralelas a éste en vez de rediseñarlo para incluirlas dentro del mismo. La línea de potencia hidráulica de agua de mar y la línea de retorno del lodo se corren después de que el preventor BOP ha sido probado. Se cuenta con un conector base tipo abrazadera en la junta flexible de las líneas, el cual se conecta al paquete submarino que contiene a las bombas MLP empleando los llamados ROV, que son mecanismos robóticos de operación remota usados para ejecutar los trabajos en aguas profundas como conexiones, reparaciones, entre otros, dada la imposibilidad de que un equipo de buzos pueda realizar tales operaciones. Las líneas pasan a través de embudos guía instalados a lo largo del tubo ascendente (sin embargo en la versión comercial es posible que el tubo ascendente incluya estas líneas dentro de si mismo). En la superficie cada línea es soportada por mecanismos de tensión y por abrazaderas que actuarán en caso de que la tensión falle.

4.6.14. Bombas superficiales de potencia hidráulica de agua de mar.

El equipo de bombas MLP del sistema de perforación Doble Gradiente requiere como fluido de potencia al agua de mar ya que cumple con las características que necesita el sistema. La capacidad de éste sistema puede cambiar dependiendo del tipo de bomba seleccionada. La forma de conocer los máximos requerimientos es considerando un peso máximo del lodo por encima de la máxima densidad con la que se pretende trabajar y a la máxima profundidad estimada.

Para una aplicación particular, el gasto de agua de mar debe ser igual al gasto máximo de bombeo de lodo planeado mas aproximadamente el 10% del mismo. La presión de descarga requerida (P_{SWD}) para las bombas submarinas es la suma de la diferencia de presión de una columna de agua de mar y una columna de lodo de perforación ($P_{DM/W}$)

desde el lecho marino hasta la superficie mas las pérdidas de presión por fricción generadas tanto en la línea de retorno del lodo como en la línea de potencia de agua de mar calculadas al máximo gasto de bombeo (P_{FML} y P_{FSWL}), tal como se observa en la siguiente ecuación:

$$P_{SWD} = P_{DM/W} + P_{FML} + P_{FSWL}$$

en donde:

P_{SWD} = Presión de descarga del fluido de potencia (agua de mar) en lb/pg^2

$P_{DM/W} = 0.052 * WD * (PPG_{MUD} - PPG_{SW})$

= Diferencia de presión entre una columna de lodo y una columna de agua de mar, desde superficie hasta el lecho marino en lb/pg^2

PPG_{MUD} = Densidad del lodo en libras por galon

PPG_{SW} = Densidad del agua de mar en libras por galon

P_{FML} = Pérdida de presión por fricción, línea de retorno del lodo en lb/pg^2

P_{FSWL} = Pérdida de presión por fricción, línea del fluido de potencia (agua de mar) en lb/pg^2

WD = Profundidad del tirante de agua en pies

4.6.15. Generador eléctrico de potencia.

Para cubrir las necesidades eléctricas es necesario que el sistema de perforación Doble Gradiente cuente con los siguientes equipamientos:

- Bombas eléctricas sumergibles de agua de mar ESP
- Bombas centrífugas sobre el manifold superficial y el equipo de filtración
- Umbilical de potencia hacia la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP (para el sistema de control y manipulación de las válvulas)
- Cabina de control
- Cabina de supervisión y observación

La cantidad total entregada por el sistema es de 445 KW. Además estos equipos se conectan a un generador a diesel destinado solo para emplearse por el sistema de perforación doble gradiente y no afectar con variaciones de voltaje a toda la plataforma si se pretendiera conectarse al generador de la misma. Aún así, estos equipos también se conectan al generador de la plataforma para emplearse en el caso de que el generador del sistema de perforación Doble Gradiente llegara a fallar.

CAPITULO V

ENTENDIENDO EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

Cuando se decide desarrollar un campo petrolero, ya sea terrestre o marino, se presentan una serie de problemas que deben ser resueltos empleando la tecnología disponible y asegurando en todo momento la salvaguarda del medio ambiente y de las personas involucradas en las operaciones.

Como se mencionó anteriormente, en la actualidad se observa una tendencia hacia el desarrollo de locaciones petroleras en aguas profundas y con ello la necesidad de implementar nuevas tecnologías que aseguren el éxito de los proyectos.

Una de estas innovaciones para permitir la perforación y terminación de pozos en aguas profundas es el llamado sistema de perforación Doble Gradiente, tema principal de la presente tesis.

A continuación se explica el funcionamiento de dicho sistema, las ventajas que se obtienen con su implementación y un caso de estudio correspondiente a la perforación del primer pozo en el que se haya aplicado el sistema.

5.1. Predicción de geopresiones.

A continuación se describe la metodología para la determinación de la ventana operacional entre la presión de poro y la presión de fractura. No sin antes definir algunos conceptos básicos.

Durante el proceso de depositación normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad (P_{emex})²⁴. El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés. Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el

movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal

5.1.1. Esfuerzo de sobrecarga.

El esfuerzo de sobrecarga (σ_{ob}) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad.

5.1.2. Presión de poro.

La presión de poro (Pp) es la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación.

5.1.3. Esfuerzo efectivo o de matriz.

El esfuerzo efectivo o de matriz (σ_z) es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés.

5.1.4. Tendencia normal de compactación.

Las propiedades de las lutitas medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de poro.

Todos los métodos de predicción del esfuerzo de sobrecarga, presión de poro y fractura, están basados en el principio de Terzaghi, el cual define que el esfuerzo de sobrecarga σ_{ob} , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ_z más la presión de poro Pp como se observa a continuación:

$$\sigma_{ob} = \sigma_z + Pp$$

En la literatura existe un gran número de métodos para determinar las tres incógnitas de la ecuación de Terzaghi. Sin embargo, todos están basados en los mismos principios, los cuales se resumen en la siguiente metodología de cinco pasos, la cual utiliza información sísmica para pozos exploratorios e información de registros geofísicos para pozos de desarrollo. Cuando un pozo exploratorio está cerca de pozos de desarrollo, los registros geofísicos también se deben utilizar para calcular las geopresiones de dicho pozo. Por otro lado, si se cuenta con información sísmica en pozos de desarrollo, ésta también debe utilizarse para el cálculo de geopresiones en dichos pozos.

5.1.5. Metodología.

1.- Determinar el esfuerzo de sobrecarga σ_{ob}

A continuación se presenta la expresión que permite realizar el cálculo considerando el efecto de compactación y un tirante de agua dado (Adam T. Bourgoyne, 1986)¹.

$$\sigma_{ob} = g \int_0^{D_w} \rho_{sw} dD + g \int_{D_w}^D [\rho_g - (\rho_g - \rho_{fl})\phi_o e^{-KD}] dD$$

Donde g es la constante de la gravedad, D_w es la profundidad del tirante de agua, D es la profundidad de interés, ρ_{sw} es la densidad del agua de mar, ρ_g es la densidad del grano, ρ_{fl} es la densidad del fluido de formación, ϕ_o es la porosidad a una profundidad igual a cero y K es la constante de declinación de la porosidad.

Para el cálculo de la presión de sobrecarga de un pozo proyectado costa afuera, se considera la densidad y la profundidad total del tirante de agua, tal y como se aprecia en el primer término de la sumatoria de la expresión anterior, resaltando también que en ese primer término no aparece la variable de la densidad de grano puesto que no existe un estrato, es decir, el esfuerzo efectivo o de matriz es igual a cero.

La ecuación también implica que mientras mayor sea la profundidad del tirante de agua mayor será la presión de sobrecarga presente, además de que la ventana operacional entre la presión de poro y la presión de fractura se hará cada vez más estrecha. Por otro lado, el sistema de perforación Doble Gradiente elimina esta

condición y solo será necesario considerar las densidades y profundidades a partir del lecho marino hacia abajo. Esto significa que el primer término de la expresión se convertirá en cero, dando como resultado un valor más pequeño de σ_{ob} .

$$\sigma_{ob} = g \int_0^{D_w} \rho_{sw} dD + g \int_{D_w}^D [\rho_g - (\rho_g - \rho_{fl})\phi_o e^{-kD}] dD$$

$$\therefore \sigma_{ob} = g \int_{D_w}^D [\rho_g - (\rho_g - \rho_{fl})\phi_o e^{-kD}] dD$$

Integrando tenemos:

$$\sigma_{ob} = \rho_g g (D - D_w) - \frac{(\rho_g - \rho_{fl})g\phi_o}{k} (1 - e^{-k(D-D_w)})$$

Recordemos que el sistema de perforación Doble Gradiente emula una situación en donde el pozo se considera “muerto” a nivel del lecho marino gracias a que iguala la presión externa del mar con la presión interna del tubo ascendente que previamente se llenó con agua de mar. Así entonces, la ventana operacional de geopresiones resultante será más amplia que con la implementación de una perforación convencional.

2.- Definir los intervalos de lutitas limpias

Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. Para esto, es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias, como se indica a continuación:

Línea base de las lutitas

A partir de un registro de litología, como rayos gamma (RG) o potencial espontáneo (SP), trazar la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del

registro. Al trazar esta línea considerar los valores máximos de resistividad y, en el registro sísmico, tomar en cuenta los valores mínimos

Selección de puntos de lutitas

Para cada lectura en el registro RG o SP, igual o mayor que la línea base de lutitas, marcar la lectura de tiempo de tránsito o de resistividad a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutitas en el registro a utilizar. Precisamente, sobre la línea que une los puntos de lutitas se trazará la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de poro.

