

19



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Graciela Marcos Osnaya

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ



MEXICO, D. F.,

2001.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



VERDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1516

SRITA. GRACIELA MARCOS OSNAYA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

INFLUENCIA DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS EN LA PERFORACION DE POZOS COSTA AFUERA

- I PERFORACION DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS**
 - II COMPORTAMIENTO DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS**
 - III FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS**
 - IV ALTERNATIVAS DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS DE PERFORACION POR EL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS**
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

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.

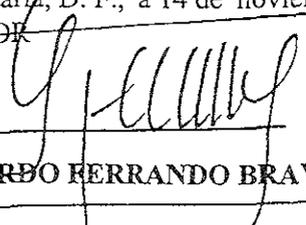
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 14 de noviembre de 2000

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

pp



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE CIENCIAS DE LA TIERRA

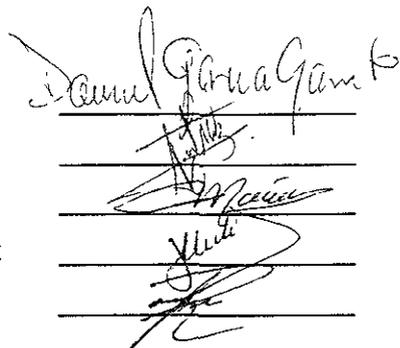
**“INFLUENCIA DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS COSTA AFUERA”**

TESIS PRESENTADA POR: Graciela Marcos Osnaya

DIRIGIDA POR: M.I. José Martínez Pérez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE	Dr. Daniel García Gavito
VOCAL	M.I. José Martínez Pérez
SECRETARIO	Ing. Salvador Macias Herrera
1° SUPLENTE	M.I. Joaquín Mendiola Sánchez
2° SUPLENTE	Ing. Jesús Rodríguez Román



MÉXICO DF. MARZO DEL 2001

AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

Por mostrarme sus grandezas, ser mi refugio y fortaleza en todo lugar.

A MIS PADRES: Graciela Osnaya y José Luis Marcos.

Por creer en mí y darme esta herencia sustentada con sacrificios y desvelos, pero por sobre todas las cosas les agradezco ese amor tan grande que me tienen. Los quiero mucho.

A MI HERMANA: Betty.

Por demostrarme su apoyo, cariño y también por todos los grandes momentos que hemos pasado juntas.

A PITA:

Donde quiera que estés, este triunfo también es tuyo.

A MI FAMILIA Y AMIGOS:

Que siempre han estado conmigo, gracias por compartir triunfos y fracasos.

A LOS INGENIEROS

José Martínez Pérez, Juan A. Morales Díaz de V. y Paulino Valadez Pérez por el interés que mostraron en la realización de este trabajo.

A MIS PROFESORES:

Por todos sus conocimientos y experiencias transmitidos a lo largo de la Licenciatura.

A LA UNAM:

Por darme la oportunidad de formarme como profesionista.

INFLUENCIA DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS COSTA AFUERA

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS	
1.1 EQUIPOS DE PERFORACIÓN	5
1.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN	14
1.3 PRINCIPALES OPERACIONES EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN	27
2. COMPORTAMIENTO DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS	
2.1 GRADIENTE DE SOBRECARGA	34
2.2 GRADIENTE DE FORMACIÓN	39
2.3 GRADIENTE DE FRACTURA	47
3. FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	
3.1 DEFINICIÓN DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	56
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	57
3.3 INDICADORES DE LA PRESENCIA DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	59
3.4 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	61
3.5 CONDICIONES FÍSICAS DE LAS FORMACIONES DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	62

3.6 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUJOS DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	64
3.7 CARACTERIZACIÓN DE SEDIMENTOS SOMEROS EN AGUAS PROFUNDAS	68
3.8 PREDICCIÓN DE OCURRENCIA	71
3.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	74
4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS DE PERFORACIÓN POR EL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS	
4.1 PERFORACIÓN SIN RISER	80
4.2 SISTEMA DE DOBLE DENSIDAD	91
4.3 TUBERÍA EXPANDIBLE	99
4.4 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN	104
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
6. NOMENCLATURA	112
7. BIBLIOGRAFÍA	115

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1	Evolución de la Perforación Marina	6a
FIGURA 1.2	Plataforma Fija	6b
FIGURA 1.3	Plataforma Autoelevable	8a
FIGURA 1.4	Plataforma Semisumergible	9a
FIGURA 1.5	Barco de Perforación	10a
FIGURA 1.6	Plataforma de Patas Tensionadas	12a
FIGURA 1.7	Plataforma de Mástil Tipo Boya (Spar Bouy)	14a
FIGURA 1.8	Componentes de un Sistema de Perforación	15a
FIGURA 2.1	Valores de Densidad Promedio para Sobrecarga	38a
FIGURA 2.2	Valores de Densidad Promedio para Sobrecarga para varios Tirantes de Agua	38b
FIGURA 2.3	Valores de la Relación de Poisson	38c
FIGURA 2.4	Valores comparativos de Presiones	48a
FIGURA 3.1	Erosión y mining de la arena	57a
FIGURA 3.2	Regiones Propensas a Flujo de Agua en Formaciones Someras	57b
FIGURA 3.3	Relación del Esfuerzo Efectivo y Porosidad	57c
FIGURA 3.4	Volcanes Formados en el Fondo Marino	57c
FIGURA 3.5	Variación de Esfuerzos Efectivos y de Confinamiento en Aguas Someras y Profundas	63a
FIGURA 3.6	Proceso de Depositación de la Arena	64a
FIGURA 3.7	Diagrama de Presiones Ejercidas en las Arenas	64b
FIGURA 3.8	Tipos de Arenas Fluyentes	64c
FIGURA 3.9	Comportamiento de los Sedimentos Finos y Gruesos con respecto a la porosidad y la velocidad de Compresión	65a
FIGURA 3.10	Comportamiento de los Sedimentos Finos y Gruesos	65a
FIGURA 3.11	Gradientes de Fractura y Presiones Altas	69a
FIGURA 3.12	Daño Superficial debido al Flujo de Agua en Formaciones	



	Someras	75a
FIGURA 3.13	<i>Pandeo de la Tubería debido a la Dilatación de la Arena</i>	75a
FIGURA 4.1	Esquema de la Perforación sin Riser	82a
FIGURA 4.2a	Presión Hidrostática en el Espacio Anular para la Perforación con Riser y sin Riser	83a
FIGURA 4.2b	Densidad Equivalente para la Perforación con Riser y sin Riser	83a
FIGURA 4.3a	Presión de Circulación en el Agujero durante la Perforación con Riser y sin Riser	86a
FIGURA 4.3b	Efecto del Tamaño de la tubería de Perforación en la Presión de la Tubería Vertical	86a
FIGURA 4.5	Velocidad debido al Efecto en "U"	89a
FIGURA 4.6	Efecto del Tirante de Agua sobre la Profundidad de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento	93a
FIGURA 4.7	Efecto Telescopiado de la Tubería	93b
FIGURA 4.8	<i>Sistema de Circulación Convencional y el Sistema de Doble Gradiente de Perforación</i>	93c
FIGURA 4.9	Comparación de la Selección de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento	94a
FIGURA 4.10	Comparación de Colocación de Sartas de Revestimiento	94b
FIGURA 4.11	Sistema de Circulación del Sistema de Doble Densidad	94c
FIGURA 4.12	Modulo de Bombeo Submarino	98a
FIGURA 4.13	Tubería Expandible	101 ^a

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Gradientes de Sobrecarga	38
Tabla 2.2	Clasificación de los Métodos publicados para la estimación de la presión de Formación	43
Tabla 2.3	Efecto del tirante de Agua Sobre el Gradiente de Factura	54
Tabla 4.1	Información utilizada para la perforación con y sin riser	88
Tabla 4.2	Bases del Diseño del Sistema Submarino de Bombeo.	95

INTRODUCCIÓN

A mediados de los 80's se observó flujo de agua en formaciones someras durante la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México. Desde entonces los perforadores se han visto en la necesidad de desarrollar estrategias y productos para combatirlos.

El flujo de agua en formaciones someras es un problema que se ha presentado recientemente que sorprende a los perforadores de perforación de pozos en aguas profundas. El problema consiste en la presencia de arenas no consolidadas y altamente permeables, las cuales están lo suficientemente presionadas para forzar el agua y la arena dentro de los pozos que están a menor presión.

El flujo de agua en formaciones someras SWF por sus siglas en inglés (Shallow Water Flow) es reconocido como uno de los obstáculos primarios en las operaciones de perforación de pozos en aguas profundas del Golfo de México. Se ha estimado que estos problemas han costado a la industria aproximadamente unos \$ 200 millones de dólares en los últimos años.

El propósito de este trabajo es recopilar lo que actualmente se conoce acerca del flujo de agua en formaciones someras.

En el Capítulo 1 se describen los equipos utilizados para la perforación de pozos en aguas profundas como son los equipos flotantes anclados tales como los semisumergibles y los de patas tensionadas, además de los equipos flotantes con posicionamiento dinámico que comprenden también a los barcos.



También se describen los sistemas requeridos para llevar a cabo la perforación de pozos en aguas profundas entre los cuales se encuentran: sistema de anclaje de la unidad flotante, sistema compensador de movimientos, sistema de riser de perforación, sistema tensionador del riser marino, líneas flexibles de matar, estrangular y auxiliares, sistema tensionador de las líneas guía, sistema de cabezales submarinos y sistemas de control de pozos.

Además se describe el comportamiento de geopresiones en ambientes de aguas profundas, porque antes de que se perfora un pozo se requiere la estimación de la presión de formación para poder planear el pozo, además que en estos ambientes, las altas velocidades de penetración y los bajos gradientes de fractura requieren que el operador pueda predecir con éxito las geopresiones antes de la perforación.

En el Capítulo 3 se describe el fenómeno de flujo de agua en formaciones someras que se ha identificado como uno de los cinco principales retos que hay que afrontar en la exploración y producción en ambientes de aguas profundas. De acuerdo a los reportes de la Compañía Fugro Geoservices Inc., aproximadamente el 70 % de todas las perforaciones realizadas en aguas profundas han experimentado flujo de agua en formaciones someras.

El método de identificación del flujo de agua en formaciones someras involucra estudios de los problemas antes de la perforación utilizando información convencional sísmica de alta resolución para identificar las zonas que pueden ser propensas a presentar flujo de agua en formaciones someras.

La alta incidencia de eventos de mitigación del flujo de agua en formaciones someras en pozos de aguas profundas muestra que las técnicas existentes no proveen la resolución necesaria de prevenir este flujo.



Actualmente, no existe un método sísmico para identificar y caracterizar exactamente los problemas que existen. Los perforadores no tienen opción para evitar estos problemas, sólo lo mitigan después de que esta condición indeseable se ha presentado.

Es esencial un adecuado entendimiento de las propiedades físicas y del comportamiento de las arenas en el flujo de agua en formaciones someras para la caracterización, predicción e interpretación de estas unidades estratigráficas utilizando información sísmica

Para obtener información acerca de estas formaciones, se tienen pocos núcleos y pocas evaluaciones de las mediciones de los registros tomados en intervalos someros porque no son de interés económico.

En el Capítulo 4 se describen cuatro técnicas de solución durante la exploración y desarrollo de los pozos que varias compañías han realizado a través del flujo de agua en formaciones someras.

Una de estas técnicas es la Tecnología de Perforación sin Riser que es una técnica no convencional que utiliza una tubería de diámetro pequeño como línea de retorno del fluido de perforación desde el fondo del pozo hasta la superficie, en vez de utilizar un gran riser marino. Esta tecnología se desarrolló en 1960 para hacer más fácil la re-entrada de la tubería balanceando las presiones internas y externas del pozo.

El Sistema de Doble Densidad es otra de las soluciones, esta tecnología básicamente elimina el fluido de perforación del riser y lo reemplaza con agua de mar, haciendo esto el pozo se afecta como si el equipo fuera un equipo terrestre. De esta manera la perforación en aguas profundas es razonable.

Otra solución a este problema es la Tecnología de la Tubería de Revestimiento Expandible, esta técnica consiste en colocar la tubería de revestimiento a través de las zonas propensas a flujo de agua en formaciones someras, sin sacrificar tuberías, es decir



que la tubería se coloca a través de las zonas problema y se expande al mismo diámetro de la tubería de revestimiento, por lo que la zona se sella y se continúa perforando sin la reducción del diámetro interior.

Finalmente en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones, las cuales muestran las ideas centrales del presente trabajo.



1. PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS^A

La perforación de pozos marinos es cada vez mayor en nuestros días y como siempre el objetivo de la perforación es el perforar y terminar un pozo rentable, esto es, obtener el mayor beneficio técnico y económico al menor costo posible.

Cuando se realiza una perforación en aguas profundas, el éxito, la eficiencia y seguridad se debe tener en cuenta el equipo que se va a utilizar, el sistema de control a emplear. Además se debe tener en cuenta las operaciones que se van a realizar en el equipo.

En este capítulo se describirán brevemente las unidades empleadas en la perforación de pozos marinos, así como los componentes de un sistema de control de pozos submarinos y de las diferentes operaciones que se realizan en esta unidad.

1.1 EQUIPOS DE PERFORACIÓN

La selección del equipo de perforación es muy importante en la etapa de planeación, ya que de esta depende el resultado de los objetivos trazados así como los costos de perforación. La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- Profundidad del pozo
- Tirante de agua
- Capacidad del equipo

Es importante hacer notar que el tamaño y el peso de la unidad se incrementan al aumentar el tirante de agua.

^A Morales Díaz de V. J. Antonio, Castañeda O. J. Manuel ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS Proyecto Final IMP 1998.



Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, las normas de seguridad para el personal y las normas del medio ambiente. Cabe aclarar que la inversión inicial es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y los costos de movilización.

Aunque un equipo de perforación se puede encontrar en prácticamente cualquier sistema flotante, los principales son:

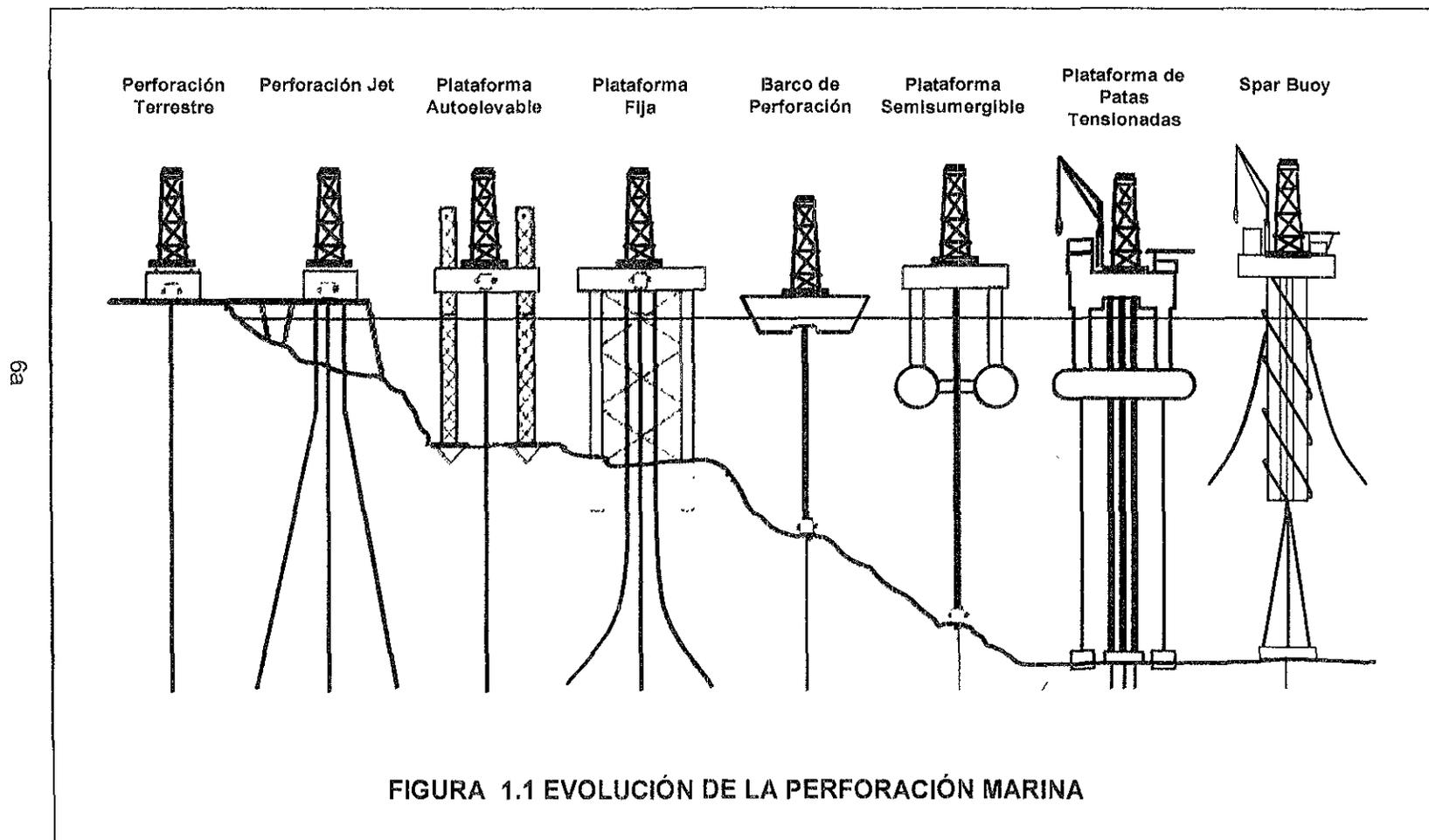
- Unidades Fijas
- Unidades Móviles
- Unidades Sumergibles
- Unidades Autoelevables
- Unidades Semisumergibles de Posicionamiento Dinámico
- Barcos de Perforación
- Plataforma de Patas Tensionadas (TLP)
- Plataformas de Mástil Tipo Boya (Spar Bouy)

En la Figura 1.1 se muestra la evolución de los equipos de perforación de pozos marinos.