Determinar la presión de poro

Los métodos más utilizados para la predicción de la presión de poro son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente y el método de Eaton. Sin embargo es importante señalar que existen en la bibliografía más de 15 métodos identificados. Para fines de enfatizar las implicaciones que conlleva la aplicación del sistema de perforación Doble Gradiente, solamente mencionaremos el método de Eaton en el presente trabajo.

- Método de Eaton

El método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias graficar profundidad contra tiempo de tránsito. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total. A la profundidad de interés D , leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_n y de la tendencia observada t_u y la profundidad equivalente al mismo valor de tiempo de tránsito observado D_n . Calcular la presión de poro a la profundidad de interés con la siguiente ecuación:

$$P_{p(D)} = \sigma_{ob(D)} - (\sigma_{ob(D)} - P_{p(D_n)}) * \left(\frac{t_n}{t_u}\right)^3$$

Determinar la presión de fractura

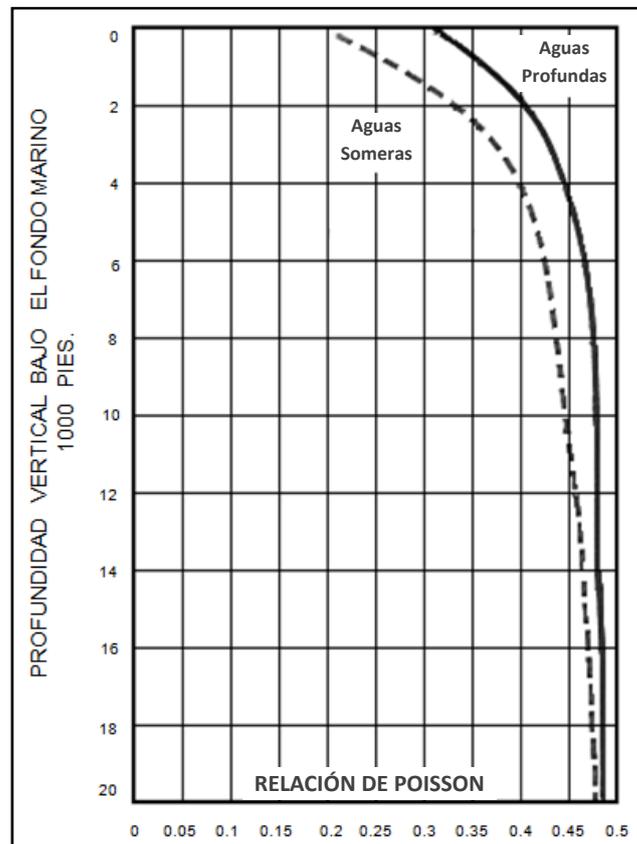
La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, tal y como se plantea a continuación.

- Método de Eaton

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura P_{fr} está en función de la presión de poro P_p y del esfuerzo de sobrecarga σ_{ob} previamente calculados, así como de la relación de Poisson ν .

La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Eaton propone la siguiente ecuación para calcular esta relación para cada profundidad de interés D , sin embargo está basada en datos experimentales en aguas someras de las costas de Texas y Louisiana (Adam T. Bourgoyne, 1986)¹. La corrección para aguas profundas se puede apreciar en la gráfica (Gráfica 5.1.), con la que se puede obtener ésta relación a la profundidad de interés.

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673$$



Gráfica 5.1. Relación de Poisson para aguas someras y aguas profundas

Por último calculamos la presión de fractura sustituyendo la relación de Poisson en la siguiente expresión:

$$P_{fr(D)} = P_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_{ob(D)} - P_{p(D)})$$

Calibrar las predicciones de las presiones de poro y de fractura

Finalmente se cambian las presiones obtenidas a una densidad equivalente manejando un margen de seguridad de +0.45 lb/gal para la presión de poro y -0.24 lb/gal para la presión de fractura.

En las ecuaciones para el cálculo de la presión de poro y de fractura, se observa que mientras más pequeño sea el esfuerzo de sobrecarga σ_{ob} , nuestra ventana operacional se incrementará, permitiendo trabajar con una menor cantidad de diámetros requeridos de tuberías de revestimiento y definir los puntos de asentamiento a mayores profundidades.

Para completar el proceso de evaluación de geopresiones, es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación y terminación del pozo que se está analizando; de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo con los datos programados y así obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

5.2. Menor número de tuberías de revestimiento.

El desarrollo de pozos costa afuera presenta grandes retos a vencer como la remoción de los recortes en el agujero, la circulación del lodo, la cual debe de mantenerse aún cuando exista pérdida de fluido a la formación, entre otros. Pero la principal situación que se enfrenta es la referente al control de la densidad del fluido de perforación para trabajar entre la presión de poro y la presión de fractura.

En el desarrollo de aguas profundas resulta especialmente difícil trabajar en la perforación de los pozos dada la gran presión hidrostática generada por la columna de lodo correspondiente en profundidad al tirante de agua que va desde la superficie hasta el lecho marino, provocando incluso que en algunas ocasiones no se puedan alcanzar los objetivos geológicos y obligando a abandonar el pozo y perder inversiones millonarias.

Esta ventana operacional (Figura 5.1.), así como la presión generada por el fluido de perforación, determinarán el asentamiento de las tuberías de revestimiento y los diámetros de las mismas además del diámetro del aparejo de producción. Mientras mayor sea el tirante de agua, mayor será la cantidad de diámetros necesarios para terminar el pozo satisfactoriamente.



Figura 5.1. Ventana operacional de un pozo en aguas profundas. Se observan la presión de poro y la presión de fractura esperados

En las siguientes gráficas se compara el diseño de los asentamientos de las tuberías de revestimiento empleando una perforación convencional por un lado y una perforación Doble Gradiente por el otro. En la primera de ellas (Figura 5.2.) podemos observar que son requeridas siete tuberías de revestimiento para poder alcanzar el objetivo geológico. Además, es importante mencionar que existe la posibilidad de necesitar un mayor número de tuberías de revestimiento o de tuberías cortas en caso de que se presente alguna eventualidad como la existencia de estratos no consolidados. El principal riesgo que se corre es no poder alcanzar la zona de interés dada la disminución del diámetro disponible.

En la segunda gráfica (Figura 5.3.) correspondiente al diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento empleando un sistema de perforación Doble gradiente, se hace evidente la disminución en el número requerido de estas tuberías para alcanzar nuestro objetivo geológico, quedando solamente con cuatro intervalos a revestir.

Lo anterior demuestra el principal beneficio que se tiene con el uso de un sistema de perforación Doble Gradiente, la disminución en el número de diámetros requeridos para las tuberías de revestimiento. Así entonces se puede establecer un diseño óptimo

en el que se contemple un margen de seguridad en caso de que se presente alguna eventualidad como ya se mencionó, permitiendo correr las tuberías de revestimiento o tuberías cortas adicionales que sean necesarias (Robert P. Herrmann, 2001)¹⁹.

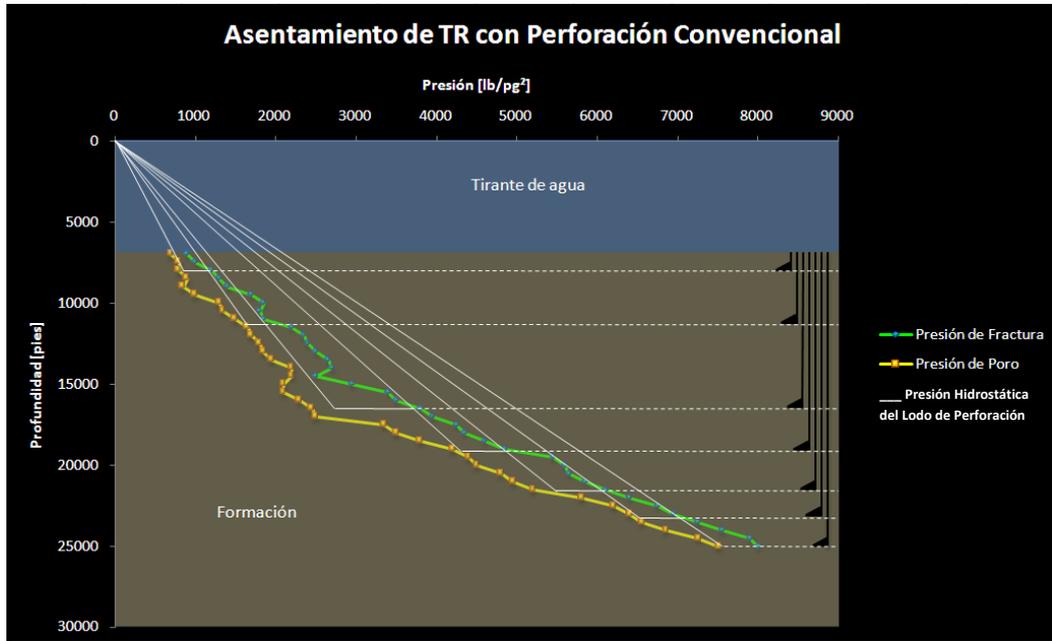


Figura 5.2. Asentamiento de TR empleando una perforación convencional. Son requeridas siete tuberías de revestimiento