UNIDADES FIJAS

El desarrollo de la perforación de pozos marinos se puede realizar a través de plataformas fijas. Estas unidades están diseñadas de una forma tal que se puedan instalar equipos de perforación, terminación y reparación de pozos. El tirante de agua que soportan es de 100 m, aproximadamente. Estos equipos pueden perforar en promedio 12 pozos. Un ejemplo de plataforma fija se muestra en la Figura 1.2.

Algunas plataformas fijas son autosuficientes, es decir que pueden albergar todos sus componentes tales como equipo y áreas de personal. Sin embargo, otras requieren de un barco de apoyo.



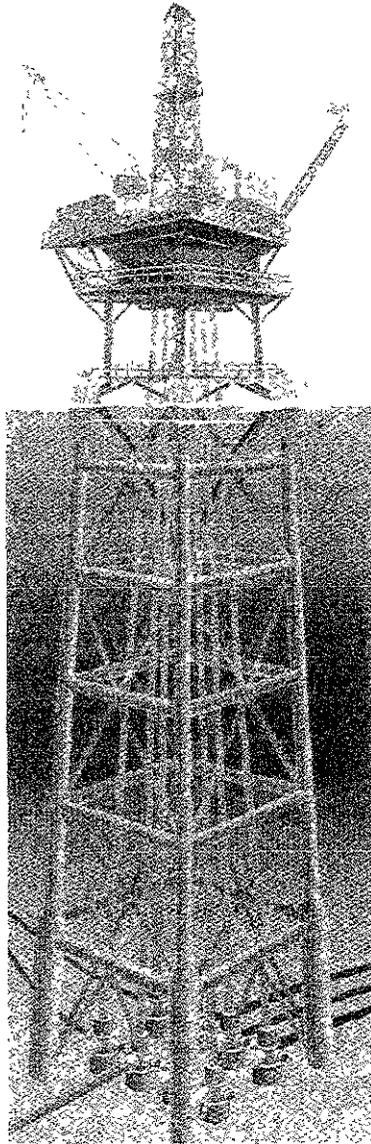
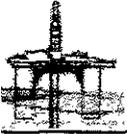


FIGURA 1.2 PLATAFORMA FIJA



UNIDADES MÓVILES

Las unidades de perforación marinas móviles son sofisticadas piezas de maquinaria. Las unidades originales fueron en un inicio simples equipos terrestres, que se acondicionaron para aguas someras y ubicadas sobre una estructura de perforación.

Las técnicas de perforación desarrolladas en tierra, son las mismas que se han utilizado en los primeros equipos de perforación marinos. Estas técnicas se utilizaron por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas con mayor profundidad ayudaron a la creación de un nuevo tipo de ingeniería y esta es la ingeniería de diseño estructural marina. A lo largo de los nuevos conceptos de ingeniería se produjeron los equipos de perforación con que se cuenta hoy en día.

La selección del equipo y herramienta de perforación que se va a utilizar es un punto muy importante en la etapa de planeación, ya que de esto dependen los resultados que se desean obtener en cuanto a objetivos y costos. También se debe tener en cuenta la profundidad del pozo, el tirante de agua, la capacidad del equipo y la disponibilidad de los equipos y los costos de perforación.

Es importante hacer notar que el tamaño y el peso de la unidad se incrementan al aumentar el tirante de agua.

Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, así como en las normas de seguridad para el personal y el medio ambiente. En los diferentes tipos de unidades flotantes, la inversión inicial es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y de los costos de movilización.

El transporte de las unidades influye de manera notable en los costos. Los barcos de perforación comúnmente viajan a una velocidad de 8 a 12 nudos, en comparación con los 7 a 10 nudos de las barcasas y los 4 a 6 nudos de las unidades semisumergibles.



UNIDADES SUMERGIBLES

Las unidades de perforación sumergibles evolucionaron partiendo de las barcazas para pantano. Estos tipos de unidades son utilizados en aguas someras como son ríos y bahías, usualmente tienen tirantes de agua de aproximadamente 15 m.

Las barcazas operan en tirantes de agua entre los 3 y 6 m. Estas se remolcan hasta el lugar de perforación, cuando se llega a la localidad se llenan de agua los compartimientos de inundación para iniciar las operaciones. Después, cuando se requirerè remolcar a otro sitio, se vacían estos compartimientos y la barcaza flota nuevamente.

Actualmente las unidades sumergibles tienen dos cascos, uno superior y otro inferior. El casco superior esta equipado con un compartimiento dividido en secciones y la perforación se desempeña a través de una ranura sobre la popa. El casco inferior esta diseñado para resistir el peso de la unidad ya que es el área de remolque y se utiliza como base para la perforación. Cuando se transportan las unidades semisumergibles lo hacen como si fuera una barcaza convencional.

UNIDADES AUTOELEVABLES

Este tipo de unidades están diseñadas para utilizarse a profundidades con tirante de agua promedio de 90 m. Estas unidades se remolcan al lugar de perforación con las patas al aire, lo cual le permite flotar y al llegar a la localización se comienzan a bajar las patas y cuando estas llegan al fondo marino el equipo se comienza a elevar.

Cuando se va a utilizar este tipo de unidades se debe de tomar en cuenta la profundidad y condiciones del medio ambiente, tipo y densidad del suelo marino, profundidad del objetivo, necesidad de movimiento en un tiempo mínimo, ya sea por condiciones meteorológicas extremas o bien por siniestros ocurridos. La Figura 1.3 muestra una plataforma autoelevable.

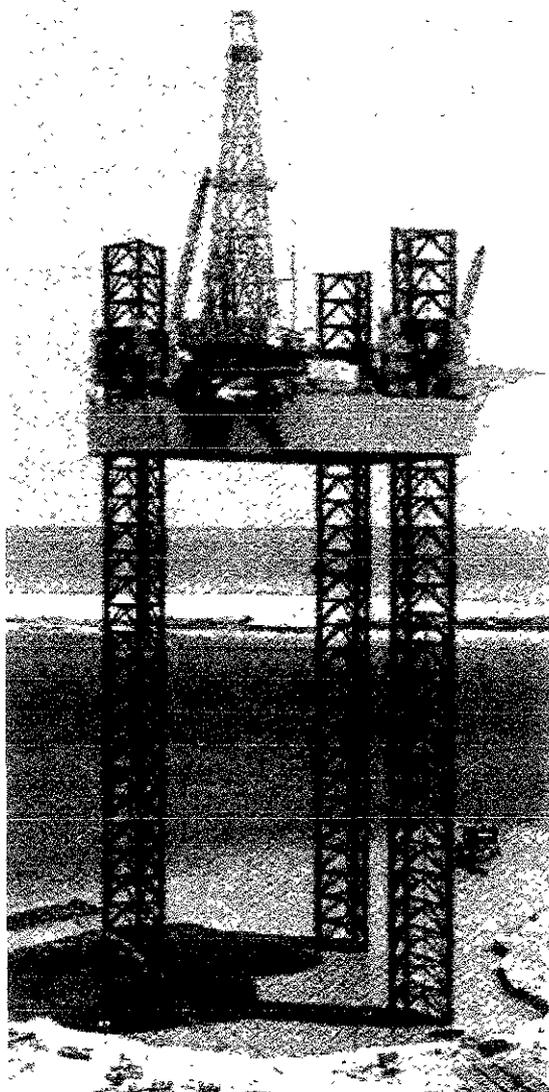


FIGURA 1.3 PLATAFORMA AUTOELEVABLE



Se han construido unidades autoelevables con tres o cuatro patas. Cuando la profundidad se incrementa y las condiciones ambientales se vuelven severas, el uso de cuatro patas resulta no solo costoso sino poco práctico.

UNIDADES SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE

Una plataforma semisumergible consiste de dos cascos longitudinales, los cuales se utilizan como compartimientos de remolque. El casco inferior es también el casco primario, el cual está por debajo del nivel del remolque. Gracias a este, la unidad semisumergible ofrece menor resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad. En la Figura 1.4 se muestra una plataforma semisumergible.

Las unidades semisumergibles permiten que la perforación se realice en aguas muy profundas ya que se mantienen en la localización mediante un sistema de anclaje convencional. Por lo general consta de 8 anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda o algunas veces una combinación de ambos.

Otra consideración en el diseño y operación de las unidades semisumergibles es la operación de remolque, debido a que durante su traslado se tiene una reducción considerable en su costo. Por otro lado, también debe considerarse que la unidad al llegar a la localización se quedará generalmente un largo tiempo, durante el cual las unidades de remolque no son necesarias.

En la selección de una unidad semisumergible es necesario considerar los siguientes criterios: tirante de agua, profundidad del pozo, aspectos ambientales, características de transporte y movilidad.

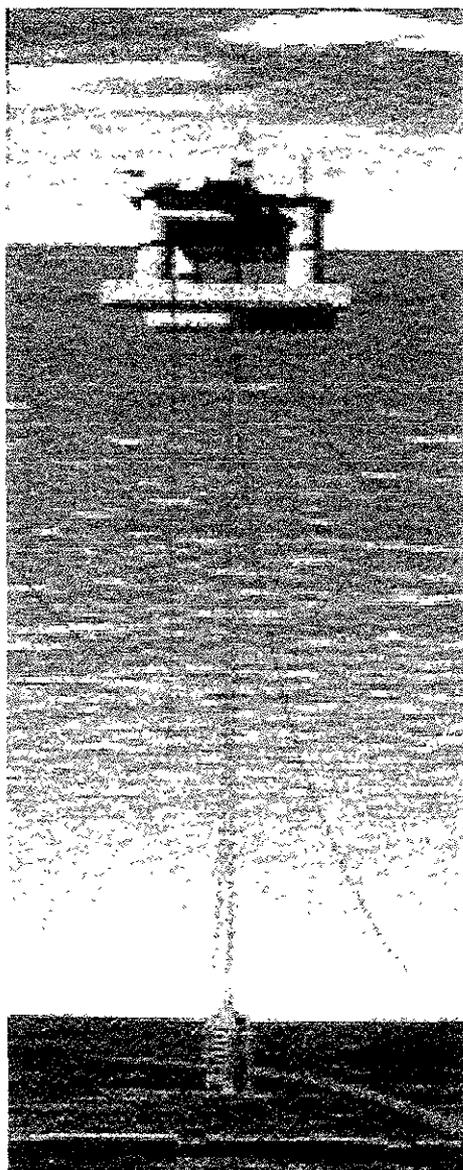


FIGURA 1.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE



BARCOS DE PERFORACIÓN

Los barcos de perforación son muy semejantes a los barcos convencionales de transporte. Cuentan con un sistema de anclaje que es supervisado por un sistema de control, que permite que el barco permanezca estable en el lugar de la perforación.

El barco perforador es utilizado en tirantes de agua superiores a los 350 m, además de que tienen una mayor movilidad que todas las unidades. Existen varios barcos de perforación que típicamente se han utilizado para perforar en el mar, entre los que se encuentran el Glomar Challenger y el Discoverer Offshore.

Los barcos de perforación son los equipos utilizados con mayor frecuencia en la costa del Golfo. Representan la tercera opción, después de las unidades autoelevables y las semisumergibles. Con respecto a su anclaje, se puede decir que este es muy similar al de los equipos semisumergibles.

Los barcos de perforación son equipos versátiles pero solo pueden ser considerados para su uso en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de viento. Este tipo de unidad se muestra en la Figura 1.5.

PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

El método de posicionamiento dinámico evolucionó del sistema de sonar de los barcos, según el cual se envía una señal fuera de la unidad flotante a un transductor colocado sobre el fondo marino.

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones profundas, donde las condiciones ambientales son más severas y donde se enfrentan nuevos problemas. Debido a esto, se desarrolló una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades flotantes tomando en cuenta las fuerzas del viento, las olas y las corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

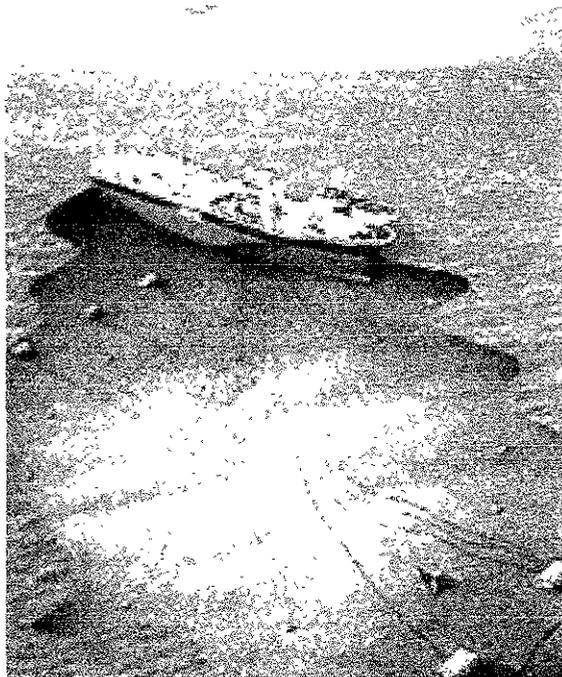
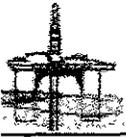


FIGURA 1.5 BARCO DE PERFORACIÓN



La posición usualmente se define en términos de porcentaje de profundidad de agua. Este porcentaje de profundidad es el error de posición horizontal dividido por la profundidad de agua y multiplicado por 100. Este error se prefiere en porcentaje de profundidad de agua porque éste define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación.

Por ejemplo, si se tiene un porcentaje del 5% de tolerancia, el requerimiento será de 5 m por cada 100 m de tirante de agua. Si se tiene el mismo porcentaje, pero el requerimiento es aplicado a 1000 m de tirante de agua, este permite un movimiento en la superficie de 50 m y si el requerimiento es para 3,000 m de tirante de agua el radio permisible será de 150 m

Generalmente una exactitud del sistema de posicionamiento dinámico de 1% indica que los vientos y el mar están en calma. Si se tiene un porcentaje del 5%, significa un máximo permisible de error con respecto al nivel de esfuerzos permisibles en las tuberías desde el barco hasta el fondo del mar.

El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil, esto es debido a que un porcentaje igual de agua permite más movimiento en aguas profundas. Los elementos del Posicionamiento Dinámico son:

- Medidor de posición con respecto a la boca del pozo. Permite tener un control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición deseada.
- Sistema actuador. Frecuentemente son propelas de velocidad y fuerza variable. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada.

El sistema de posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de aguas de hasta 2,000 m, aproximadamente.



PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS

Las plataformas de patas tensionadas (TLP), mostrada en la Figura 1.6, han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas.

Este tipo de plataformas es otra de las alternativas que pueden emplearse en la perforación, terminación y producción de pozos en aguas profundas. Muchos de los operadores prefieren este sistema de diseño. Se utiliza una unidad de perforación o producción flotante unida a la estructura de la plataforma y esta a su vez a tuberías asentadas en el fondo marino, en una plantilla de pozos, además de los tendones o patas que unen y soportan las cargas de los movimientos verticales ascendentes y descendentes debidos al oleaje. Su instalación es muy sencilla ya que no requieren barcas grúa. Tienen gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas.

Una vez instalada se asemeja a una unidad semisumergible con la diferencia de que cada pata aterriza al fondo marino por una o más tuberías conectadas a la plantilla a través de pilotes. Este método de atraer hacia el fondo la plataforma, es con la intención de mantenerla estática y eliminar el movimiento vertical, además de proporcionar un rango más amplio de desplazamiento lateral. Así, se puede perforar y terminar una serie de pozos con solamente una compensación de movimientos laterales.