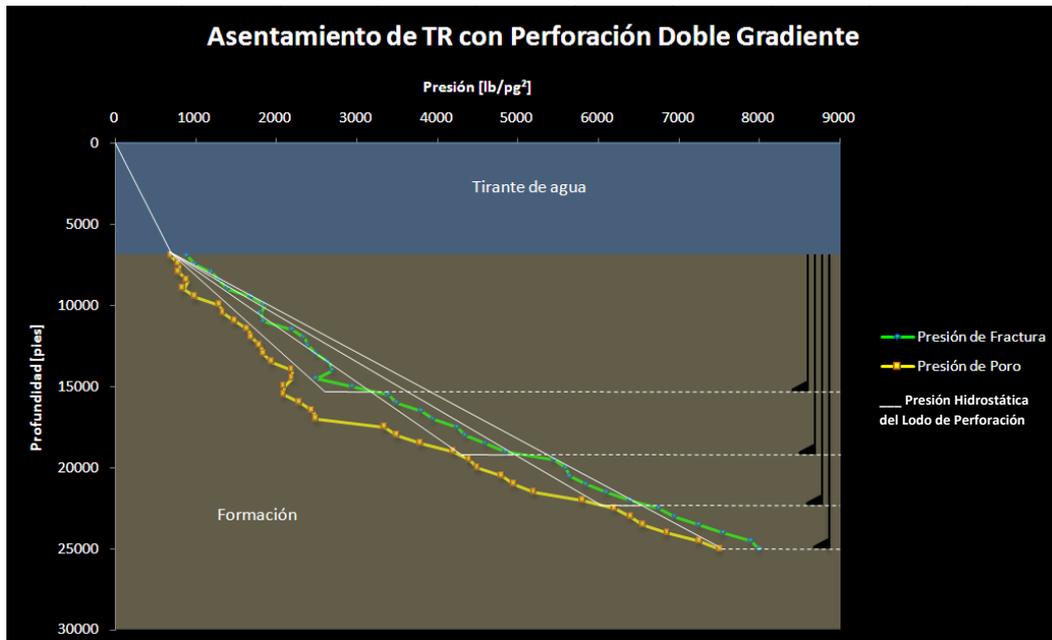


Figura 5.3. Asentamiento de TR empleando un sistema de perforación Doble Gradiente. Son requeridas solamente cuatro tuberías de revestimiento

Se proponen los posibles diseños del asentamiento de tuberías de revestimiento para ambos casos considerando que en la industria petrolera se manejan diámetros estándar, mismos que limitan la libertad para decidir arbitrariamente el diámetro de las tuberías y que hacen finita la disponibilidad de las mismas. Resulta imperioso conocer la variedad de diámetros comercial y económicamente disponibles.

Profundidad [pies]	Diámetro TR [pg]
8000	30"
11500	20"
16500	16"
19000	13-3/8"
22000	10-3/4"
24000	9-5/8"
25000	7"

Figura 5.4. Diseño de asentamiento de TR propuesto para el sistema de perforación convencional

Profundidad [pies]	Diámetro TR [pg]
15500	30"
19000	20"
22250	13-3/8"
25000	9-5/8"

Figura 5.5. Diseño de asentamiento de TR propuesto para el sistema de perforación Doble Gradiente

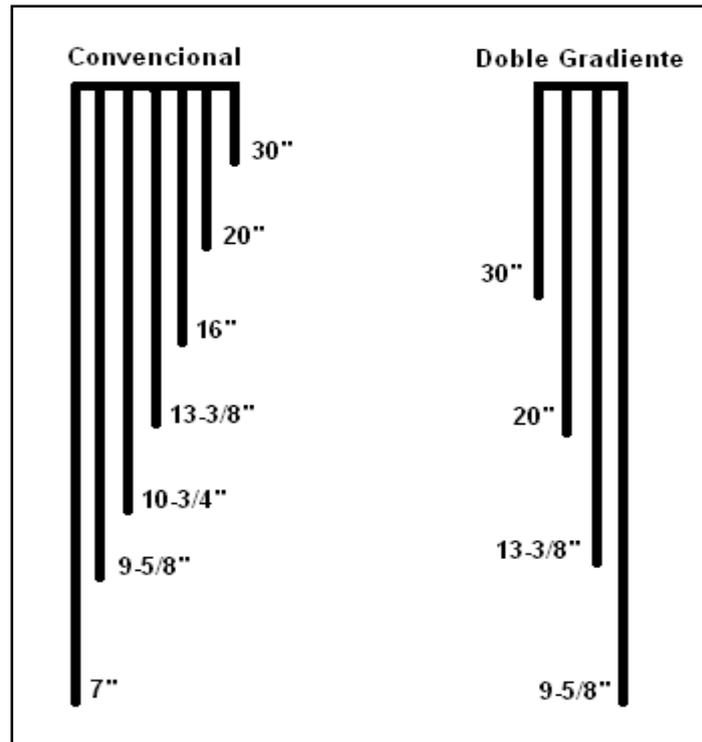


Figura 5.6. Comparación del número de tuberías de revestimiento requeridas según el tipo de perforación empleado

5.3. Presión estática.

Se ha hecho hincapié en los beneficios que acarrea la disminución en la presión del lodo de perforación equivalente al tirante de agua. Cuando empleamos un sistema de perforación Doble Gradiente, debemos de considerar la presión del fluido de perforación al nivel de la línea de lodo (lecho marino) igual a la presión generada por la columna hidrostática de agua de mar desde este punto hasta la superficie. Se dice entonces que el pozo está “muerto”. Para lograr esta presión en la línea de lodo, previamente se calibra la válvula de secuencia de perforación (DSV) en la superficie, siendo ésta un elemento indispensable en el sistema para lograr el denominado Doble Gradiente (Jonggeun Choe, 1999)¹¹.

Para conocer la mínima densidad del lodo requerida para controlar los fluidos de la formación y evitar un brote, debemos de realizar la diferencia entre la presión de poro esperada a la profundidad de interés y la presión hidrostática generada por el tirante de agua, además de la diferencia entre la profundidad de interés y la profundidad del tirante de agua (Jonggeun Choe, 1999)¹¹. La presión en cualquier sistema de unidades está dada por la expresión

$$P = \rho gh.$$

En donde: $P = \text{Presión}$, $\rho = \text{densidad}$, $g = \text{gravedad}$ y $h = \text{profundidad}$.
Despejando la densidad obtenemos:

$$\rho = P/gh$$

Para un sistema de Perforación Doble gradiente la densidad mínima requerida para el control de los fluidos de la formación es calculada de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{P_{\text{poro}} - P_{\text{hidrostática tirante de agua}}}{g(h_{\text{profundidad de interés}} - h_{\text{profundidad tirante de agua}})}$$

Empleando el sistema inglés en donde: $P = \text{Presión} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, $\rho = \text{densidad} \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right]$ y $h = \text{profundidad} [\text{ft}]$, y en el cual se introduce un factor para emplear dichas unidades y eliminar el término de la gravedad, podemos calcular ésta densidad mínima requerida como sigue:

$$\rho = \frac{P_{\text{poro}} - P_{\text{hidrostática tirante de agua}}}{0.052(h_{\text{profundidad de interés}} - h_{\text{profundidad tirante de agua}})}$$

La expresión anterior se puede visualizar en la siguiente gráfica (Figura 5.7.), misma que muestra la diferencia en la presión estática presente en el agujero del pozo y el espacio anular cuando empleamos un sistema de perforación convencional y un sistema de perforación Doble Gradiente. Nótese que existe un incremento de presión en el sistema de perforación Doble Gradiente a nivel del lecho marino. Éste corresponde al gradiente de presión generado por el lodo de perforación que se encuentra en la línea de retorno del lodo y que está asilado del lodo de perforación ubicado debajo de la cabeza del pozo.

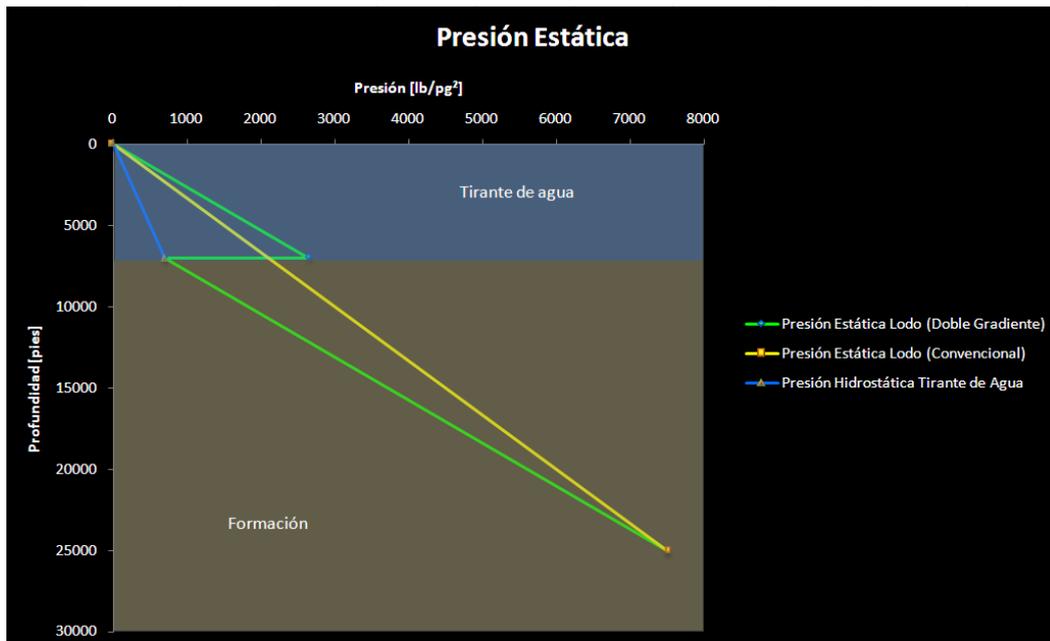


Figura 5.7. Presión estática dentro del agujero y espacio anular para ambos sistemas de perforación, convencional y Doble Gradiente

5.4. Presión de circulación.

Cuando se está circulando el lodo mientras se perfora debe de mantenerse la densidad del mismo dentro de los márgenes de la ventana operacional. La presión requerida en la bomba superficial de lodo debe de vencer las pérdidas de presión por fricción así como la restricción en la válvula de secuencia de perforación (DSV). En la siguiente gráfica (Figura 5.8.) se observa la variación de las presiones a lo largo del trayecto del lodo, tanto para un sistema de perforación convencional como para un sistema de perforación Doble Gradiente. Para el primer sistema (amarillo) se aprecia que se requiere una mayor presión en la bomba superficial para lograr que el lodo regrese a superficie mientras que cuando se utiliza el sistema Doble Gradiente (verde), la presión requerida en la bomba superficial es menor debido a que solo se requiere impulsar el fluido de perforación desde la superficie hasta la línea de lodo en donde se encuentra la bomba de levantamiento submarino (MLP), llegando solamente a una presión equivalente a la presión hidrostática del tirante de agua ya que en este punto el fluido es represionado para alcanzar la superficie de nuevo. En ambos casos existen pérdidas de presión en la barrena que deben de tomarse en cuenta (Jonggeun Choe, 1999)¹¹.

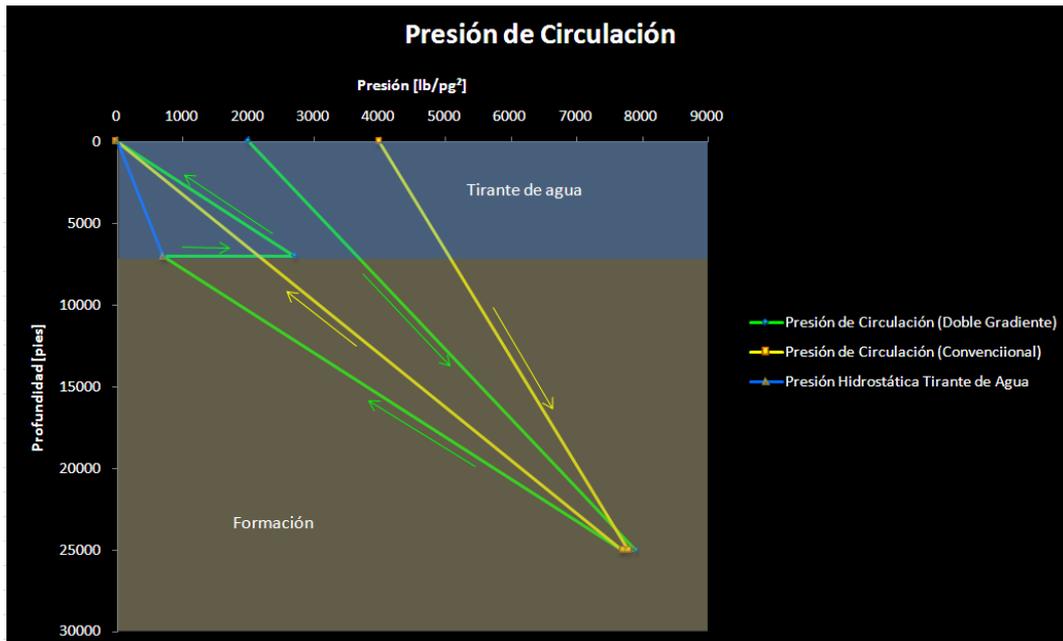


Figura 5.8. Variación de la presión de circulación del lodo en toda su trayectoria para ambos sistemas de perforación, convencional y Doble Gradiente

5.5. Efecto de tubo en U.

Cuando se emplea un sistema de perforación Doble Gradiente y se detiene la circulación del lodo apagando la bomba superficial, la presión no se encuentra en equilibrio. La presión de entrada a la bomba de levantamiento submarino se mantiene a la misma presión constante equivalente a la presión hidrostática del tirante de agua y la sarta de perforación se encuentra llena con lodo pesado. Esto provoca que el lodo de perforación busque el equilibrio en las presiones disminuyendo su nivel dentro de la sarta hasta alcanzar un punto tal que corresponda de igual manera a la presión hidrostática del tirante de agua, correspondiente a la calibración de la válvula de lodo (DSV) (Jonggeun Choe, 1999)¹¹.

Un aspecto muy importante a considerar es que desde el comienzo hasta el final del efecto de tubo en U, se debe de asegurar que la presión en el agujero y en el espacio anular sea la requerida para mantener los fluidos de la formación dentro de la misma para evitar un brote y también por debajo de la presión de fractura para prevenir la pérdida del lodo a la formación y por ende otro posible brote. Esto se logra manteniendo la presión de entrada a la bomba, constante, igual a la presión hidrostática del tirante de agua. Para ello se mantiene la bomba submarina trabajando a un mismo gasto hasta que el equilibrio se ha alcanzado.

Para las operaciones tanto en la plataforma continental como costa afuera, uno de los pasos más importantes para detectar un brote y proceder con el control del pozo, es confirmar que el pozo está fluyendo con la bomba superficial apagada, pero en el caso

de usar el sistema de perforación Doble Gradiente esto no es posible por el efecto del tubo en U, ya que se cuando se apaga la bomba superficial se podría pensar que el pozo está aportando fluidos de la formación cuando en realidad lo que está sucediendo es que el lodo está buscando el equilibrio de presiones y por ende disminuye su nivel dentro de la sarta de perforación que corresponde al volumen desplazado y que es recuperado en superficie. Por lo tanto se debe conocer el tiempo en el que el lodo alcanzará su equilibrio y a partir de entonces observar si continúa el flujo o se detiene, para poder confirmar si se trataba de un brote o simplemente del efecto de tubo en U.

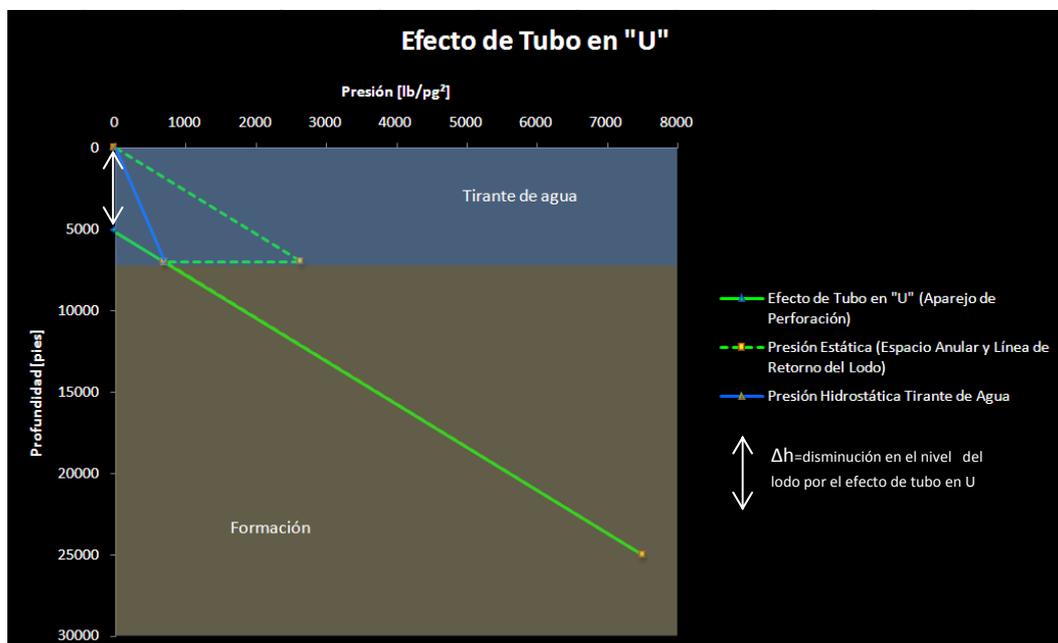


Figura 5.9. Efecto de Tubo en "U" dentro de la sarta de perforación. La prolongación de la línea verde desde el lecho marino hasta el eje de la profundidad, indica el nivel que alcanza el lodo para equilibrar las presiones cuando la bomba superficial se detiene

5.6. Control de pozos.

La detección de un brote y su correcto control es un asunto de gran relevancia para cualquier operación en aguas profundas y lo sigue siendo cuando se emplea el sistema de perforación Doble Gradiente. El mejor método para controlar un brote es la prevención, sin embargo esto no siempre es posible. A pesar de ello, se desarrollaron algunas prácticas útiles para detectar un brote a tiempo y controlarlo de forma segura.

5.6.1. Detección del brote.

A continuación se mencionan algunas formas para detectar la presencia de un brote. Estos métodos han sido usados satisfactoriamente tanto en operaciones en la plataforma continental como en costa afuera. Los primeros son conocidos como indicadores primarios de un brote y el resto son nombrados indicadores secundarios.