El diseño de la tensión de las patas es tal que los movimientos laterales sean mínimos. Para aguas profundas este fenómeno se detecta mediante sensores de detección de la frecuencia del ruido, los cuales están calibrados dependiendo de la localización de la plataforma y condiciones de operación.

Cuando las plataformas de patas tensionadas se emplean para la etapa de perforación en aguas cuyo tirante es mayor de 500 m, éstas se sujetan mediante cables de acero y su base se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes.

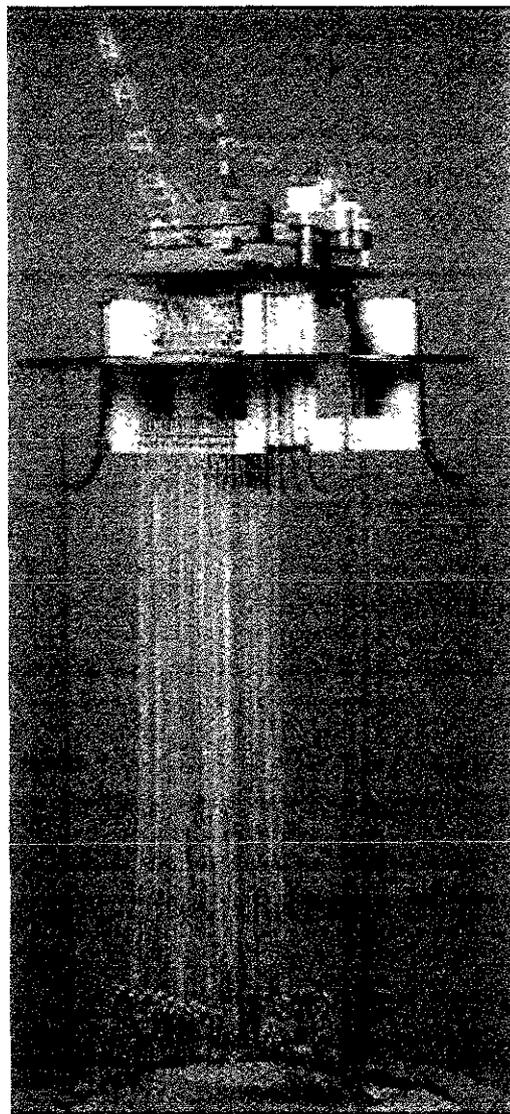
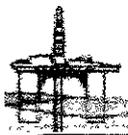


FIGURA 1.6 PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS



Tienen gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas. El costo de una plataforma de este tipo se incrementa al aumentar la profundidad, debido a la complejidad de la interacción de los cables o tendones de anclaje.

Las unidades semisumergibles y los barcos de perforación se utilizan solo para perforar, mientras que las plataformas de patas tensionadas se utilizan también además para recuperar la producción de los pozos. Estas operaciones se pueden realizar en forma simultánea. En general, se puede decir que las plataformas de patas tensionadas se utilizan para el desarrollo de campos.

PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BUOY)

Este tipo de plataformas es una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son llamadas Spar Buoy o simplemente Spar. Su uso no es muy nuevo, ya que se ha utilizado en otras áreas, incluyendo el almacenamiento de aceite o gas en instalaciones marinas. El primer Spar que se utilizó para la explotación de campos es la estructura denominada Flip. Esta mide 107 m [350 pies] de largo, su casco tiene 6 m [20 pies] de diámetro en su primera mitad inferior y luego se reduce a 4 m [12 pies], su parte superior tiene la forma de la proa de una embarcación y alberga el alojamiento, además de un equipo de potencia, otros equipos y los controles.

La unidad flotante se remolca hasta la posición deseada y se levanta usando su sistema de control de lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 minutos de los cuales los primeros 29 se utilizan para llevarla desde la horizontal hasta unos 10° de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta se comienza el programa de prueba.

Una grúa sobre la parte superior de la estructura transfiere primero el cable de avance y luego la línea de carga hacia el tanque, la parte superior de la superestructura es para permitir al tanque alinearse alrededor del Spar.



Actualmente se encuentra instalada en el Golfo de México una plataforma tipo Spar del proyecto Neptuno de la compañía Oryx. Se instaló aproximadamente a 145 km al Sur de Mobile en Alabama en un tirante de agua de 588 m [1930 pies] y está diseñado para producir y trabajar (perforar o intervenir) simultáneamente con los pozos, si es necesario. El Spar tiene capacidad para 16 pozos y soporta una carga de diseño de 6,600 toneladas. El casco es un cilindro de 22 m [72 pies] de diámetro y 215 m [705 pies] de longitud con un calado de 198 m [650 pies] y pesa 12,895 toneladas.

La tecnología de las plataformas de mástil tipo boya o Spar Buoys que se muestra en la Figura 1.7 es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollos de campos en aguas profundas. El panorama es todavía vasto y falta todavía mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas.

1.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

Los sistemas requeridos para llevar a cabo la perforación de pozos en aguas profundas difieren de aquellos utilizados en la perforación de pozos en tierra o en aguas someras (hasta 100 m aproximadamente). Para la perforación de pozos en aguas profundas generalmente se utiliza una unidad flotante y diversos sistemas, entre los que se encuentran los siguientes:

- Sistema de Anclaje de la unidad flotante
- Sistema compensador de movimientos
- Sistema de riser de perforación marino
- Sistema tensionador del riser marino
- Líneas flexibles de matar, estrangular y auxiliares
- Sistema tensionador de las líneas guía
- Sistema de cabezales submarinos

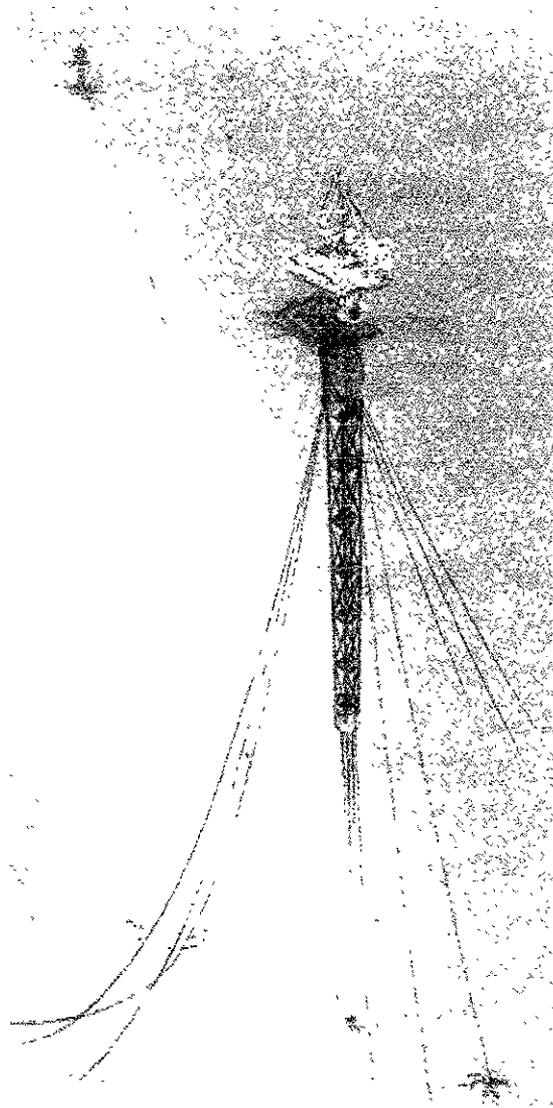


FIGURA 1.7 PLATAFORMA DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BOUY)



- Sistema de control de pozos submarinos

Parte de estos sistemas se muestran en la Figura 1.8.

SISTEMA DE ANCLAJE DE LA UNIDAD FLOTANTE

Los equipos flotantes con sistema de anclaje están diseñados para restringir el movimiento horizontal a un 10% de profundidad de agua. Esto parece un límite satisfactorio para diseñar otros sistemas, como el sistema de control. El sistema de anclaje se diseña para desarrollar fuerzas que contrarresten el desplazamiento y no permitirle más de un 3%, con respecto a un punto fijo imaginario. En otras operaciones, el sistema puede ser diseñado con un margen de tolerancia de un 10% con respecto a la longitud del tirante de agua. Sin embargo, para condiciones más severas, en las cuales el 95 % del tiempo, se restringe a un 3%.

Las fuerzas que actúan sobre la embarcación que se consideran en el diseño del anclaje son:

- La fuerza del viento
- La fuerza de las olas
- La fuerza de las corrientes marinas

Las corrientes actúan además sobre el riser y las líneas de anclaje; también los vientos y mareas actúan sobre el riser y la junta telescópica de un equipo semisumergible.

SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS

El sistema compensador de movimiento se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad y así tener un control del movimiento vertical de la unidad cuando se realizan operaciones tales como la toma de registros geofísicos o en

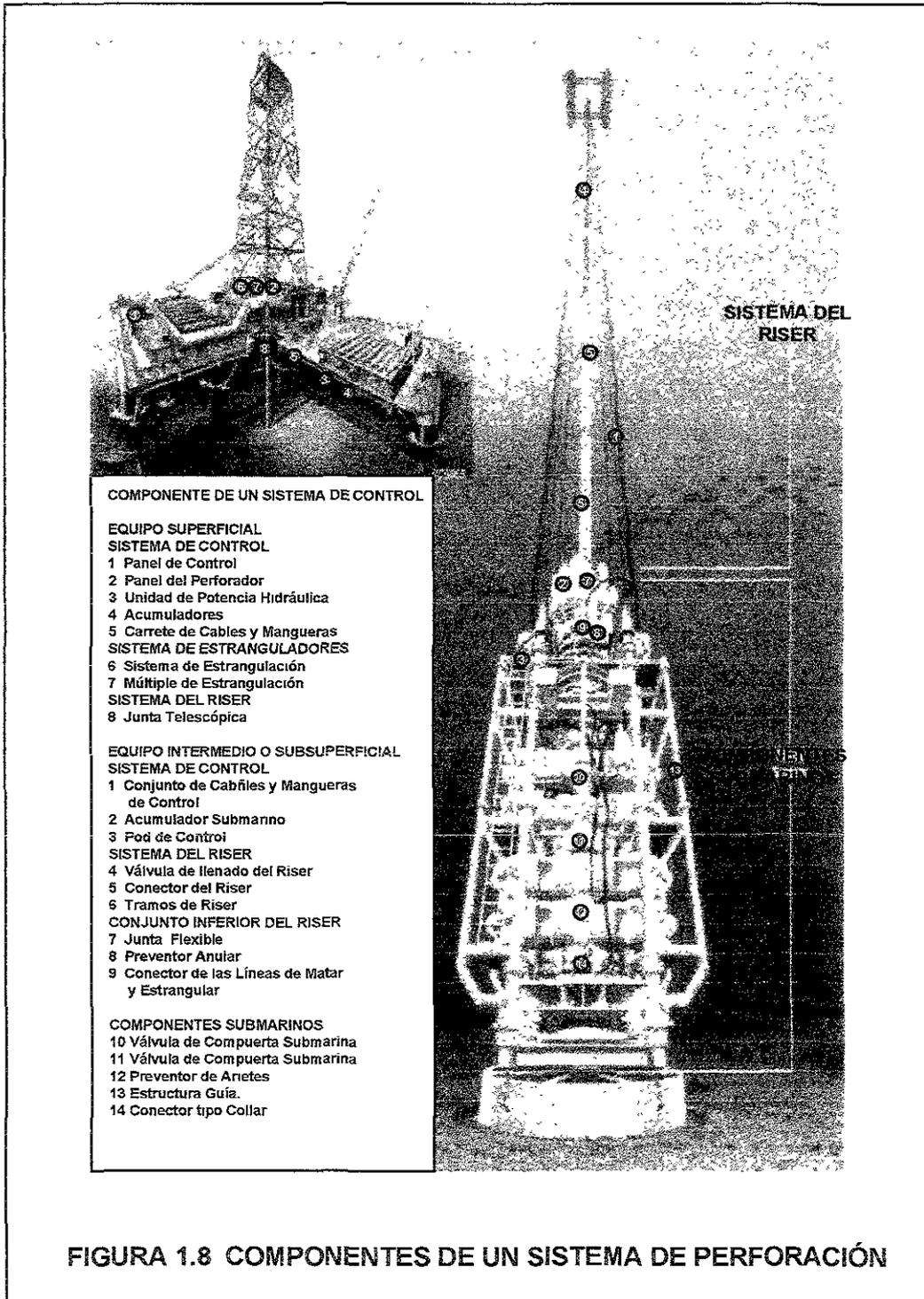


FIGURA 1.8 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PERFORACIÓN



operaciones con línea de acero, o bien, para proporcionar un peso sobre barrena constante.

El mecanismo compensador cuelga por debajo del gancho y utiliza una línea de acero, la cual va desde la cima del tubo del riser, pasa alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimientos y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro están conectadas al mismo yugo, el cual está suspendido del compensador de movimientos por un resorte neumático.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba o hacia abajo, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija, controlada por el resorte neumático. Este movimiento compensado tiene el efecto de nulificar el movimiento relativo entre el sistema flotante y el fondo marino generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante. Este mecanismo compensador no se requiere cuando se instala un compensador de la sarta de perforación.

Durante la perforación, el peso de la sarta está soportada por el cilindro hidroneumático del compensador de la sarta de perforación y el peso de la barrena sobre el fondo. Los cilindros están interconectados a los depósitos de presión y el control de la presión de aire en el depósito determina el nivel de tensión. El compensador de la sarta de perforación requiere que la tensión sea menor al peso de la sarta.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba, los cilindros de soporte deben correr para extender el compensador de la sarta y así comprimir el aire desde el cilindro dentro del depósito de presión. El volumen grande del depósito controla las variaciones en la presión debidas a la compresión del aire, al igual que en un tensionador. Estos cilindros mantienen prácticamente el mismo peso sobre la barrena.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia abajo, los cilindros de soporte retraen al compensador de la sarta de perforación. Este movimiento tiende a dar más peso sobre la barrena, pero a medida que los cilindros se mantienen al nivel de presión de aire



preseleccionado, el cilindro retrae el compensador de la sarta de perforación manteniendo la carga preseleccionada, manteniendo el nivel de presión deseado.

Los tipos básicos del compensador de la sarta de perforación se instalan en la línea muerta, el block de corona o en el block viajero.

Las técnicas del compensador de la sarta de perforación del block viajero son según el mecanismo restaurador de la sarta, del cilindro tipo tensión o de tipo compresión.

SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN MARINO

El riser de perforación es un conducto sencillo cuya finalidad principal es contar con un acceso para la tubería de perforación y otras herramientas al mismo tiempo que se aísla el pozo del ambiente marino, mientras que un riser de terminación o reparación puede ser más sofisticado.

El riser de perforación debe resistir las fuerzas laterales provocadas por los vientos y corrientes, desplazamiento de la unidad, además debe resistir las cargas axiales impuestas por la fuerza de flotación debida al fluido de perforación, tubería de perforación y por el riser mismo; también debe resistir la tensión impuesta en la superficie. El sistema del riser incluye los siguientes componentes:

- Cuerpo del riser
- Uniones del riser
- Junta telescópica
- Junta flexible
- Conector del riser
- Válvula de llenado



Cuerpo del Riser

Éste es prácticamente el tubo estructural conductor que conforma el riser en general. Se integra por tramos unidos directamente por las uniones del riser. El diámetro del tubo del riser está determinado por el tamaño del preventor y por el cabezal, tomando en cuenta el espacio para el manejo de las juntas de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento. Un valor nominal estándar que se maneja comúnmente es 21". La longitud de los tramos de riser puede ser de 15.24 m [50 pies], 7.62 m [25 pies] o los conocidos como tramos cortos de 4.57 m [15 pies]. La selección del acero de la tubería es importante y se realiza de tal manera que se tenga larga vida y una resistencia a la cedencia mínima tal que soporte los esfuerzos producidos por la fatiga, además de que debe ser soldable.

Uniones del Riser

Las uniones están diseñadas para minimizar el tiempo de instalación del riser, suministrar una junta capaz de resistir las altas cargas de tensión aplicadas en el sistema de tensionamiento y la variación de esfuerzos impuestos por el viento, olas y corrientes, así como el movimiento del equipo.

Las uniones del riser están instaladas en los extremos de cada tramo del riser para conectar las diferentes secciones. Las uniones pueden ser bridadas o mecánicas, es decir, pueden estar unidas mediante bridas con tornillos y tuercas o bien, pueden estar unidas mediante un acoplamiento mecánico. Las líneas de matar y de estrangular están integradas al riser por las bridas extendidas de las uniones.

Junta Telescópica

La junta telescópica sirve como una conexión entre el riser y el barco o plataforma de perforación. La función básica de la junta telescópica es compensar el movimiento



relativo transferido entre el sistema flotante y el riser. El barril exterior proporciona soporte estructural para las cargas tensionadoras del riser.

Junta Flexible del Riser

La junta flexible, también llamada unión flexible o uniflex, se instala entre la parte superior del conjunto de preventores y la parte inferior de la sarta del riser y se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje.

Entre las características principales de la junta flexible se tiene que está autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación. El elemento flexible consiste de componentes esféricos de acero y elastómeros, los cuales están laminados en capas alternantes y están moldeadas al nido interno y a la brida externa de sello. Este elemento puede soportar altas cargas de compresión y de movimiento de cizallamiento o de corte. La combinación de los dispositivos tensionadores y la presión del fluido de perforación pone al elemento flexible en compresión mientras que el riser se mantiene en tensión.

Conector del Riser

Los conectores del riser son la interfase de unión entre el riser y el conjunto de preventores, en la parte inferior o entre el riser y la superficie, en el caso del extremo inferior del equipo superficial.

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



Válvula de Llenado

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

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

La válvula de llenado del riser se activa mediante la manga sensorial de presión cuando la *presión interna del riser se encuentra entre 250 y 350 psi por debajo de la presión del ambiente marino*. Cuando se activa, la válvula se abre totalmente para llenar rápidamente el riser, luego, la válvula se debe cerrar desde la superficie mediante una señal hidráulica. La válvula de llenado del riser también se puede abrir manualmente a través de líneas de control a la superficie.

SISTEMA TENSIONADOR DEL RISER MARINO

Las unidades tensionadoras son utilizadas para aplicar fuerza vertical a la parte superior del riser de perforación para controlar su esfuerzo y su desplazamiento. Las unidades tensionadoras normalmente están localizadas sobre el sistema flotante cerca de la periferia del piso de perforación. Proporcionan tensión axial constante al riser mientras el sistema de perforación flotante se mueve verticalmente o lateralmente en respuesta al viento, las olas y las corrientes.



LINEAS FLEXIBLES DE MATAR, ESTRANGULAR y AUXILIARES

Las líneas flexibles de matar y estrangular permiten el movimiento relativo en la junta telescópica y en la junta flexible en el sistema del riser. Son parte de las líneas de acero de los conductos utilizados para controlar o estrangular el pozo.

Las líneas auxiliares de matar y estrangular montadas en el riser transportan fluidos a través del riser. En la mayoría de los risers, estas líneas son una parte integral a cada una de las uniones del riser y están afianzadas sobre el extremo lateral del tubo principal del riser. Generalmente estas líneas tienen las siguientes funciones:

- Las líneas de matar y de estrangular se utilizan para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas o de fluido de perforación desde el pozo perforado hasta la superficie cuando el conjunto de preventores está cerrado.
- Las líneas de arranque del lodo se utilizan como conductos para el fluido de perforación cuando éste se bombea hacia el interior del riser para incrementar la velocidad de circulación anular.
- Las líneas de inyección de aire se utilizan para suministrar el aire que permite incrementar la flotación del riser.
- Las líneas de suministro hidráulico se utilizan para transportar el fluido hidráulico de operación hacia el sistema de control submarino del preventor. La mayoría de los conjuntos de preventores utilizan una línea flexible de suministro de fluido hidráulico en el interior de la línea de control.



SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA

El sistema de tensionamiento para las líneas guía tiene requerimientos básicos para el sistema del riser. Es decir, suministrar la tensión necesaria para las líneas y compensar el movimiento de la unidad flotante. Ésto se logra mediante el tensionamiento del riser, el contrapeso y el tensionamiento neumático.

SISTEMAS DE CABEZALES SUBMARINOS

El diseño tradicional de cabezales submarinos data desde los años 60's. Estos cabezales fueron mejorándose a fin de que pudieran trabajar en condiciones de alta presión y alta temperatura, además de soportar el peso de varios colgadores de tubería de revestimiento a través de los conjuntos de sellos anulares. Los colgadores descansan sobre los hombros del cabezal soportando de esta forma todas las cargas tanto de las tuberías como las debidas a la presencia de fluidos en el pozo.

Los sistemas de cabezales submarinos son *elementos constitutivos de gran importancia* en los pozos perforados en aguas profundas. De su correcto diseño y selección depende el éxito de la terminación. Dentro de sus principales funciones están el soportar las cargas de las tuberías de revestimiento, permitir un medio de instalación del árbol de producción y absorber las cargas generadas durante las operaciones de perforación. Los cabezales submarinos pueden instalarse a través de equipos con o sin líneas guía.

SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control de pozos submarinos se consideran parte importante de la instalación submarina. Su aplicación puede ser en cabezales, conjunto de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores submarinos, etc. Su selección requiere de especificaciones bien definidas en el diseño y operación del sistema submarino.



Los sistemas de control utilizados durante la perforación están representados por el conjunto de preventores y otros sistemas de válvulas controladas remotamente desde la superficie.

Existen cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos y son:

- Sistema hidráulico directo
- Sistema hidráulico con válvulas piloto
- Sistema hidráulico secuencial
- Sistema electrohidráulico
- Sistema electrohidráulico multiplexado

Sistema Hidráulico Directo

Los sistemas hidráulicos directos son los más simples y más confiables en comparación con los otros sistemas, aunque utilizan menos componentes para realizar cada una de las funciones submarinas. Estas funciones requieren de una línea de flujo hidráulico bombeado desde la superficie en forma directa a cada una de los componentes. Por lo que el accionamiento de un dispositivo en el panel superficial generará la presurización de un fluido que transmitirá presión a través de líneas de flujo accionando el componente hidráulico submarino.

Este sistema consta de los siguientes componentes:

- Equipo Superficial
 - Unidad de Potencia hidráulica, la cual consta de un depósito para almacenar fluido, bombas hidráulicas eléctricas, manejadas por aire, acumuladores y reguladores hidráulicos.
 - Tablero de control
 - Banco de Baterías



- Acumuladores
- Carretes de Mangueras
- Equipo Intermedio o Subsuperficial
 - Conjunto de Mangueras Submarinas
 - Grapas de Fijación
- Equipo Submarino
 - Pod de Control
 - Acumuladores Submarinos

Sistema Hidráulico con Válvulas Piloto

Este sistema es conveniente utilizarse en distancias de alrededor de 4,500 m, donde el fluido de control se bombea desde la superficie, a través de la línea umbilical a un pod de control en el conjunto de preventores.

Este tipo de sistema mejora el tiempo de respuesta de un sistema hidráulico directo. Las características distintivas con respecto a un sistema hidráulico directo son:

- Menor tiempo de respuesta
- Menor número de líneas umbilicales
- Flexibilidad de adecuación para el desarrollo de campos
- Capacidad de supervisión
- Mayor complejidad
- Menor confiabilidad

Este sistema consta de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica
- Panel de control
- Junta de placa de acero submarina



- Panel de control submarino

Sistema Hidráulico Secuencial

Al igual que el sistema con válvulas piloto, el sistema de control hidráulico secuencial tiene acumuladores y válvulas submarinas, pero el tamaño del umbilical se reduce significativamente con respecto al sistema hidráulico directo. El paquete umbilical está formado por una línea de suministro, una segunda línea y en algunos casos, una tercera línea de referencia. Sin embargo algunas veces la línea de referencia se elimina, desviando la presión suministrada de referencia a la línea de suministro.

El principal inconveniente del sistema hidráulico secuencial, es que una vez implementado el diseño del equipo, este es fijo y no se pueden realizar cambios en el programa de operación.

Este sistema consta de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia
- Panel de control
- Junta de placa de acero
- Panel de control secuencial
- Líneas umbilicales

Sistema Electrohidráulico

El sistema de control electrohidráulico es similar al sistema de control hidráulico, excepto que en este sistema, una señal eléctrica es enviada desde la superficie a la válvula solenoide en el fondo marino, la cual suministra presión al piloto hidráulico para las demás válvulas de control submarinas.



Un sistema electrohidráulico consta de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica
- Panel de control
- Junta de placa de acero submarina
- Panel de control submarino

Sistema Electrohidráulico Multiplexado

Este sistema es el más usado de los controles electrohidráulicos y es una versión mejorada del sistema electrohidráulico. Este sistema es capaz de controlar un gran número de componentes. Utiliza conductores comunes o dedicados a suministrar señales de control y energía para la operación de todas las funciones submarinas.

Los sistemas de control multiplexados son fabricados para trabajar con señales eléctricas, donde la corriente es enviada a la parte inferior del conjunto de preventores mediante un conductor, conectado a cada pod de control.

Este sistema consta de los siguientes componentes

- Unidad de control hidráulico
- Computadora o monitor en la superficie
- Fuente de poder eléctrica ininterrumpible
- Junta de placa de acero submarina
- Panel de control electrohidráulico submarino
- Sensores submarinos



1.3 PRINCIPALES OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Las operaciones que se realizan en un pozo en el mar, en tirantes de agua someros, son similares a las de un pozo en tierra. Sin embargo, existen diferencias sustanciales entre ambos casos cuando el tirante de agua y las presiones aumentan considerablemente.

En el caso de aguas profundas, existen diferentes tipos de operaciones, las cuales, por facilidad en su descripción en este trabajo, se pueden clasificar en convencionales y no convencionales. Las operaciones convencionales son similares a aquellas realizadas en pozos en tierra o marinos con tirantes de agua someros. Las operaciones no convencionales, en este caso en particular, serán aquellas realizadas exclusivamente en aguas profundas o que por sus características, se indiquen diferencias sustanciales con respecto a las convencionales. Por supuesto no se trata de clasificar a las operaciones en aguas profundas como las únicas no convencionales. En todo caso, existen otras tecnologías de perforación no convencional, que no son tratadas en este trabajo.

Entre las principales operaciones de perforación convencional que se realizan en aguas profundas están la perforación, corrida y cementación de tuberías de revestimiento, control de brotes, toma de registros, control de la dirección, etc.

Por otro lado, entre las operaciones de perforación no convencionales que se realizan en aguas profundas están las siguientes:

- Instalación y desconexión del riser
- Instalación de cabezales
- Recuperación de cabezales submarinos con sistema tie back
- Operación de los sistema de control



INSTALACIÓN Y DESCONEXIÓN DEL RISER

La instalación eficiente y la recuperación subsecuente del riser y del conjunto de preventores son partes integrales del diseño del riser. El diseñador deberá tomar en cuenta tanto los procedimientos normales de instalación, operación y extracción, como los de desconexión de emergencia y de colgamiento empleados durante una tormenta.

Antes de instalar un riser es necesario determinar su longitud, la cual es función del número de uniones del riser seleccionadas, de los componentes, etc. También es necesario realizar una inspección del tubo del riser, de las líneas auxiliares y en su caso, del equipo de flotación y asegurarse de que las líneas auxiliares estén afianzadas adecuadamente.

Dentro de la industria, se utilizan diversos procedimientos seguros y eficientes para instalar un riser. La selección de un procedimiento en particular puede depender del equipo específico a bordo de la unidad de perforación, de la experiencia del personal o de la preferencia del operador.

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

Una instalación típica de riser se puede resumir de la siguiente manera:

1. Los controles de los preventores se debe colocar en posición de instalación y verificar el conector del riser. Los controles no se deben operar hasta que se coloquen en posición de operación
2. Instalar dos tramos de riser para permitir su instalación sin detenerse



3. Verificar la carga y precarga de las uniones, además de calibrar las herramientas instaladoras
4. Asegurarse que la colocación de la araña del riser este en su lugar, antes de remover las herramientas instaladoras
5. Probar las líneas de matar y estrangular cada 5 tramos y llenar las líneas con agua y con fluido de control según sea el caso.
6. Ajustar tramos cortos de riser de tal manera que el barril de la unión telescopiada absorba la carrera causada por el movimiento de la unidad flotante.
7. La junta debe estar en el último tramo del riser y el barril exterior colgado de la araña, colocar el tramo instalador del riser e instalar el desviador de flujo
8. Instalar las líneas tensionadoras del riser y el conjunto de preventores.

Existen varias formas de operar un riser, en el caso de que las condiciones ambientales empeoren o que algún equipo falle, las operaciones de perforación se suspenderán. Si la situación no es crítica para ordenar la desconexión del riser, se recomienda llevar a cabo las siguientes etapas:

- Supervisar el ángulo de la junta flexible, la compensación de la unidad flotante, la densidad del fluido de perforación y la tensión del riser.
- Si el ángulo medio de la junta flexible es superior a los 3 grados y no puede ser compensado por el ajuste de la tensión del riser y la compensación del sistema de perforación, entonces se harán los preparativos para suspender las operaciones que involucren el movimiento de la tubería dentro del pozo.



- Si las condiciones continúan empeorando, se llevarán a cabo etapas para permitir la desconexión apropiada del riser.

El procedimiento de desconexión puede ser normal o de emergencia. En el normal, el ángulo de la junta flexible inferior será supervisado. Ajustando la tensión y la compensación, se intentará mantener bajo el ángulo de junta flexible para facilitar la liberación del conector del riser y reducir la tensión un poco abajo del peso de colgamiento del riser y del paquete inferior del riser marino. Si el tiempo lo permite, es preferible que el riser sea desconectado en el conector del riser, permitiendo al tensionador del riser levantarlo por encima del conjunto de preventores.

Los procedimientos de desconexión de emergencia son necesarios cuando los movimientos del sistema de perforación exceden la posición normal con respecto al cabezal o algunas veces en el caso de un reventón.

Después de la recuperación, se enjuaga el riser con agua dulce, se inspecciona visualmente y si es necesario se repara, después se almacena de acuerdo a las recomendaciones del fabricante

INSTALACIÓN DE CABEZALES

El diseño tradicional de cabezales submarinos data desde los años 60's. Estos cabezales fueron mejorándose a fin de que pudieran trabajar en condiciones de alta presión y temperatura, además de soportar el peso de varios colgadores de tubería de revestimiento.

Los colgadores descansan sobre los hombros del cabezal, soportando de esta forma todas las cargas, tanto de las tuberías como la carga originada por los fluidos de perforación. El principio de diseño de los cabezales submarinos es una modificación de los convencionales para la aplicación en tirantes de aguas profundas.

Los sistemas de cabezales submarinos se basan en los principios de aplicación para las terminaciones submarinas. Los sistemas de cabezales deber tener la capacidad de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de perforación, instalación del árbol de producción, instalación de las líneas de flujo, de producción y problemas por accidentes de barcos pesqueros.

Una característica importante en los sistemas de cabezales submarinos es el tipo de sellos en las interfaces cabezal/árbol y cabezal/colgador. Estos sellos son de tipo metal a metal.

Los componentes de los sistemas de cabezales submarinos son el cuerpo del cabezal, el nido del cabezal, la interface cabezal/colgador, el conjunto de sellos y la base guía permanente.

Los cabezales submarinos se instalan mediante barcos perforadores o equipos semisumergibles. Estos cabezales se pueden instalar a través de equipos con o sin líneas guía. Actualmente las unidades flotantes de perforación se acoplan a conjuntos de preventores de 18 $\frac{3}{4}$ " , los cuales se instalan en sistemas de cabezales de 18 $\frac{3}{4}$ " y rangos de trabajo de 10,000 a 15,000 psi. El sistema de cabezales típico (estándar) son de 18 $\frac{3}{4}$ " .

RECUPERACIÓN DE CABEZALES SUBMARINOS CON SISTEMAS TIE-BACK

La instalación de un sistema de tie back puede realizarse con una herramienta especial en un solo viaje. Estas son las llamadas terminaciones submarinas en un solo viaje. Los demás sistemas instalados y probados con diferentes herramientas prácticamente son superadas por aquellas más simples.



El sistema tie back permite hacer una extensión o prolongación desde cualquier punto del pozo hasta la superficie. Se utiliza para prolongar los pozos submarinos exploratorios o en plantilla que se perforan desde una unidad flotante o semisumergible, mientras se construye la plataforma de producción.

El sistema tie back consiste de dos partes principales para hacer la extensión del cabezal submarino a la superficie. Dichas partes son:

- Conector del tie back.
- Tie back de diversos diámetros.

Los sistemas tie back de todos los fabricantes manejan sellos combinados elastoméricos y metal a metal en las tuberías intermedias, pero en la última tubería de revestimiento, es decir, en la de menor diámetro, se utilizan invariablemente los sellos metal a metal. Esto puede considerarse como un estándar. Otra característica de estos sistemas, es que pueden formar parte de un sistema mayor conocido como sistema de suspensión mudline.