Las señales primarias de un brote tales como un incremento en el gasto de retorno y un aumento en el volumen del tanque de lodo pueden ser consideradas como dos importantes indicios del surgimiento del brote. Sin embargo no es posible apagar la bomba superficial para observar si el pozo está aportando fluidos de la formación. Desde que la presión hidrostática efectiva dentro de la sarta de perforación es mayor que la que se encuentra en el espacio anular, el pozo siempre va a fluir aún sin la presencia de un brote como se explicó líneas arriba por el efecto de tubo en U que es la tendencia del lodo de buscar el equilibrio de presiones. Lo que si se debe de considerar es que el tiempo en que esto sucede es finito y en el momento que éste termina, entonces es posible considerar los parámetros del gasto y volumen de retorno como las principales señales del brote (Jonggeun Choe, 1999)¹¹.

El control del pozo debería de comenzar tan pronto termine el efecto de tubo en U para hacer el procedimiento relativamente simple, pero como no resulta sencillo conocer el nivel de lodo dentro de la sarta de perforación se pueden emplear sensores dentro de la misma para determinarlo así como para observar los cambios de la presión en la cabeza del pozo. Una práctica recomendada es contar con sensores en la entrada a la bomba de levantamiento submarino además de combinar dispositivos de medición durante la perforación (MWD) con estos sensores para confirmar el brote y actuar a tiempo.

5.6.2. Prevención de nuevos brotes.

El siguiente paso a considerar después de la detección del brote, es prevenir un futuro aporte de la formación. Para el sistema de perforación Doble Gradiente no resulta fácil ni factible cerrar el pozo en el momento de la detección por el desequilibrio de las presiones cuando se presenta el efecto de tubo en U. El pozo no se debe cerrar sino hasta que el equilibrio se ha alcanzado, de no ser así se corre el riesgo de fracturar la formación y que ocurra una pérdida de circulación hacia la misma. Por lo tanto el procedimiento para matar el pozo es en realidad un método dinámico.

En la siguiente tabla se aprecia una comparación entre los eventos durante un brote cuando se está utilizando un sistema de perforación convencional y el sistema Doble Gradiente. Nótese que solamente cambian los dos últimos puntos de comparación.

Perforación convencional	Perforación Doble Gradiente
Perforación	Perforación
Suposición del brote	Suposición del brote
Suspensión de la perforación	Suspensión de la perforación
Detección del brote	Detección del brote
Suspensión del bombeo en superficie y cierre del pozo	Disminución paulatina del bombeo Submarino. Se mantiene la presión en la bomba MLP
Circulación del brote	Bombeo del brote hacia la superficie

Figura 5.10. Comparación de los eventos durante un brote, empleando el sistema de perforación convencional y el sistema Doble Gradiente

Una pieza crítica de la información que se debe de conocer para el control del pozo es la presión de cierre en la sarta de perforación para poder estimar la presión de formación y determinar la densidad del lodo de matar. Aún para el proceso dinámico que estamos discutiendo, esa es la mejor forma para establecer la presión de formación.

Si el procedimiento dinámico se pone en práctica de forma correcta, es posible que se pueda variar el gasto de bombeo tanto en superficie como en el lecho marino para prevenir un nuevo brote, sobre todo si los fluidos de la formación son considerablemente compresibles. Desde un punto de vista práctico, es permitido incrementar la presión unas 200 [lb/pg²] y posteriormente observar los indicadores del brote. Posteriormente se aceptan incrementos paulatinos de 50 [lb/pg²] hasta que ya no se observen indicios de brote (Jonggeun Choe, 1999)¹¹.

Otra forma de evitar un futuro brote es mantener el bombeo en superficie y en el lecho marino a un gasto constante con la final de que los indicadores sean las variaciones en la presión. Además se incrementa poco a poco la presión dentro del espacio anular para lograr el control del pozo.

5.6.3. Circulación del brote.

Para una perforación Doble Gradiente, la presión de entrada a la bomba de levantamiento submarino se mantiene constante mientras que el brote se guía hacia la superficie. La presión a la entrada de la bomba superficial y la presión en la sarta de perforación se pueden emplear para monitorear la presión en el agujero mientras que se circula el brote hacia la superficie (J. J. Schubert, 2003)⁸. La presión en superficie se puede mantener empleando uno o alguna combinación de los siguientes criterios:

- Mínima presión del brote dentro del agujero
- Máximo volumen permitido en el tanque de lodo
- Mínima presión en la salida de la bomba submarina
- Mínima presión diferencial a través de la bomba submarina

Los cambios en la presión de la línea de retorno de lodo no afectan la presión por debajo de este punto en el agujero. Otro beneficio es que podemos ajustar la presión en superficie para limitar la salida del brote al exterior y por lo tanto se reducen los requerimientos de un separador lodo-gas.

5.7. Costos.

Al perforar un pozo en aguas profundas empleando el sistema Doble Gradiente encontramos diferencias importantes con respecto al sistema convencional de perforación. La plataforma que se requiere para este tipo de trabajos es por lo regular de quinta generación debido a los requerimientos del tubo ascendente y del preventor, sin embargo cuando se decide implementar la tecnología Doble gradiente, los requerimientos de la plataforma disminuyen de tal forma que puede utilizarse solo de cuarta o incluso de tercera generación para perforar el pozo.

Lo anterior trae como consecuencia una disminución en los días requeridos para perforar el pozo y por ende una menor renta a pagar por el uso de la plataforma. Es decir, existe un ahorro en los costos totales de perforación.

Por otra parte, se pueden enfrentar importantes problemas durante la perforación como la inestabilidad del pozo o el daño a la formación. Hoy en día existen lodos inhibidores que previenen o controlan esta situación, sin embargo su precio es muy elevado y durante una perforación convencional en donde el tubo ascendente debe llenarse en su totalidad con el lodo de perforación, resulta incosteable tal opción. Por otro lado, si solo se emplea un sistema de perforación Doble Gradiente en donde la

línea de retorno del lodo con un diámetro mucho menor que el del tubo ascendente, es posible emplear este tipo de fluidos inhibidores que aunque resultan más costosos, se requiere un menor volumen de ellos debido a que solamente ésta línea de retorno es la que se mantiene llena con el fluido mientras que el tubo ascendente contiene agua de mar en su espacio anular.

En el análisis de un pozo a perforar en el Golfo de México y en el que se comparó los dos escenarios posibles que se presentarían en caso de implementar el sistema de perforación convencional y un sistema de perforación Doble Gradiente, se observa que para el primero se esperaba un tiempo de perforación de 119 días mientras que para el segundo este periodo disminuyó a 112 días incluyendo cuatro días estipulados para dar mantenimiento a la bomba en caso de que fuese necesario, tiempo en el que se recupera la bomba, se le da mantenimiento, y se vuelve a colocar en el lecho marino (P. R. Hariharan, 2003)¹⁸. Tenemos por lo tanto una disminución de casi el 6% del tiempo requerido para terminar el pozo. El programa de asentamiento de tuberías para una perforación convencional se determinó de la siguiente forma: 20", 16", 13-3/8", 11-7/8" y 7-3/4"; y cuando se comparó con el programa para un Doble Gradiente se observó que el conductor de 20" podía asentarse a una mayor profundidad de forma tal que era posible eliminar la tubería de 16" resultando en el ahorro de toda una sección de este diámetro junto con los costos del tiempo muerto asociados a ella, además fue posible terminar el diseño con un diámetro de tubería de 9-5/8" contrario al de 7-3/4" propuesto en el diseño convencional, lo cual se traduce en un mayor margen de trabajo en caso de que se presentase algún imprevisto e incluso también la posibilidad de implementar un aparejo de producción de un mayor diámetro que aumente las posibilidades de producción.

Comparando los rangos de variación en los costos para ambos sistemas de perforación, se tiene que para el convencional se calculó un costo total del pozo de 41.2 millones de dólares mientras que para el Doble Gradiente el costo total se reduce a la cantidad de 37.5 millones de dólares. Realizando la diferencia entre ambos, vemos que existe un ahorro de 3.7 millones de dólares para terminar este pozo, o en términos de porcentaje concluimos que el uso del sistema de perforación Doble Gradiente resulta ser 9% menos costoso que un sistema convencional, que en términos económicos en operaciones en aguas profundas, podemos decir que este ahorro puede ser la diferencia entre que un proyecto sea rentable o no.

5.8. Primer pozo con un sistema de perforación Doble Gradiente.

Siempre resulta primordial probar el funcionamiento de una nueva tecnología y sobre todo cuando implica una aplicación tan importante. La prueba del sistema de perforación Doble Gradiente y la selección del proceso por el cual deberá pasar el pozo

durante la perforación, considera una gran gama de opciones resultado de innumerables pruebas menores realizadas en tierra firme y sobre una plataforma tipo “Jack UP”. Un análisis de beneficio-costo demostró que la opción más rentable es aquella en la que se emplea una plataforma Semisumergible de segunda generación, misma que maneja un límite de profundidad de tirante de agua de 1,500 pies aproximadamente.

5.8.1. Concepto y objetivos de la prueba del sistema.

Una prueba completa del sistema permite observar su comportamiento real y el de todos los componentes del mismo, además, ningún otro tipo de prueba que no sea la perforación de un pozo, genera la aceptación o eliminación de dicho sistema. El objetivo del grupo interdisciplinario mencionado en el capítulo anterior, fue entregar un sistema de perforación Doble Gradiente funcional y con aplicaciones comerciales en el desarrollo de aguas profundas (J. P. Schumacher, 2001)⁹.