Cabe aclarar que cada sarta de tie back es instalada con una herramienta de prueba e instalación, teniéndose tantas herramientas como número de sartas de tubería.

OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

La operación de los sistemas de control consiste en definir un procedimiento que indique con claridad cuál es la forma de instalar y arrancar dicho sistema. La instalación y arranque del sistema de control, son procedimientos operacionales que requieren realizarse con extremo cuidado, ya que de éstas operaciones depende el éxito o fracaso que tendrá el funcionamiento del sistema de control durante el proceso de perforación.



Los pods de control prácticamente se operan en automático desde la superficie para realizar sus funciones. Sin embargo, el reemplazo del pod de control se realiza utilizando una herramienta instaladora y requiere dos viajes, uno para remover el equipo dañado o a reemplazar y otro para instalar el equipo nuevo. El reemplazo del pod de control toma únicamente de 30 minutos a una hora, más el viaje al lugar de trabajo y el tiempo que se tarda en la cubierta para examinar el pod viejo antes de instalar el pod nuevo.

Con base en el desarrollo de una nueva tecnología, el sistema de control puede ser utilizado en forma segura y confiable durante la vida del sistema, la cual se considera entre 10 y 30 años dependiendo del tipo de sistema que se utilice. Sin embargo, para lograr la completa confiabilidad del sistema, no solo se requiere conocer cuales son los componentes que están más expuestos a probables fallas, sino que se requiere que constantemente se desarrollen nuevos equipos que proporcionen mayor seguridad al sistema.



2.COMPORTAMIENTO DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS

El conocimiento de las presiones de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante en la perforación y terminación de pozos. El conocer en forma adecuada dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área, específicamente se puede:

- Delinear los perfiles de los gradientes de presión de formación y de fractura.
- Seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Determinar el programa de fluidos de perforación y control.
- Elaboración de programas adecuados de perforación.
- Reducir potencialmente el daño a las formaciones productoras.
- Aumentar el ritmo de penetración.
- Determinar la geometría del pozo. (Barrenas y Tuberías de Revestimiento)

El éxito de algunas operaciones, tanto de exploración, perforación y terminación de pozos, depende en gran medida de la predicción de los gradientes de sobrecarga, formación y fractura.

2.1 GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA

La presión de sobrecarga se define como la presión originada por el peso de las rocas suprayacentes a una cierta profundidad de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos.



La estimación del esfuerzo de sobrecarga es fundamental para la estimación del gradiente de fractura. La precisión de estas estimaciones, es crítica para el diseño del pozo, esta será afectada por la exactitud en la estimación de la sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos superiores. Desafortunadamente la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el agujero y registrados. Esto conduce a la siguiente paradoja: "en general para el adecuado diseño de un pozo, es necesario perforarlo primero". Dado que esto es una imposibilidad física, el diseño de pozos exploratorios dependerá de estimaciones de sobrecarga basadas en métodos directos o empíricos.

Se han tenido dos métodos principales para obtener la densidad o los datos de sobrecarga antes de la perforación en áreas exploratorias. Un método que no considere alguna contribución de los datos sísmicos puede equivaler a una estimación de la densidad y uso de la profundidad como la única entrada para crear una correlación regional de la densidad o del gradiente de sobrecarga. La otra aproximación intenta crear una función entre la densidad y la velocidad o tiempo de tránsito.

La estimación de la densidad de la formación o del gradiente de sobrecarga basado solamente sobre un criterio de la profundidad ha sido popular por varias décadas, una de las razones para esto es por simplicidad ya que los algoritmos son generalmente simples expresiones algebraicas y estas no requieren otra información tal como la velocidad sísmica de intervalos para mejorar los cálculos.

Otra razón de la popularidad del método que considera sólo la profundidad es el advenimiento de la herramienta MWD/LWD Rayos gamma/Resistividad. Sin mediciones de la densidad para integrar directamente el esfuerzo de sobrecarga, estos métodos pueden dar un estimado que se puede usar como parte de las técnicas de supervisión de la presión de formación en tiempo real.



Quizá el primer método para determinar gradientes de sobrecarga fue el uso de simple de un gradiente constante de 1 psi/pies. Esto corresponde a una densidad de 2.31 [g/cc]. En areniscas esto será equivalente a una porosidad promedio del 21%. Sin embargo, también se reconoció que un valor constante de sobrecarga puede conducir a una gran imprecisión en la estimación de la presión de poro y del gradiente de fractura.

Ésto es particularmente cierto en ambientes marinos donde la densidad del agua de mar debe ser promediada con la densidad de los sedimentos, los cuales inicialmente tienen una densidad muy baja, y la profundidad del tirante de agua varía de pozo a pozo.

Debido a esto las técnicas de sobreposición no son exitosas en la predicción de la presión de formación en ambientes marinos, por lo que el gradiente de sobrecarga se calculará a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos.

Matemáticamente:

$$S = (1 - \phi)\rho_R D + \phi\rho_f D \quad (2.1)$$

Donde:

S	Presión de sobrecarga,	[psi]
ϕ	Porosidad de la formación,	[%]
ρ_R	Densidad promedio de la roca,	[gr/cm ³]
ρ_f	Densidad promedio del fluido de la formación,	[gr/cm ³]
D	Profundidad,	[m]

Donde el primer término del lado derecho de la ecuación representa el peso de la matriz rocosa y el segundo término representa el peso del fluido intersticial. Por supuesto el gradiente de sobrecarga es:



$$\frac{S}{D} = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_f \quad (2.2)$$

La presión de sobrecarga se incrementa únicamente con la profundidad. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es 0.234 [Kg - cm²/m], que corresponde a una densidad media del sistema roca - fluido de 2.31 [g/cm³]. El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial, siempre que esto sea posible.

El procedimiento para calcular la presión de sobrecarga consiste en leer datos del registro de densidad a varias profundidades de lectura. Para encontrar la densidad promedio entre las dos profundidades, bastará con calcular un promedio aritmético. A partir de estos cálculos se encuentra el gradiente de sobrecarga.

Así para la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México:

$$S = 0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} [1 \text{ psi/pie}]$$

Mientras que para el área marina de la sonda de Campeche:

$$S = 0.224 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} [1 \text{ psi/pie}]$$

La presión de sobrecarga juega un papel importante en el caso de los pozos perforados en aguas profundas, dado que todo perfil de sobrecarga deberá incluir las densidades de todos los materiales debajo del piso de perforación, es decir, la longitud de aire, el tirante de agua y la profundidad de los sedimentos de interés.

La Tabla 2.1 muestra los elementos a considerar en el cálculo del gradiente de sobrecarga.



Tabla 2.1 Gradientes de Sobrecarga

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

El problema principal estiba en el cálculo de las densidades de los sedimentos debajo del fondo marino, sobre todo los primeros 500 m. Si no se cuenta con valores de densidad de pozos vecinos, entonces se pueden utilizar los datos sísmicos para la densidad de los intervalos. De cualquier manera se puede aplicar la ecuación de Gardner¹, la cual relaciona la densidad de los sedimentos con la velocidad promedio en el intervalo.

$$\rho_b = 0.23V^{0.25} \quad (2.3)$$

Donde:

ρ_b	Densidad de los sedimentos,	[g/cm ³]
V	Velocidad del intervalo sísmico,	[pies/seg]

Recientemente Barker y Wood² presentaron información tomada de unos 70 pozos perforados en el Golfo de México, con tirantes de agua de entre 500 y 2000 m. La información recabada de estos pozos se utilizaron para calcular las densidades de los sedimentos para así obtener un promedio de gradientes de sobrecarga. Los resultados se muestran en las Figuras 2.1, 2.2 y 2.3, básicamente se puede utilizar esta gráfica para calcular el gradiente de sobrecarga para cualquier profundidad observándose que el gradiente de sobrecarga se reduce conforme aumenta el tirante de agua.

¹ Gardner, G.H.F., Gardner L.W. / FORMATION VELOCITY AND DENSITY, THE DIAGNOSTIC BASIS FOR STRATIGRAPHICS TRAPS Geophysics Vol 39 Num 39

² Barker, J.W., Wood T.D./ ESTIMATING SHALLOW BELOW MUDLINE DEEPWATER GULF OF MÉXICO FRACTURE GRADIENTS Annual Technical Forum Abril 2 – 3 1997

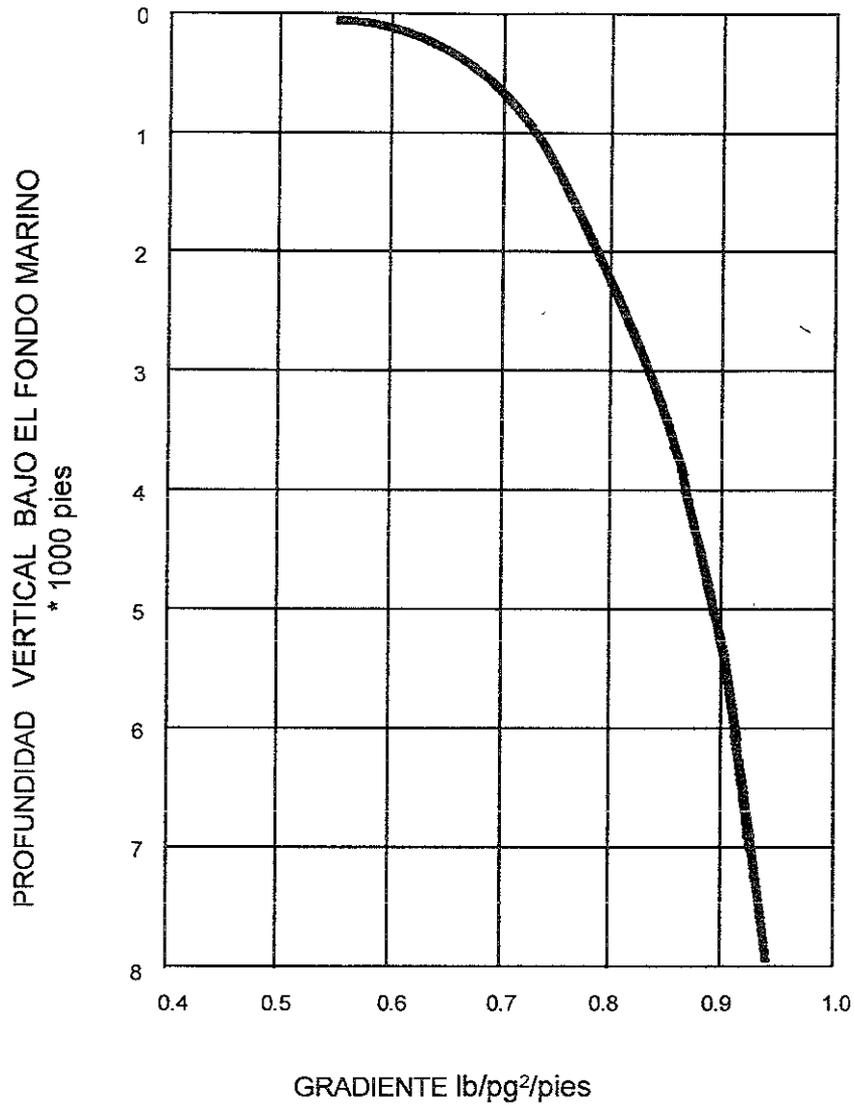


FIGURA 2.1 VALORES DE DENSIDAD PROMEDIO PARA SOBRECARGA

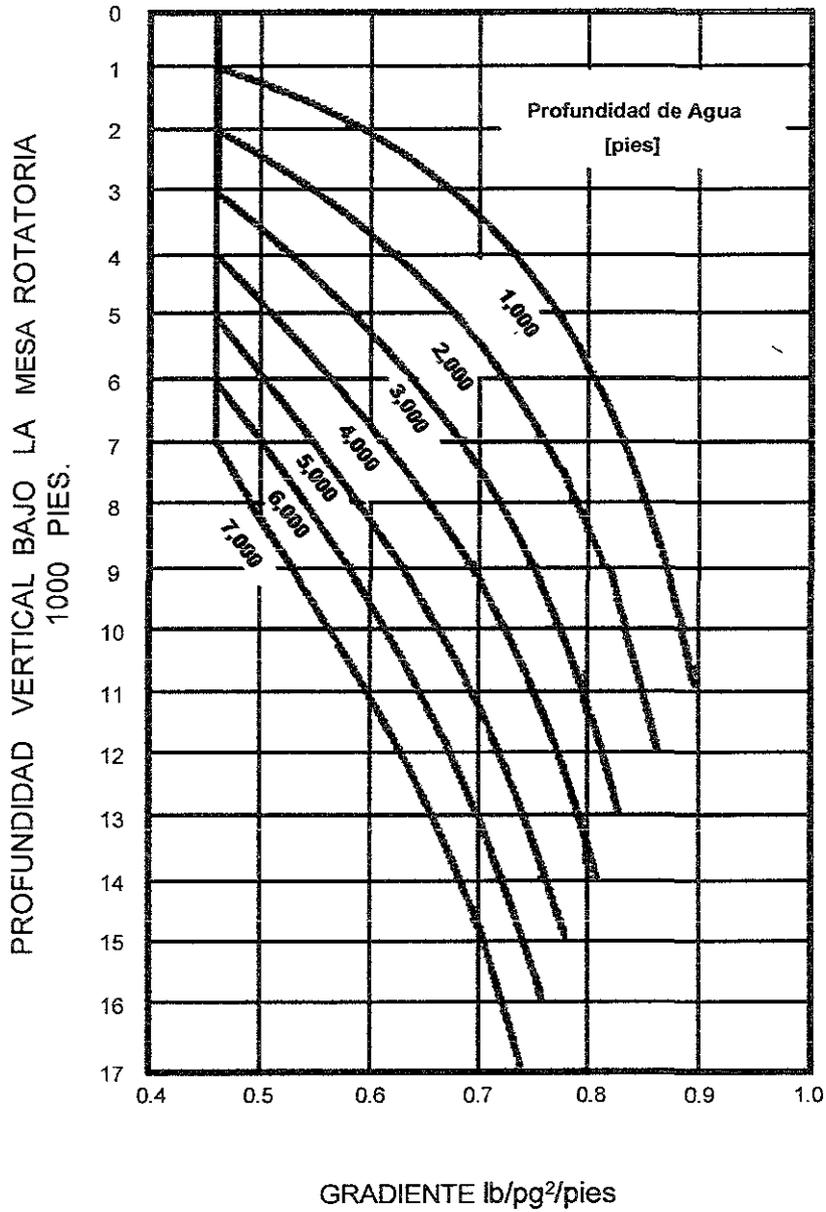


FIGURA 2.2 VALORES DE DENSIDAD PROMEDIO PARA SOBRECARGA PARA VARIOS TIRANTES DE AGUA

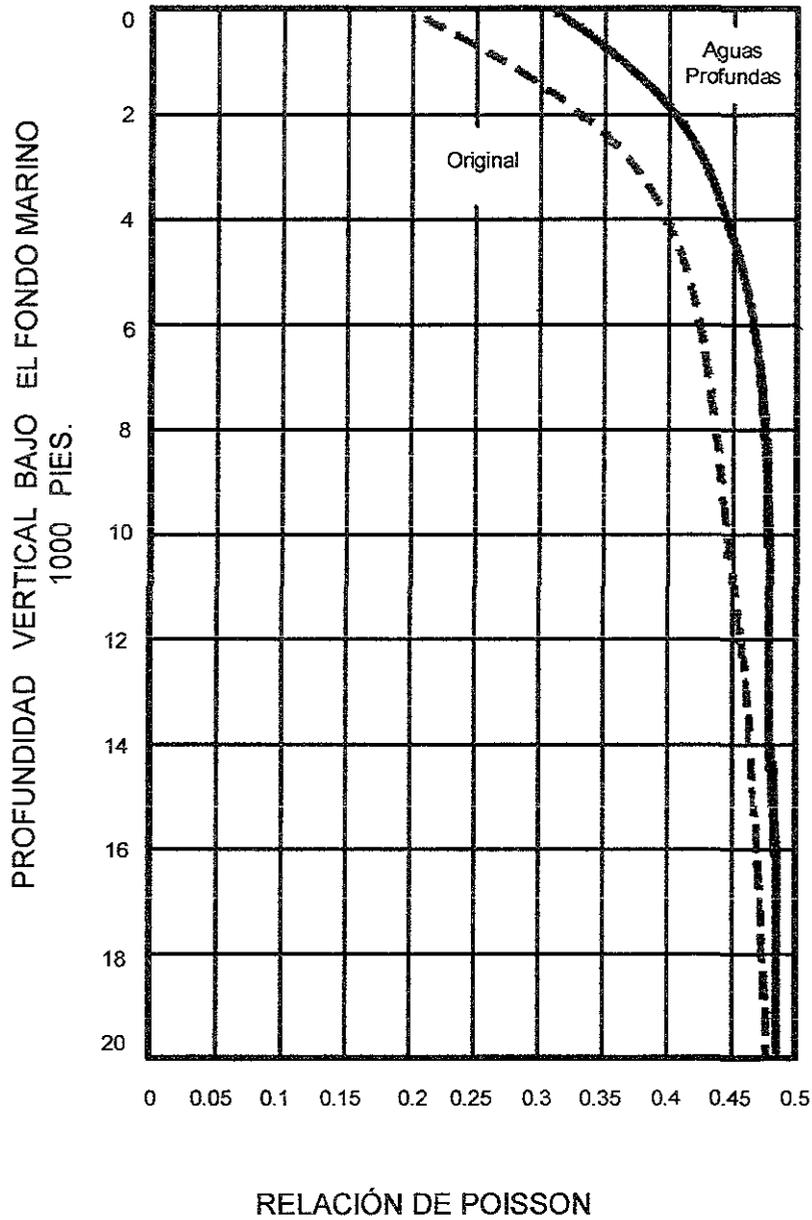


FIGURA 2.3 VALORES DE LA RELACIÓN DE POISSON



2.2 GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN.

El éxito de algunas operaciones, tanto de exploración, perforación y terminación de pozos, depende en gran medida de la detección y cuantificación de las zonas de presiones. Una de ellas es la presión de formación o de poro, que es la presión a la cuál se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro y ésta puede ser normal o anormal.

Las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, en profundidades desde unos cuantos metros, hasta más de 4,500 m. En zonas tanto costa afuera como continentales.

La experiencia indica que existe una relación entre la distribución de aceite y gas en el subsuelo con las presiones y temperaturas, de ahí que sea de gran interés el conocimiento de estos parámetros en las operaciones de exploración y perforación de pozos.

PRESIÓN NORMAL.

Es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, desde la superficie hasta la profundidad de interés.

PRESIÓN ANORMAL.

Es aquella presión que se aparta de la tendencia normal. Se pueden tener presiones anormalmente bajas y altas. Las presiones anormalmente altas son las más frecuentes.



En los estratos con presión normal, la matriz rocosa soporta el peso de los estratos suprayacentes. Cualquier reducción en el esfuerzo soportado por la roca origina que los fluidos contenidos en los poros soporten parte de este peso. De esta manera, se tiene un aumento en la presión de ellos.

Esa es la condición que se presenta en las zonas de presión anormalmente alta. A la presión anormalmente alta también se le conoce como sobrepresión y a la zona con presión anormal se le conoce como zona bajo compactada.

Similarmente, a la presión anormalmente baja también se le conoce como bajopresión y a la zona con presión anormalmente baja se le conoce como zona sobrecompactada.

Las propiedades de los estratos lutíticos se utilizan para predecir y cuantificar la magnitud de las presiones normales. El problema de las presiones anormales se ha estudiado con gran amplitud y actualmente existen diversas técnicas para su detección y evaluación. Las tendencias típicas, tanto de presiones normales, como de las anormales se pueden apreciar en gráficas de profundidad contra:

- Resistividad.
- Conductividad.
- Tiempo de Tránsito.
- Porosidad.
- Factor de Formación.
- Densidad.
- Temperatura.
- Propiedades Mecánicas de las Rocas.

En la literatura sobre la estimación de la presión de poro ha crecido extensamente desde que Hottman y Johnson³ en 1965 iniciaron su estudio, todos los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro esta



influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será definido como un indicador de la presión de formación.

Existen dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro y estos son:

- Métodos directos
- Métodos del esfuerzo efectivo.

Los métodos directos relacionan cuanto diverge un indicador de presión de poro desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de poro con la profundidad. Existen básicamente dos métodos directos el de Diagramas Cruzados (Crossplot), iniciado por Hottman y Johnson³ y Gráficas de Sobreposición (Overlays), propuestas por Pennebaker⁴.

Los métodos del esfuerzo efectivo, están basados en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi⁵, el cual establece que la compactación de material geológico es gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como esfuerzo efectivo, representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos.

La mayoría de los métodos de esfuerzo efectivo consiste de tres pasos:

1. El esfuerzo vertical efectivo (σ_N), es estimado con una medición de un indicador de presión de poro.

³ Hottman, C.E, Jonson R.K. ESTIMATION OF FORMATION PRESSURE FROM LOG – DERIVED SHALE PROPERTIES JPT, Agosto 1965

⁴ Pennebaker, E.S./ AN ENGINNERING INTERPRETATION OF SEISMIC DATA SPE 2165

⁵ Terzaghi K, THEORICAL SOIL MECHANICS John Wiley & Sons, Inc. New York 1943



2. El esfuerzo de sobrecarga (S) es determinado midiendo o estimando la densidad de la formación.
3. La presión del fluido en los poros (P_p) se obtiene con la diferencia de los puntos anteriores

Los nueve métodos publicados desde finales de los 60's han sido enfocados al esfuerzo efectivo. Estos difieren únicamente en la forma de determinar el esfuerzo efectivo.

Estas técnicas pueden ser subdivididas en tres categorías:

- Métodos Verticales.
- Métodos Horizontales.
- Otros.

Los métodos verticales, como el método de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen calculan el esfuerzo efectivo a través datos de la tendencia normal al mismo valor del indicador de presión de poro respecto a la profundidad de interés.

Los métodos horizontales, como el método de Eaton, que calculan el esfuerzo efectivo de datos de la tendencia normal a la misma profundidad respecto a la profundidad de interés. Los otros métodos hacen algo parecido. Lane Macpherson fueron los primeros en sugerir técnicas de categorización de presión como los métodos publicados en la categoría de otros. La Tabla 2.2 categoriza varios métodos de estimación de la presión de poro que han sido publicados utilizando la velocidad sónica, tiempo de tránsito y resistividad.

Las zonas de transición son un indicador potencialmente alto de zonas sobrepresionadas y cuando se detecta la zona sobrepresionada, los datos usualmente van a divergir de la tendencia de compactación principal en la gráfica del esfuerzo efectivo, sin embargo no

todas las zonas de transición tienen muy alta presión de poro. Algunas veces los datos de la zona de transición siguen la misma trayectoria de la tendencia del esfuerzo efectivo en intervalos con presiones más bajas o normales. Todos los métodos para la estimación de la presión de poro clasificados como "otros" son, ejemplo para casos donde los datos para alta presión y baja presión siguen diferentes tendencias.

Tabla 2.2 Clasificación de los Métodos Publicados para la Estimación de la Presión de Formación

Directos	Esfuerzo Efectivo		
	Verticales	Horizontales	Otros
<p>Resistividad / Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hottman & Johnson • Pennebaker & McClure 	<p>Resistividad / Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad Equivalente • Profundidad equivalente del esfuerzo medio. <p>Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bellotti & Giacca. • Hart/Fleming. <p>Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bryant. • Alixant/ Desbrandes. 	<p>Resistividad / Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eaton. <p>Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weakley <p>Resistividad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ramus & Gray. • Stephens. 	<p>Sónico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bowers. • Wilhelm. <p>Resistividad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Holbrook



Como se ha discutido, si uno quiere o no, la tendencia normal semilogarítmica siempre forzará al esfuerzo efectivo calculado en formaciones sobrepresionadas a divergir de la tendencia de compactación principal. La cantidad de divergencia se incrementará con la distancia por debajo de la cima de la zona sobrepresionada.

Una manera de compensar esto es el uso de múltiples líneas de tendencia semilogarítmica, con la pendiente de cada segmento ajustado para mantener la presión de poro en valores razonables.

Algunas investigaciones realizadas por Mouchet y Mitchell⁶ en 1989 y por Yoshida⁷ y otros en 1996, concluyeron que las ecuaciones de Eaton para la predicción de la presión de formación son las más ampliamente utilizadas para calcular gradientes de presión de formación en aguas profundas. Dichas ecuaciones son:

Para la Resistividad

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D_N} \right] \left[\frac{R_o}{R_N} \right]^{1.2} \quad (2.4)$$

Donde:

$\frac{P}{D}$	Gradiente de presión de formación,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
$\frac{S}{D}$	Gradiente de presión de sobrecarga,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$

⁶ Mouchet J.P., A Mitchell. / ABNORMAL PRESSURES WHILE DRILLING Elf Aquitaine Manuals Techniques 1989

⁷ Yoshida, C. Ikeda, S. Y Eaton B.A: "AN INVESTIGATIVE STUDY OF RECENT TECHNOLOGIES FOR PREDICTION, AND EVALUATION OF ABNORMAL FORMATION PRESSURE AND FRACTURE PRESSURE IN NORTH AND SOUTH AMERICA" IADC/SPE 36381, 1996



$\frac{P}{D_N}$	Gradiente de presión normal de formación,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
R_o	Resistividad de la lutita, de la lectura del registro,	$[ohm - m]$
R_N	Resistividad de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación,	$[ohm - m]$

Para la conductividad:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D_N} \right] \left[\frac{C_N}{C_o} \right]^{1.2} \quad (2.5)$$

Donde:

C_N	Conductividad de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación,	$\left[\frac{miliohms}{m} \right]$
C_o	Conductividad de la lutita, de la lectura del registro,	$\left[\frac{miliohms}{m} \right]$

Si se utiliza el registro sónico de porosidad o los tiempos de tránsito del registro sísmico, también se puede usar la ecuación:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D_N} \right] \left[\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right]^3 \quad (2.6)$$

Donde:

Δt_n	Tiempo de tránsito de la lutita, de la línea de tendencia
--------------	---



normal de compactación,	$\left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$
Δt_o Tiempo de tránsito de la lutita, de la lectura del registro,	$\left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$

Finalmente, los datos de perforación generalmente se utilizan para cálculos de las geopresiones. Generalmente, el valor calculado y graficado contra profundidad es el exponente d corregido, d_c .

Una gráfica del exponente d_c vs profundidad es similar a la de resistividad vs profundidad utilizada en la ecuación 2.1. La ecuación en cuestión, para el exponente d_c es:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D_N} \right] \left[\frac{d_c}{d_{cn}} \right]^{1.2} \quad (2.7)$$

Donde:

d_c Exponente d_c real

d_{cn} Exponente d_c normal, de la línea de tendencia normal

El conocimiento aproximado de las presiones de formación juega un papel muy importante en la perforación y terminación de pozos ya que el gradiente de presión de formación aumenta con respecto a la profundidad y el conocer en forma adecuada dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área.

La presión de formación puede ser el factor principal que afecte las operaciones de perforación. Si la presión de formación no es evaluada adecuadamente, puede conducir a problemas de perforación, tales como pérdidas de circulación reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos.



En el caso de los pozos submarinos, todos estos riesgos se amplifican, dadas las condiciones de seguridad extrema que debe tenerse en el manejo y control del pozo. Por lo demás, los factores que afectan directamente a la evaluación correcta y precisa de los gradientes de formación y de fractura son el tirante de agua y la posibilidad de que la formación productora a desarrollar sea de tipo marginal.

2.3 GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA.

La presión de fractura se define como la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

Las formaciones superficiales sólo presentan la resistencia presentada por la cohesión de la roca, debido a esto, la experiencia confirma que las fracturas creadas en las formaciones someras pueden ser horizontales.

Sin embargo, a medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Esto es una razón que confirma que la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales.

Se ha observado que la roca generalmente se rompe a presiones menores que la presión teórica de sobrecarga.

El gradiente de fractura se requiere conocer para determinar la forma en la que se ha de controlar el pozo, ya sea durante la perforación o durante la terminación.

El gradiente de fractura sirve para:



- Determinar el programa de densidades de los fluidos de perforación y control.
- Determinar la profundidad de asentamientos de la TR's.
- Realizar el diseño de las tuberías de revestimiento.
- Establecer los valores de densidad diferencial del fluido de perforación por viajes (presiones de suaveo y surgencia).
- Determinar las velocidades de introducción o extracción de tuberías al pozo.
- Planear la cementación de las tuberías de revestimiento.
- Planear las operaciones de terminación y mantenimiento del pozo.
- Cálculos de control de brotes.
- Presiones de prueba de herramientas y tuberías.
- Operaciones de lavado de pescados y manejo de pescantes.

Los valores comparativos de presiones nos llevan a las siguientes conclusiones:

- Los valores de presión de fractura mayores a la presión de sobrecarga lleva a obtener fracturas verticales.
- Los valores de presión de fractura menores a la presión de sobrecarga lleva a obtener fracturas horizontales.
- Generalmente la roca se rompe a presiones menores a la presión de sobrecarga.

La Figura 2.4 nos muestra los valores comparativos de presiones.

Se localizan en la literatura 20 métodos diferentes para estimar el gradiente de fractura, además de un impresionante y poco abrumador número de artículos. Estas fueron agrupadas en cuatro categorías, basadas en sus principios de solución:

- Método del esfuerzo mínimo (fracturas largas).



48a

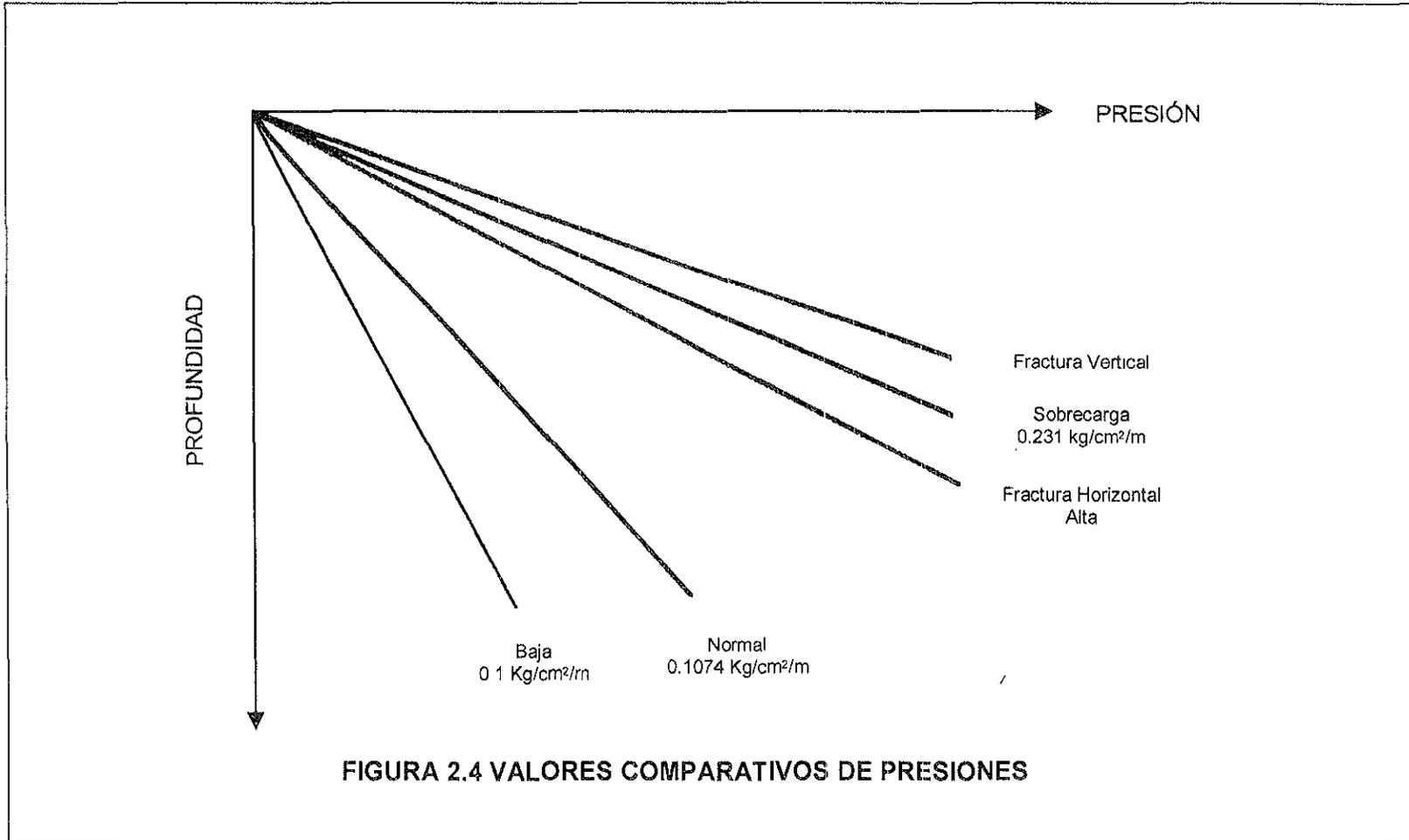


FIGURA 2.4 VALORES COMPARATIVOS DE PRESIONES



- Métodos del esfuerzo tangencial (fracturas cortas).
- Método de la mecánica de la fractura (fracturas muy largas).
- Métodos directos.