El objetivo de la prueba del sistema fue demostrar la funcionalidad y usabilidad de la tecnología de perforación Doble Gradiente. Al comienzo del proyecto, los participantes se reunieron constantemente para establecer muy bien los objetivos del mismo, recopilando al final más de 128, los cuales son resumidos como se muestra:

- Perforar un pozo real
- Verificar la validez del concepto Doble Gradiente
- Verificar la funcionalidad de los componentes del sistema
- Demostrar la factibilidad en la integración del sistema a una plataforma
- Probar el sistema de control de pozos
- Desarrollar los procedimientos requeridos por el sistema

Un diseño del sistema de perforación Doble Gradiente depende en gran medida del tipo de plataforma que se empleará, por lo tanto, la selección de los involucrados en el proceso de perforación y de la plataforma a contratar, se convirtió rápidamente en el tópico fundamental para comenzar a desarrollar el cuerpo de la prueba.

La selección de los procesos que requería la perforación del pozo comenzó cuando el grupo cuestionó a los responsables de la operación sobre los posibles pozos para realizar la prueba, misma que debía de ajustarse a los requerimientos establecidos por los participantes con respecto al diámetro del agujero con el que se pretendía terminar el pozo, además de respetar el rango máximo de profundidad de tirante de agua (1,500 pies). Después de muchas iteraciones de simulación, se seleccionó un pozo de la

compañía Texaco en el campo “Cañón Verde 136” en el Golfo de México (región norteamericana), el llamado “Shasta”. Así entonces, Texaco comenzó con los preparativos para realizar la prueba aportando parte de capital requerido para este fin.



Figura 5.11. Ubicación del pozo piloto para la prueba del sistema de perforación Doble Gradiente⁸

De forma similar, se les informó a las compañías contractuales de plataformas de perforación sobre los requerimientos necesarios para realizar la prueba. Eventualmente se seleccionó la plataforma semisumergible “New Era” de la compañía Diamond Offshore, ya que ofrecía una gran cantidad de beneficios para esta primer integración del sistema de perforación Doble Gradiente sobre una plataforma de perforación existente.

5.8.2. Equipamiento de la plataforma, procedimientos y entrenamiento.

Como se menciona en el capítulo anterior, el sistema de perforación Doble Gradiente requiere de varios componentes que no se emplean en la perforación convencional. Entre ellos podemos mencionar la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP, el sistema de potencia hidráulico para activar la bomba, un pequeño sistema hidráulico de potencia para operar las válvulas del equipo, una válvula de secuencia de perforación DSV para controlar el efecto de tubo en U, el dispositivo submarino de rotación SRD, entre otros que ya se describieron.

Se revisaron todos los procedimientos de perforación para establecer los parámetros operacionales del sistema Doble Gradiente y conseguir los objetivos de la prueba. Una vez desarrollados los nuevos procedimientos, se revisaron un par de veces y se aprobaron por el equipo encargado de realizarla y por los participantes del grupo

interdisciplinario. Posteriormente esos procedimientos fueron utilizados como la base de un intensivo programa de entrenamiento de tres semanas de duración y que estaba dirigido a todo el personal involucrado en la operación, incluyendo a los trabajadores de la plataforma “New Era”.

Los siete días previos a la perforación en los que el equipo involucrado se reunió, permitieron a los participantes “perforar el pozo en papel”, es decir, simular la perforación y todos los eventos posibles durante la misma. Los participantes revisaron todos los detalles, tales como el procedimiento durante la perforación, las modificaciones requeridas por la plataforma, las especificaciones del equipo, las pantallas de control electrónico, entre otros, haciendo un principal énfasis en la seguridad que se debía tener en todo momento. Cabe resaltar que durante este periodo, todas las dudas que surgieron fueron registradas y atendidas con la finalidad de asegurar el éxito de la operación. La sección de preguntas y respuestas podía llegar a tomar hasta una cuarta parte del total de la clase.

Uno de los principales objetivos de la operación fue enfatizar en la naturaleza del pozo a perforar y asegurarse de que el equipo la entendiera en su totalidad. El pozo sería en realidad un complejo experimento del que se pretendía obtener respuestas acerca del comportamiento de la nueva tecnología mientras que al mismo tiempo se debía de conseguir un pozo productor de aceite.

La presión de poro, el peso del lodo y el gradiente de fractura mostrados a continuación (Figuras 5.12. y 5.13.), ilustran las diferencias entre una operación realizada con un sistema de perforación convencional y otra empleando el sistema de perforación Doble Gradiente para este pozo.

5.8.3. Programa de perforación.

La compañía Texaco fue la encargada de entregar al grupo interdisciplinario un programa completo de la perforación usando un sistema convencional de un solo gradiente para posteriormente compararlo con el plan de perforación que empleaba el sistema Doble Gradiente. Texaco preparó un programa de perforación completo para el pozo en cuestión y fue también el responsable de operar el sistema de producción del mismo.

La compañía Texaco fue la encargada de perforar la sección superficial del pozo y de cementar la tubería de revestimiento conductora de 20” de diámetro. De esta forma, el personal del grupo pudo entonces continuar la perforación de dos secciones más del agujero realizando a su vez las pruebas del sistema Doble Gradiente dentro de la tubería de revestimiento superficial de 13 3/8” pulgadas de diámetro y de la tubería corta de 9 5/8” pulgadas. Posteriormente Texaco concluyó la operación con la

perforación del agujero de 8.5" pulgadas de diámetro, corriendo y cementando dentro de él, una tubería de revestimiento de 7" de diámetro, misma que sirvió como tubería de producción

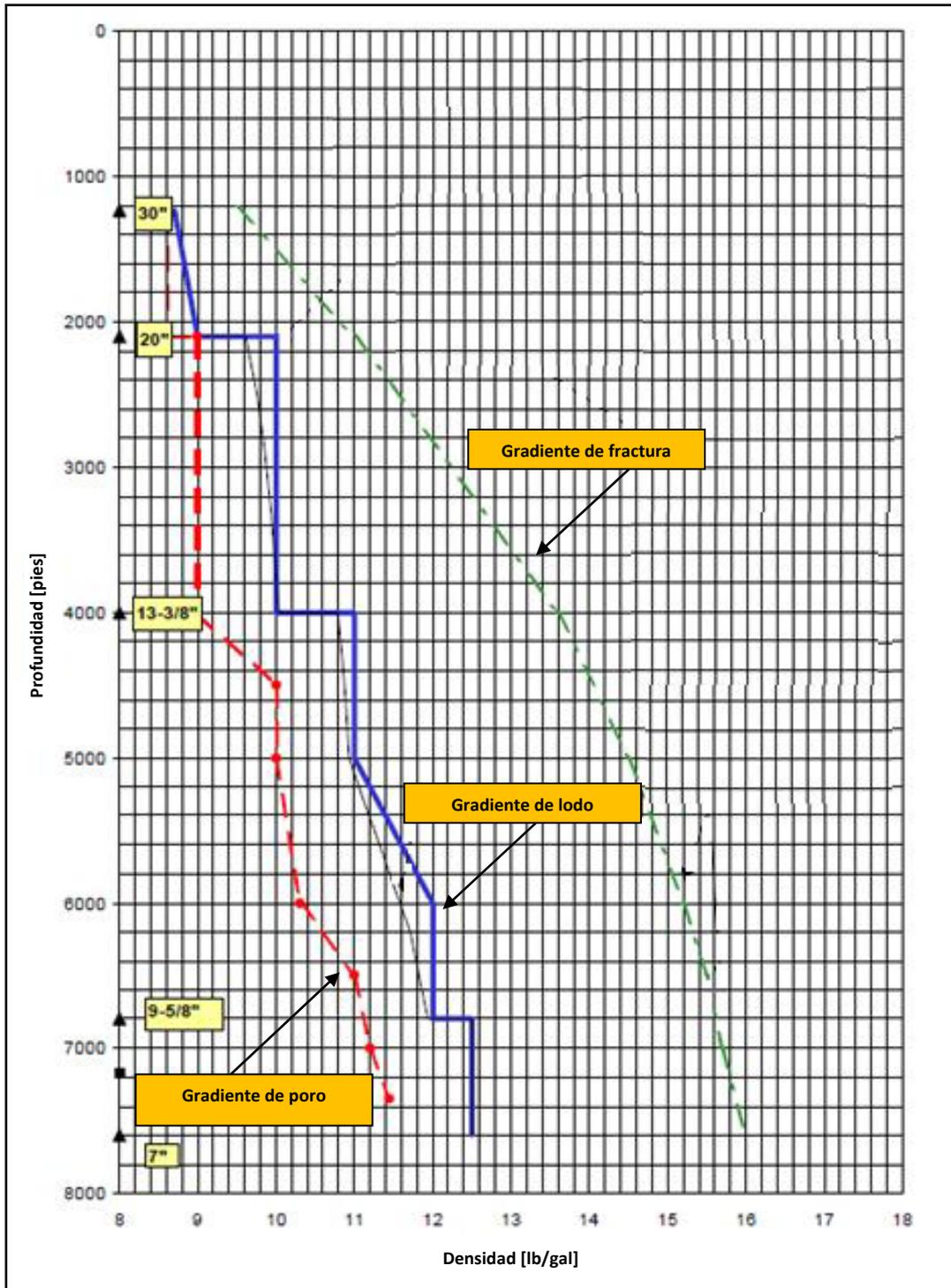


Figura 5.12. Diseño de asentamiento de TR para pozo piloto considerando de perforación convencional. Las presiones están dadas en su equivalente en densidad [lb/gal]⁸