La Tabla 2.2, muestra la clasificación de los métodos publicados para la estimación del gradiente de fractura.

Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que ocurrirán altas pérdidas de fluido de perforación cuando la presión iguale el esfuerzo mínimo. Los métodos del esfuerzo tangencial están basados en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero.

Estos métodos predicen altas pérdidas de circulación cuando la presión en el agujero causa que el esfuerzo tangencial mínimo a lo largo de la pared del agujero (el esfuerzo tangencial al agujero) sea igual a la resistencia a la tensión de la roca.

Normalmente se supone que el agujero tiene fracturas y el término de la resistencia a la tensión es despreciando. Esto tiene dos beneficios. El primero, elimina tener que suponer una resistencia a la tensión y el segundo, es que hace más realista al modelo de gradiente de fractura de acuerdo con la teoría de mecánica de la fractura, el gradiente de fractura para un agujero sin fracturas es infinito.

Además los métodos del esfuerzo tangencial pueden ser divididos en dos categorías basados en si se considera que las fracturas son permeables o impermeables cuando se cierran.

El método teórico más sólido para predecir gradientes de fractura es la mecánica de fractura, la cual determina las condiciones bajo las cuales una fractura iniciará y terminará su propagación. Esta teoría ha sido utilizada por años para diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico.



Tabla 2.2 Clasificación de los Métodos de los Publicados para la Estimación del Gradiente de Fractura.

Esfuerzo Mínimo	Esfuerzo Tangencial	Mecánica de la Fractura	Directos
<ul style="list-style-type: none"> • Hubbert & Willis. 	<p>Fracturas Impermeables</p>	<p>Fracturas Completamente Presionadas</p>	<p>Profundidad</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Mathews & Kelly. • Pennebaker. 	<ul style="list-style-type: none"> • Hubbert & Willis. • Anderson, Ingram & Zainer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Abou – Sayed, Brechtel & Clifton. <p style="text-align: center;">Cualquier Perfil de Presión de Fractura.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Belloti & Giacca. • Rocha & Bourgoyne.
<ul style="list-style-type: none"> • Eaton, Eaton & Eaton. • Christman. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aadnoy & Larsen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rummel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Barker & Wood <p>Profundidad & Presión de Poro.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Pilkington. 	<p>Fracturas Permeables.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Breckels & Van Eekelen.
<ul style="list-style-type: none"> • Daget & Parigton. • Daines. 	<ul style="list-style-type: none"> • Haimson & Fairhurst. • Belloti & Giacca. 		<p>Presión de Poro.</p> <p>Salz.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Brennan & Annis • Simmons & Rau. • Zamora. • Holbrook Maggiori & Hensley. • Singh & Emery. 			



No hay solución exacta en la mecánica de fractura para determinar la propagación de fracturas desde la pared del pozo.

La principal desventaja con el método de mecánica de la fractura, es que requiere de información generalmente no conocida como: firmeza de la fractura, longitud inicial de la fractura y la distribución del fluido a lo largo de la fractura.

Los simuladores de fracturamiento hidráulico pueden numéricamente modelar la evolución de la presión a lo largo de una fractura en propagación, sin embargo, correr un simulador para predecir gradientes de fractura no es factible. Por lo anterior la mecánica de la fractura no es una alternativa viable para estimar gradientes de fractura para propósitos de planeación del pozo.

El último grupo de métodos de predicción del gradiente de fractura clasificados como "directos", no están basados en ningún modelo teórico. Ellos correlacionan directamente el gradiente de fractura con algún otro parámetro, tal como la profundidad o el gradiente de presión de poro.

El valor del gradiente de sobrecarga depende de tres valores, el gradiente de presión de poro o formación y la relación entre el esfuerzo matricial horizontal y el esfuerzo vertical, el cual es igual a:

$$\frac{\nu}{(1-\nu)} \quad (2.8)$$

Donde ν es la relación de Poisson de la roca. La ecuación que relaciona a estas variables, desarrollada por Ben Eaton en 1968, es:

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D_N} \right] + \left[\frac{P}{D} \right] \quad (2.9)$$

Donde:



$\frac{F}{D}$	Gradiente de presión de fractura,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
$\frac{P}{D}$	Gradiente de presión de poro o formación,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
$\frac{S}{D}$	Gradiente de presión de sobrecarga,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
ν	Relación de Poisson,	$[a \text{ dim}]$
D	Profundidad Vertical	$[pies]$

La ecuación 2.9 es aplicable a cualquier parte del mundo, siempre que se utilicen los siguientes pasos:

1. Determinar el Gradiente de Presión de Sobrecarga (S/D).
2. Determinar el gradiente de presión de formación (P/D).
3. Determinar la relación de Poisson para cualquier área.

Como se puede observar, el conocimiento preciso de los gradientes de presión de sobrecarga y de formación, resultará en mejores valores del gradiente de presión de fractura. Asimismo, se requiere conocer el área a desarrollar en cuanto a la determinación de valores de relación de Poisson.

A fines de evaluar los resultados obtenidos, se requiere obtener datos del gradiente de fractura en el campo. Estos se pueden calcular a partir de pruebas de campo de admisión de presión o pruebas de goteo (Leak off test). Estas pruebas son las que se realizan rutinariamente después de la cementación de la tubería de revestimiento, durante las operaciones de perforación. La presión de fractura se puede determinar con la prueba de resistencia de la roca durante la perforación, cerrando los preventores, represionando el



pozo y graficando el incremento de la presión contra el tiempo. Otra forma de calcular el gradiente de presión de fractura de la formación es la siguiente, cuando se consideran gradientes de fractura en pozos marinos, el gradiente de sobrecarga es una función del tirante de agua y de la densidad de las rocas. El gradiente de fractura se calcula de la siguiente manera:

$$G_{fa} = \frac{D_a G_a + D_w G_w + D_{bm} G_f}{D_a + D_w + D_{bm}} \quad (2.10)$$

Donde:

G_{fa}	Gradiente de fractura aparente,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
D_a	Espacio de aire, (espacio entre el mar y el nivel del mar),	$[pie]$
G_a	Gradiente de aire,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
D_w	Tirante de agua,	$[pies]$
G_w	Gradiente del agua,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
D_{bm}	Profundidad de la zona de interés bajo el fondo marino,	$[pies]$
G_f	Gradiente de fractura de la roca, (considerando que el pozo está en tierra firme	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$

El tirante de agua introduce una variante a los valores calculados del gradiente de fractura, como se puede ver en la ecuación 2.10.



Desde el punto de vista matemático, se puede considerar la ecuación anterior como una función escalar de variable escalar, donde la función escalar es el gradiente y la variable escalar es el tirante de agua. En el límite, cuando el tirante de agua tiende a infinito, el gradiente aparente tiende a ser el gradiente del agua. En la realidad, el tirante de agua puede ser mayor que la profundidad del yacimiento con respecto al fondo marino. Por esta razón, el gradiente aparente se verá disminuido.

Desde el punto de vista operativo, una reducción en el gradiente de fractura tiene a incrementar los problemas por pérdidas de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos. Por lo anterior, es importante considerar el tirante de agua, entre otros factores, para la planeación de la perforación de un pozo en el mar.

Independientemente del método que se use, las curvas de gradiente de presión de poro y gradiente de presión de fractura son las dos curvas básicas para planear la perforación de cualquier pozo. Lo importante es que se haya tomado en cuenta la forma de cálculo, es decir que se haya incluido el tirante de agua.

Los gradientes de fractura son considerablemente menores en el ambiente marino debido a que el agua de mar reduce considerablemente el promedio de la densidad de sobrecarga. La Tabla 2.3 muestra el efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura.

Tabla 2.3 Efecto del Tirante de Agua Sobre el Gradiente de Fractura

Profundidad Vertical del intervalo		Gradiente de Fractura [lb/gal],[g/cm ³]					
		Pozo en Tierra		Tirante de 5,000 [pies] 1,524 [m]		Tirante de 9,000 [pies] 2,743 [m]	
[pies]	[m]						
2,000	609	14.0	1.68	10.0	1.20	9.5	1.14
8,000	2,438	17.5	2.10	14.0	1.68	12.5	1.50



3. FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

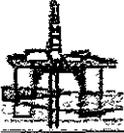
Hace 15 años que se observaron la presencia de flujo de agua en formaciones someras en aguas profundas del Golfo de México, debido a este problema, los operadores han desarrollado estrategias y productos para combatir este flujo.

El flujo de agua en formaciones someras se presenta en arenas con presiones anormales que se perforan antes de que el sistema de perforación permita el cierre hidráulico para proporcionar un ambiente de perforación sobre balanceado.

Los primeros esfuerzos para combatir el flujo de agua de formaciones someras se enfocó en el aislamiento hidráulico de la presión encontrada en estas arenas cuando no se empleaba riser que proporcionara un ambiente hidrostático balanceado para colocar y cementar tuberías de revestimiento. Se desarrollaron estrategias y herramientas para combatir este problema incluyendo la formulación de cementaciones, empacadores externos, sellos y válvulas de paso.

El desarrollo de nuevos equipo y herramientas para combatir este problema incluyen el uso del riser marino de mayor diámetro, perforación con lodos más pesados con líneas de retorno al fondo marino y todavía por desarrollarse un conjunto de preventores y un sistema de doble densidad.

La necesidad de perforar en objetivos más profundos incrementa la necesidad de colocar tuberías de 20 pg más profundamente, lo cual favorece el flujo de agua en formaciones someras, que son áreas de alto riesgo. El colocar tuberías de revestimiento en regiones más profundas, donde hay arenas con presiones normalmente altas, el aislamiento hidráulico es menor debido a la contaminación del cemento y de la canalización. La erosión de la arena en pozos aislados deja cavidades o huecos sin llenar con cemento que ocasiona que no se tenga soporte lateral de la tubería de revestimiento, reduciendo la capacidad de soporte de los esfuerzos verticales internos.



3. FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

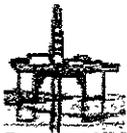
Hace 15 años que se observaron la presencia de flujo de agua en formaciones someras en aguas profundas del Golfo de México, debido a este problema, los operadores han desarrollado estrategias y productos para combatir este flujo.

El flujo de agua en formaciones someras se presenta en arenas con presiones anormales que se perforan antes de que el sistema de perforación permita el cierre hidráulico para proporcionar un ambiente de perforación sobre balanceado.

Los primeros esfuerzos para combatir el flujo de agua de formaciones someras se enfocó en el aislamiento hidráulico de la presión encontrada en estas arenas cuando no se empleaba riser que proporcionara un ambiente hidrostático balanceado para colocar y cementar tuberías de revestimiento. Se desarrollaron estrategias y herramientas para combatir este problema incluyendo la formulación de cementaciones, empacadores externos, sellos y válvulas de paso.

El desarrollo de nuevos equipo y herramientas para combatir este problema incluyen el uso del riser marino de mayor diámetro, perforación con lodos más pesados con líneas de retorno al fondo marino y todavía por desarrollarse un conjunto de preventores y un sistema de doble densidad.

La necesidad de perforar en objetivos más profundos incrementa la necesidad de colocar tuberías de 20 pg más profundamente, lo cual favorece el flujo de agua en formaciones someras, que son áreas de alto riesgo. El colocar tuberías de revestimiento en regiones más profundas, donde hay arenas con presiones normalmente altas, el aislamiento hidráulico es menor debido a la contaminación del cemento y de la canalización. La erosión de la arena en pozos aislados deja cavidades o huecos sin llenar con cemento que ocasiona que no se tenga soporte lateral de la tubería de revestimiento, reduciendo la capacidad de soporte de los esfuerzos verticales internos.



La erosión de la arena y la liberación de salmuera con presión anormal produce compactaciones que afectan a la resistencia de las formaciones, afectando potencialmente la ventana operacional entre la presión de poro y el gradiente de fractura.

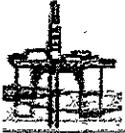
3.1 DEFINICIÓN DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

El flujo de agua en formaciones someras se ha definido como el agua que fluye en la parte externa de la tubería de revestimiento al fondo marino. Este flujo puede desgastar el soporte estructural del pozo, lo que ocasiona pandeo en las tuberías, y posteriormente su falla. Este flujo compromete la integridad del agujero lo cual puede conducir a la pérdida del pozo.

Los problemas asociados con flujo de agua en formaciones someras han impactado en el costo de la perforación y en el desarrollo de estos en aguas profundas en áreas propensas a flujos de agua en formaciones someras. De un análisis que se llevó a cabo en 106 pozos en áreas propensas a flujo de agua en formaciones someras, se determinó que se gastaron aproximadamente \$175 millones de dólares en actividades de prevención y solución, aproximadamente \$1.6 millones de dólares por pozo. Generalmente un pozo gasta el 34% en métodos de prevención y el 66% en operaciones de reparación.

Inicialmente se reconoció que el flujo asociado con estas arenas contaminaba el cemento durante su colocación, ya que se requiere que las arenas estén en un estado de sobre balance durante todo el proceso de colocación del cemento.

Más tarde se descubrió que estas arenas fluirían a través del cemento durante su estado de transición. Requiriéndose que las nuevas técnicas sean capaces de mantener condiciones de sobre balanceo durante el tiempo de transición del cemento



En años más recientes, se descubrió que el daño producido por el flujo puede transmitirse a pozos cercanos a través de la erosión y migración de la arena, la cual afecta la integridad estructural de estos pozos.

La erosión de la arena en la pared del pozo genera deslaves y movimientos en el mismo flujo de granos de esta arena como resultado de la turbulencia generada por la acción de la barrena. A este flujo de agua con arena se le conoce como "mining" y esto se muestra en la Figura 3.1. Las formaciones arenosas con presiones anormales en condiciones de bajo balance minarán los granos de arena que son transportados a la superficie por medio de los fluidos circulantes y de formación.

El flujo de agua en formaciones someras pueden presentarse durante la perforación en formaciones de arenas con presiones normalmente altas en pozos de aguas profundas, en la Figura 3.2 se muestran los lugares propensos a flujo de agua en formaciones someras a nivel mundial.

3.2 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

La detección de la ocurrencia del flujo de agua en formaciones someras nos permite identificar las diferencias físicas en las propiedades de los sólidos y las rocas que se encuentran durante la perforación en estas áreas, debido a que se tiene la presencia de presiones normalmente altas.

Los sedimentos con presiones anormales tendrán diferentes propiedades físicas a los sedimentos con presión normal a la misma profundidad debajo del fondo marino. La porosidad de estos sedimentos está en función inversa al esfuerzo efectivo, como se muestra en la Figura 3.3. Esto nos conduce a tener bajos estados de compactación.