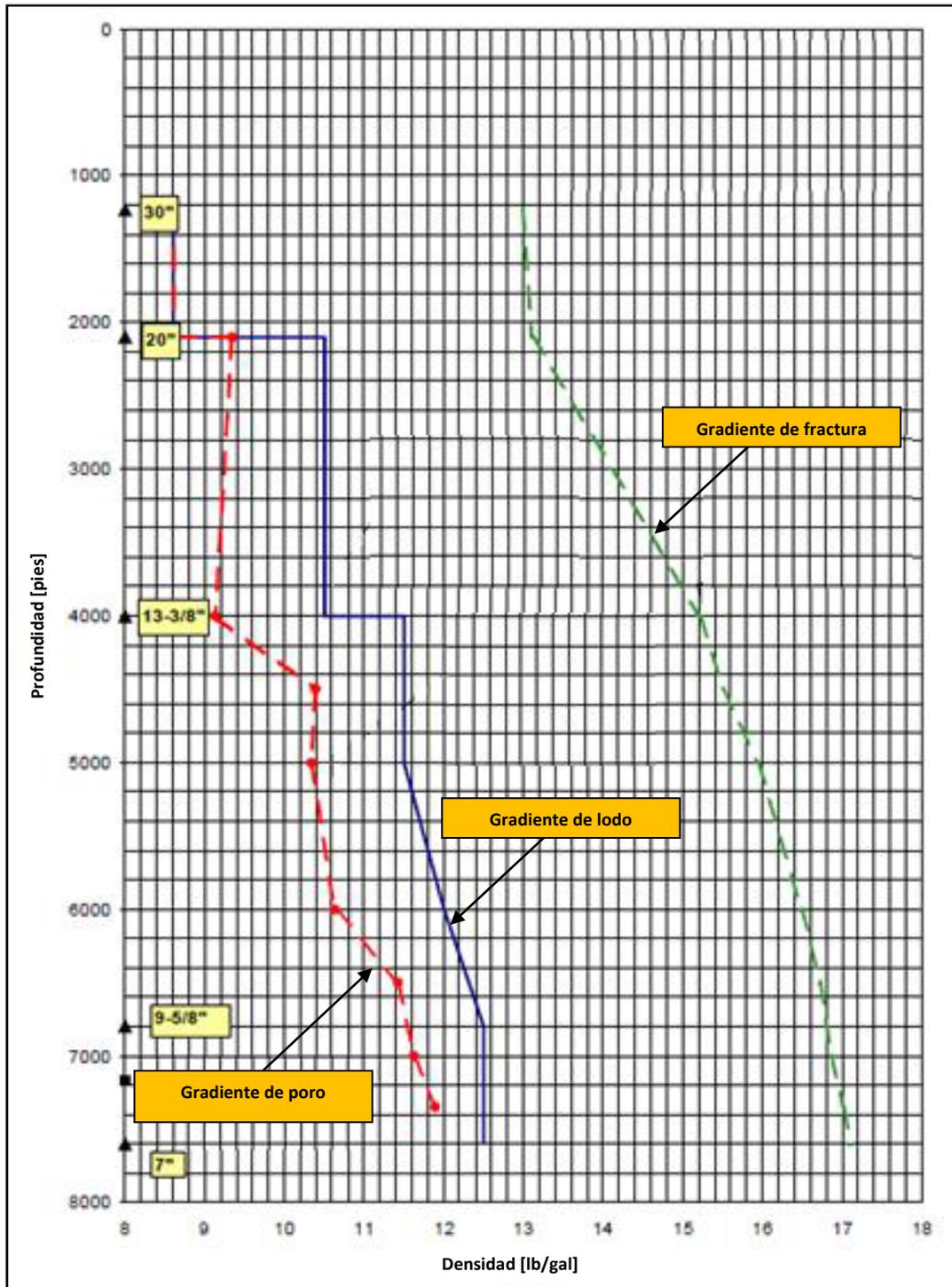


Figura 5.13. Diseño de asentamiento de TR para pozo piloto considerando de perforación Doble Gradiente. Las presiones están dadas en su equivalente en densidad [lb/gal]. En esta figura observamos una ventana operacional más amplia, lo que permite trabajar con un mayor margen de seguridad⁸

En las figuras anteriores (Figuras 5.12. y 5.13.), se puede apreciar cómo influye a la ventana operacional el cambio de sistema convencional por uno Doble Gradiente, ya que para el segundo se amplía considerablemente el rango entre el gradiente de poro

y el gradiente de fractura. Nótese que es posible manejar tanto presiones como sus equivalentes en densidad. En la industria petrolera se emplean los gradientes en lb/gal para determinar la ventana operacional y hacer el diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento.

El equipo responsable de la prueba fue el encargado de proveer un programa de perforación en el que se incluyera la operación de los componentes superficiales y la del equipo submarino, así como la de todos los sistemas de monitoreo dentro de las tuberías de perforación para la captura de datos en intervalos de agujero descubierto de 17 ½ y 12 ¼ pulgadas de diámetro. Cada sección del programa de perforación Doble Gradiente cubría en detalle la secuencia de las pruebas que se realizarían. Además se contaba con hojas de registro de datos que debían de ser llenadas para completar el reporte final.

Fue muy importante que el programa de perforación Doble Gradiente incluyera un nivel extra de detalle más allá del programa típico en el que solo se incluye lo necesario. En un programa típico de perforación es suficiente contemplar términos que son comúnmente empleados por los operadores, sin embargo cuando se pretende emplear una nueva tecnología es necesario incluir todos los detalles posibles para facilitar la asimilación de la misma. Así entonces, es necesario incluir a detalle la descripción de los procesos en los que se menciona que válvulas deberán estar abiertas o cerradas y los fluidos que deben ser bombeados cuando se utilizan estos dispositivos. Debido a la necesidad de agregar, la preparación del programa de perforación Doble Gradiente resultó ser un verdadero reto, el cual requirió de un estimado de tres hombre-año de tiempo para crear este detallado documento. Al final no hubo mayor problema, porque se buscó que el diseño del equipo fuera lo más parecido el equipo convencionalmente usado.

La prueba se diseñó para tener una duración de 45 días desde la perforación hasta su terminación más 9 días disponibles en caso de que se presentara una contingencia. Si se compara con los 20 días que se requieren para perforar y terminar un pozo en este campo, podríamos pensar que resulta poco rentable realizar la operación pero debemos recordar que la finalidad de este pozo fue la de recabar la mayor cantidad de información posible, de allí el mayor requerimiento de tiempo.

5.8.4. Límite técnico de perforación.

El plan detallado de perforación realizado por la compañía Texaco fue desarrollado mediante un proceso conocido en la industria como "límite técnico de perforación (TLD)". Éste es un programa en el que se puede observar la secuencia de las operaciones acotadas por periodos de tiempo llamados "tiempos óptimos TLD" los cuales muestran el desarrollo actual de la perforación y el avance que debería de ser

en realidad según lo planeado. De esta forma se puede hacer la comparación entre lo real y lo planeado en un principio. El programa cuenta con varias ligas sobre la planilla principal mostrada en los monitores del sistema, mismos que permiten acceder a menús de ayuda tales como la descripción del equipo y del personal, las inspecciones que deben de hacerse y un todos los detalles operacionales posibles, lo anterior con la finalidad de que si es necesario algún tipo de información, se pueda acceder a ella de forma rápida y eficaz. El programa termina con una sección de “lecciones aprendidas” en la que se puede anexar toda la información que se desee al final de la operación para su futuro análisis, o también es posible consultar la información que se ha guardado con anterioridad para mejorar el desarrollo de la perforación.

Cada operación debe de ser evaluada por el personal del pozo en la plataforma en la mañana y en la reunión previa a la operación que se vaya a realizar para apresurar la preparación y ejecución de cada paso. El programa TLD va a proveer las secciones para incluir notaciones y comentarios del desarrollo de la prueba a fin de que se pueda generar fácilmente un reporte final. Como operador, Texaco proporcionó la supervisión necesaria en la plataforma.

5.8.5. Prueba de control de pozo.

Probar el equipamiento y los procedimientos de control de pozos para el sistema de perforación Doble Gradiente fue una de las principales y más largas partes de la prueba en el campo. Por razones de seguridad, esas pruebas fueron implementadas en agujero revestido después de cada operación de asentamiento. En caso de que sucediera una situación de descontrol de pozo los procedimientos de control serían implementados.

Los gastos para matar del sistema de perforación Doble Gradiente son más altos que los gastos para matar convencionales, para el pozo piloto, se manejaron gastos de control de pozo de entre 100 y 150 gal/minuto, aunque el sistema de perforación Doble Gradiente permite elevarlos más.

En la configuración piloto del sistema de perforación Doble Gradiente, el soporte de la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP necesitó ser arrojado junto con el preventor, sin embargo en la versión comercial, la unión será independiente.

5.8.6. Programa de fluidos de perforación.

Uno de los beneficios del sistema de perforación Doble Gradiente, es poder reemplazar el lodo de perforación dentro del tubo ascendente con agua de mar. Ésta es una reducción importante en el volumen de lodo que permite reducir los costos de

mantenimiento, los costos del fluido, entre otros beneficios. La capacidad de desplazamiento y otras propiedades del lodo que son importantes dentro de un tubo ascendente convencional de 21 pulgadas, es menos significativa usando el sistema de perforación Doble Gradiente que como lo es cuando se emplea un sistema de perforación convencional. Además también existe un mejor control de sólidos en suspensión con el ya mencionado tratamiento que reciben los recortes.

Aunque en futuras aplicaciones del sistema de perforación Doble Gradiente en campos ubicados en aguas profundas probablemente va a incluir lodos de perforación a base de sintéticos (SBM), para el pozo prueba se utilizó un lodo base agua (WBM) con la finalidad de asegurar que los componentes de la bomba de levantamiento submarino de lodo MLP, la unidad de procesamiento de sólidos SPU y el dispositivo submarino de rotación SRD, resistieran las rigurosas pruebas a las que serían sometidos, mismas que estaban relacionadas con la estabilidad del pozo, los recortes de perforación y la limpieza del agujero. La fórmula seleccionada del este lodo base agua para el campo de prueba, fue de 20% cloruro de sodio parcialmente hidrolizada con un sistema de poliacrilamida (NaCl/PHPA).

5.8.7. Programa de tuberías de revestimiento.

El programa para las tuberías de revestimiento del pozo piloto, fue determinado por el propósito de probar el equipo del sistema de perforación Doble Gradiente empleando diámetros de agujero de 17 ½" y 12 ¼" que son los más empleados en aguas profundas. La tubería corte de 9 5/8" de diámetro fue una sección extra para dar un mayor rango de pruebas al sistema. Es importante señalar que este diseño de tuberías de revestimiento fue hecho solamente para este pozo piloto y que un programa actual de tuberías de revestimiento en aguas profundas, puede requerir menor cantidad de diámetros empleando el sistema de perforación Doble Gradiente. A continuación se presenta el diseño final del pozo de prueba:

30" tubería conductora

20" tubería superficial

13 3/8" TR intermedia

9 5/8" tubería corta

7" aparejo de producción

CONCLUSIONES

El objetivo de presentar la tecnología de perforación Doble Gradiente en aguas profundas fue ofrecer a la industria petrolera nacional, una alternativa de solución a los grandes retos técnicos y económicos que representan los trabajos costa afuera, en específico la perforación en aguas profundas del Golfo de México.

Con la presente tesis se comprobaron los beneficios que tiene la implementación de dicha tecnología, principalmente los referentes a la viabilidad de los proyectos costa afuera en tirantes de agua de hasta 10,000 pies de profundidad, garantizando en todo momento la seguridad del personal involucrado y la salvaguarda del medio ambiente.

La tecnología de perforación Doble Gradiente ofrece una solución para la construcción de pozos en aguas profundas, incrementando las posibilidades de éxito para este tipo de proyectos. Logra eliminar los problemas asociados con la ventana operacional entre la presión de poro y la presión de fractura disminuyendo los diámetros requeridos para las tuberías de revestimiento y permitiendo realizar un asentamiento más profundo de las mismas.

Este sistema establece un puente entre los requerimientos del mercado mundial de hidrocarburos y el acceso a ellos, ya que como se mencionó, la tendencia en su demanda se ha incrementado considerablemente en los últimos años pero las reservas alrededor del mundo han disminuido.

La aplicación de la perforación Doble Gradiente además de hacer viables los proyectos en aguas profundas, representa un gran ahorro económico, gracias a que los requerimientos de tiempo y de equipo, son menores en comparación con los necesarios durante una perforación convencional.

Los componentes del sistema han sido probados e implementados con éxito. Además, los procedimientos de operación del sistema y los de control de pozos, fueron elaborados exhaustivamente para garantizar la seguridad durante la operación. Todos estos procedimientos se pueden asimilar fácilmente, ya que la tecnología se estructuró lo más parecido a una perforación convencional y solo se requiere de un entrenamiento de dos o tres semanas de duración para que los trabajadores entiendan y sean capaces de operar el equipo.

También es posible optimizar el desempeño del sistema si se implementa en conjunto con otro tipo de tecnologías como la medición durante la perforación (MWD) o la toma de registros durante la perforación (LWD), entre otras.

Este sistema genera ahorros de casi el 10% del costo total por pozo de una perforación convencional. Es decir, si estimamos el costo promedio de la construcción de un pozo

en aguas profundas en 50 millones de dólares para una perforación convencional, en el momento de implementar el sistema de perforación Doble Gradiente se logra reducir esta cifra hasta aproximadamente 45 millones de dólares por pozo, cinco millones de dólares menos que la perforación convencional. Por otro lado, si hablamos de que son varios los pozos que se perforan por locación, el ahorro económico que se consigue puede ser la diferencia entre que un proyecto sea rentable o no.

Un ahorro indirecto es aquel que se consigue con el uso de una plataforma de menores dimensiones y por ende, de menor costo de renta. Esto se logró con la simplificación del equipo del sistema, resultado del efecto Doble Gradiente, mismo que permite avanzar a profundidades mayores de tirante de agua empleando plataformas de menor generación a las que normalmente se utilizarían.

El desarrollo de nuevas tecnologías permite resolver las necesidades de una sociedad y en consecuencia aseguran su desarrollo. Entre las oportunidades que tiene nuestra industria petrolera, aparte de la explotación de campos maduros con recuperación secundaria y mejorada en tierra, se encuentra la explotación de campos en aguas profundas, lo cual representa un trabajo de grandes dimensiones y de grandes retos. Es en este punto en donde se puede aprovechar al máximo la tecnología de perforación Doble Gradiente, disminuyendo la brecha entre lo técnico y económicamente posible, y lo que no lo es.

REFERENCIAS

1. Adam T. Bourgoyne, "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A., 1986.
2. Alan Christie, "Soluciones Submarinas", Schlumberger, primavera de 2000.
3. Don Hannegan and Roger Stave, "The Time Has Come to Develop Riserless Mud. Recovery Technology's Deepwater Capabilities", Drillingcontractor, September/October, 2006.
4. Gérard Cuvillier, "Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas", Schlumberger, verano de 2002.
5. Howard B. Bradley, "Petroleum Engineering Handbook", first printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A., 1987.
6. W. J. Graff, "Introduction to Offshore Structures, Design, Fabrication, Installation", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1981.
7. J. C. Eggemeyer, "Subsea Mudlift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System", Society of Petroleum Engineers, 2001.
8. J. J. Schubert, H. C. Juvkam-Wold and J. Choe, "Well Control Procedures for Dual Gradient Drilling as Compared to Conventional Riser", Society of Petroleum Engineers, Amsterdam, Netherlands, 2003.
9. J. P. Schumacher, "Subsea Mudlift Drilling: Planning and Preparation for the First Subsea Field Test of a Full-Scale Dual Gradient Drilling System at Green Canyon 136, Gulf of Mexico", Society of Petroleum Engineers, 2001.
10. Javier H. Estrada, "Hacia un Esquema Para el Desarrollo de Aguas Profundas", Energía a Debate, Año 4, Tomo IV, No. 19, México, D. F., marzo-abril de 2007, pp. 24-28.
11. Jonggeun Choe, "Analysis of Riserless Drilling System and Well Control", Seoul National University, Society of Petroleum Engineers, Seoul, Korea, marzo de 1999.

12. K. L. Smith, "Subsea Mudlift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry", Society of Petroleum Engineers, 2001.
13. Kjell-Arne Oppeboen, "Desarrollo de Aguas Profundas: Convirtiendo Retos en Soluciones", Petroquimex, Año 4, Número 28, julio-agosto 2007, pp. 26-28.
14. Michael Johnson and Michael Rowden, "Riserless Drilling Technique Saves Time and Money by Reducing Logistics and Maximizing Borehole Stability", Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana, 2001.
15. Mike Regan and Louis Slaughter, "First Dual-Gradient-Ready Drilling Riser is Introduced", Drillingcontractor, May/June 2001.
16. Neil Forrest, Tom Bailey and Don Hannegan, "Subsea Equipment for Deep Water Drilling Using Dual Gradient Mud System", Society of Petroleum Engineers, Amsterdam, The Netherlands, 2001.
17. P. Fontana and G. Sjoberg, "Reeled Pipe Technology for Deepwater Drilling Utilizing a Dual Gradient Mud System", Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana, 2000.
18. P. R. Hariharan and Robert A. Judge, "The Economic Analysis of a Two-Rig Approach to Drill in Deepwater Gulf of Mexico Using Dual Gradient Pumping Technology", Society of Petroleum Engineers, 2003.
19. Robert P. Herrmann and John M. Shaughnessy, "Two Methods for Achieving a Dual Gradient in Deepwater", Society of Petroleum Engineers, Amsterdam, The Netherlands, 2001.
20. U. S. Department of the Interior, "Deepwater Gulf of México 2008: America's Offshore Energy Future", Mineral Management Service, Gulf of México OCS Region, 2008.
21. World Energy Council, "Survey of Energy Resources 2007", Crude Oil and Natural Gas Liquids Chapter, Reserves and Resources, Publications 2009.
22. www.pemex.com
23. Pemex, "2009, las reservas de hidrocarburos de México", Secretaría de Energía, 1 de enero de 2009.
24. Pemex, "Guía para la predicción de geopresiones", Gerencia de Ingeniería.