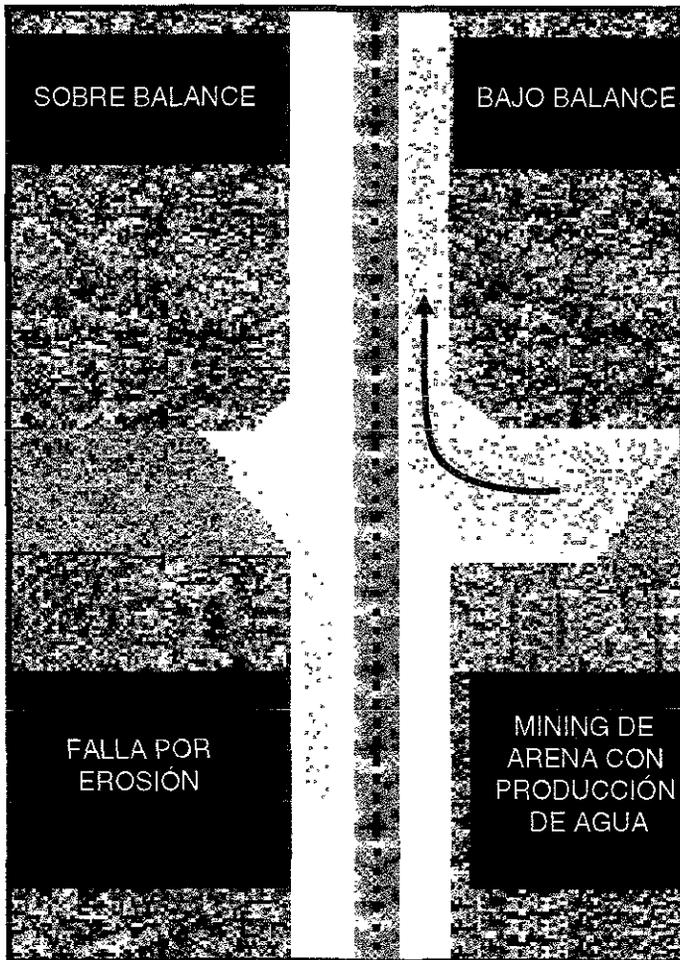


FIGURA 3.1 EROSIÓN Y MINING DE LA ARENA

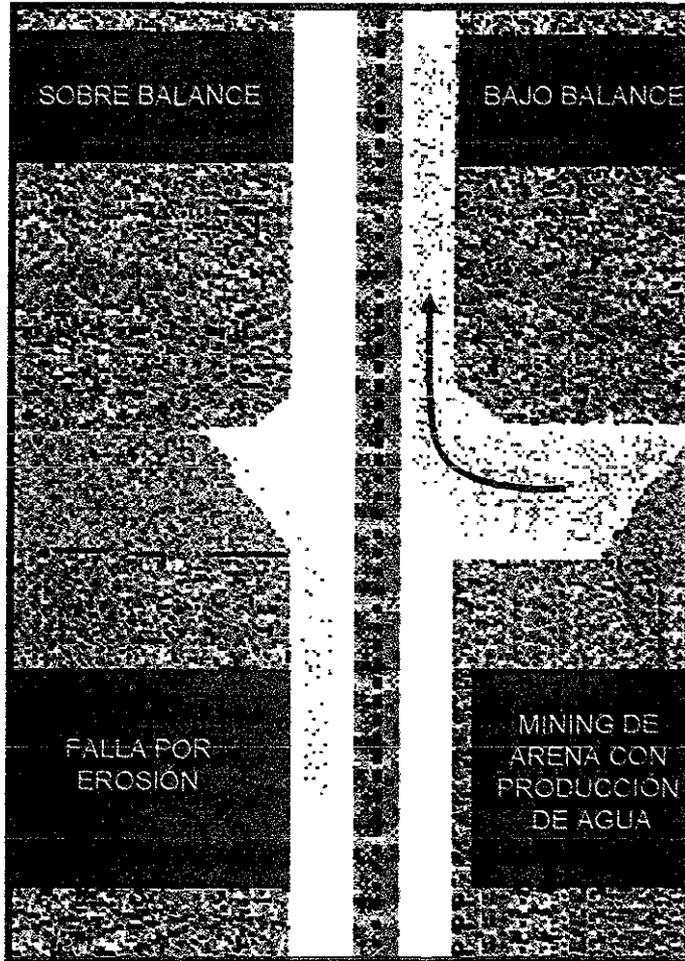
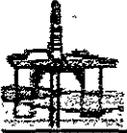


FIGURA 3.1 EROSION Y MINING DE LA ARENA

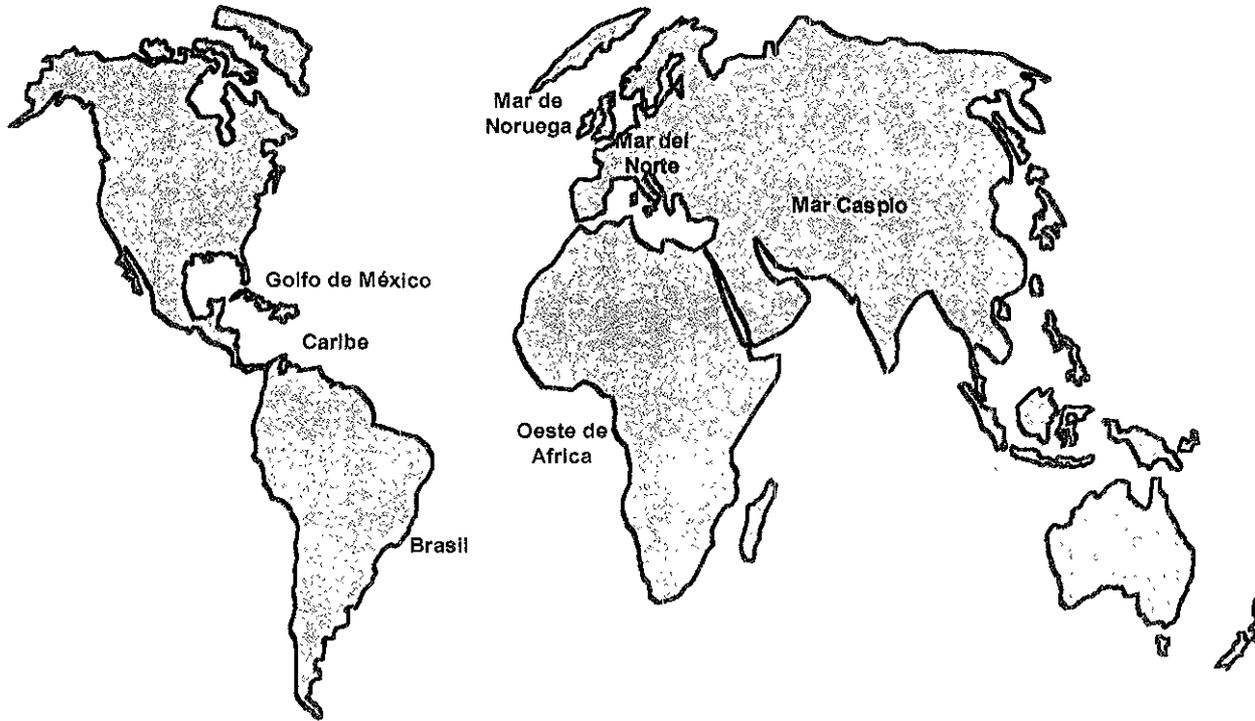


FIGURA 3.2 REGIONES PROPENSAS A FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS.

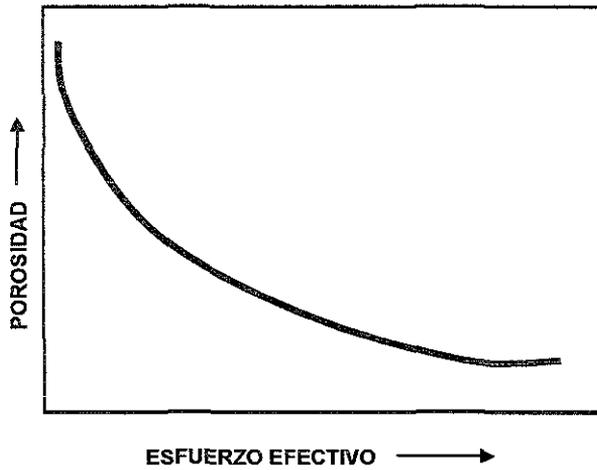
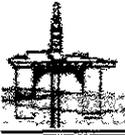


FIGURA 3.3 RELACIÓN DE ESFUERZO EFECTIVO Y POROSIDAD.

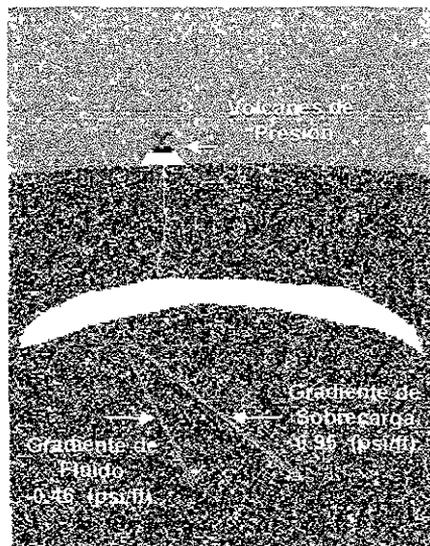


FIGURA 3.4 VOLCANES FORMADOS EN EL FONDO MARINO



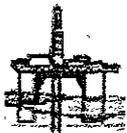
Los sedimentos con presiones normalmente altas presentan las siguientes diferencias debido a su bajo estado de compactación en comparación con las formaciones consolidadas:

- Las lutitas tendrán bajos estados de compactación
- Las lutitas presentarán mayor porosidad a una profundidad dada por debajo del fondo marino
- Las lutitas presentarán mayor contenido de agua
- Las lutitas presentarán menor esfuerzo de compresión
- La densidad de la lutita será menor
- La salmuera de las lutitas tendrá menor salinidad
- Las arenas estarán a menores estados de compactación
- Las arenas tendrán alta porosidad a una profundidad dada debajo del fondo marino
- Las arenas tendrán menor esfuerzo de compresión
- Los poros serán más grandes
- La densidad de las arenas será menor
- Mayor presión de formación
- Menor temperatura

La baja resistencia de la roca afectará el gasto de penetración y de la dilatación de las propiedades de las lutitas y arenas. Esto puede afectar el torque y el arrastre.

El tamaño de los poros afectará la efectividad de algunos agentes de control de la pérdida del fluido usualmente empleados. La diferencia en la salinidad puede afectar la interacción química entre el fluido de perforación y la formación. El alto contenido de agua en las arcillas puede producir un incremento en la tendencia a “embolarse” la barrena por adhesión de las lutitas muy plásticas entre los dientes de la barrena.

Al mismo tiempo se observan propiedades no usuales en la formación, las diferencias en el ambiente de trabajo donde se realiza la perforación son:



- Perforar con barrenas de mayor diámetro o barrenas ampliadoras
- Ausencia del riser y del conjunto de preventores
- Tirantes significativos de agua
- Hinchamiento de las lutitas
- Potencial para flujo de gas
- Potencial para la formación de hidratos
- Ambientes de altas pérdidas de fluido.
- Bajo balance bajo
- Bajos gradientes de fractura
- Proximidad al fondo marino.

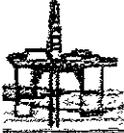
La combinación de los cambios en la formación debido a la presencia de presiones anormales y la anormalidad del ambiente de trabajo donde se realizan las operaciones de perforación darán las condiciones donde las prácticas convencionales y experiencia no proporcionaran una perforación óptima al tener estos problemas.

3.3 INDICADORES DE LA PRESENCIA DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

En los últimos 15 años que se ha perforado en zonas propensas a flujo de agua en formaciones someras, se han notado algunos eventos anormales que nos advierten los problemas asociados a la perforación de formaciones someras con presiones anormales.

Actualmente se sabe que la presencia de presiones anormales reduce la resistencia de los suelos. Recientemente Traugott y Dodd⁸ presentaron un trabajo donde indican que la presión anormal se puede extender más allá del fondo marino.

⁸ Traugott H. Martín, Dodd Tim / PRESSURE PREDICTION FOR SHALLOW WATER FLOW EVALUATION International Forum on Shallow Water Flows, Houston Texas, Mayo 2000.



Si ésto es cierto, se reduce la resistencia en el intervalo conductor en zonas propensas a flujo de agua en formaciones someras. La situación se puede agravar cuando se incrementa las cargas por el uso de sistemas de bombeo o la colocación de la tubería de 20 pg más profundamente.

Han habido pocos casos donde se notaron “eructos” durante la colocación de la tubería de 20 pg. Estos eructos se caracterizaron por la expulsión de fluido con sedimentos alrededor de la tubería conductora. La alta permeabilidad asociada a la baja compactación de los sedimentos puede permitir que se exceda la presión de fractura y se eructe a la superficie como se muestra en la Figura 3.4.

Se han observado pequeños volcanes en el fondo marino en zonas propensas a flujo de agua en formaciones someras. También se ha observado que estos volcanes liberan salmueras limpias con pequeñas cantidades de gas y sedimentos. Esto indica que los sellos suprayacentes fallaron por contener fluidos con arenas con presiones altas.

En estos casos la presión de fractura es igual a la presión de poro, lo que hace que imposible la perforación en flujos de agua en formaciones someras.

Hay casos documentados en los que la tubería de perforación ha reaccionado de manera violenta cuando se perforo por encima de estas arenas. Aun no se conoce el mecanismo exacto que expulso violentamente la tubería de perforación, pero se conoce que se estaba perforando en ambientes con presiones normalmente altas y que la formación estaba en condiciones de bajo balance. Este intervalo se perforo sin el uso del riser que podría haber agregado rigidez a la tubería de perforación.

En algunos intervalos con presiones altas se perforaron bajo balance sin la indicación de torque o arrastre, mientras que en otras formaciones parecidas se perforaba con torque excesivo.



Los registros de resistividad y densidad muestran que la salinidad en sedimentos someros bajo compactados es mucho menor a la salinidad de los sedimentos compactados más profundos.

La diferencia de salinidades generará potencialmente fuerzas osmóticas que causarán degradación en las arcillas cercanas al agujero. Esta degradación podría reducir el gradiente de fractura o inducirá a agrietamientos en la pared del agujero afectando la perforación. La reducción en el gradiente de fractura por erosión, producirá una deformación de los sedimentos reduciendo la resistencia del suelo.

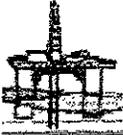
3.4 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

El flujo de agua en formaciones someras SWF (por sus siglas en inglés), es conocido como uno de los obstáculos primarios en las operaciones de perforación en aguas profundas en el Golfo de México. Estos problemas han costado a la industria petrolera aproximadamente \$200 millones de dólares en los últimos años. La mayoría de los operadores prefieren identificar las zonas con riesgos de flujo de agua en formaciones someras antes de perforar y mitigarlos con poca inversión, si es que se presentan este tipo de problemas.

La presencia de los flujos de agua en formaciones someras se ha identificado como uno de los cinco principales retos que hay que afrontar en la exploración y producción de acuerdo a los reportes provenientes de la compañía Fugro Geoservices Inc.

Aproximadamente el 70% de todas las perforaciones de pozos en ambientes de aguas profundas han experimentado la presencia de flujos de agua en formaciones someras.

Seria más ventajoso contar con un método para delinear las arenas que están cercanas a fallas y que probablemente presenten flujos de agua en formaciones someras antes de la



perforación, para seleccionar la localidad óptima de perforación y desarrollar la planeación de pozos con costos efectivos.

El método actual de identificación de flujos de agua en formaciones someras involucra estudios de este problema antes de la perforación utilizando información sísmica convencional y de alta resolución para identificar las zonas propensas a flujos de agua en formaciones someras.

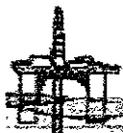
La alta incidencia de eventos de mitigación de los flujos de agua en formaciones someras en pozos de aguas profundas muestra que las técnicas existentes no proporcionan la información necesaria para prevenir el flujo de agua en formaciones someras.

Actualmente, no existe un método sísmico para identificar y caracterizar exactamente el flujo de agua en formaciones someras. Los operadores no tienen otra opción para evitar estos problemas, solo resolverlo después de que este se ha presentado. Se requiere de un nuevo método de análisis sísmico para permitir a los operadores evitar estos problemas y reducir el riesgo de fallas en el pozo antes de que se perfora.

El entender las propiedades físicas y el comportamiento deformado del flujo de agua en formaciones someras es esencial para su caracterización, predicción e interpretación de las unidades estratigráficas utilizando información sísmica, ya que han habido pocas mediciones de los núcleos y registros de las formaciones someras porque no son de interés económico.

3.5 CONDICIONES FÍSICAS DE LAS FORMACIONES DE FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS

El flujo de agua en formaciones someras se han observado en aguas con tirantes de 458 a 2130 m [1500 a 7000 pies] entre la superficie y el fondo marino y a 120 m [400 pies] por debajo del fondo marino.



A estas profundidades los materiales están virtualmente no consolidados, con muy altas porosidades y muy bajos esfuerzos efectivos. El rango de confinamiento de estas arenas esta entre los 700 y 6,500 psi y el rango de su esfuerzo efectivo esta entre los 0 y 1,000 psi. Es importante considerar también las condiciones de esfuerzo en aguas someras y en aguas profundas, como se muestra en la Figura 3.5.

En ambos casos, el esfuerzo efectivo de la formación en el fondo del mar es "cero" y se incrementa con un gradiente de 0.535 [psi/pie], si se mantiene la comunicación hidrológica con la columna de agua del océano. En aguas someras el esfuerzo efectivo no llega a ser "cero" a 150m [500 pies] debajo del fondo marino donde el esfuerzo de sobrecarga es relativamente pequeño.

A una profundidad de 120m [400 pies], sin embargo, el esfuerzo de sobrecarga es mucho mayor debido a la presencia de la alta columna de agua. Sin embargo, mientras se mantenga la comunicación de los fluidos de los poros, la presión de poro se incrementará de igual manera. Por esto, el esfuerzo efectivo permanece sin cambios en aguas someras y profundas a la misma profundidad por debajo del fondo marino.

En este caso, es posible que la zona de flujos de agua en formaciones someras pudiera estar a una profundidad de 1800 m [6,000 pies] debajo del nivel del mar y a 600 m [2,000 pies] debajo del fondo marino con un esfuerzo de confinamiento de 3,100 psi y un esfuerzo efectivo de 1,100 psi.

Comparando este caso con uno de aguas someras con profundidades de 150m [500 pies], donde el esfuerzo de confinamiento es de 4,750 psi y el esfuerzo efectivo es de 3,100 psi a 1830 m [6,000 pies] debajo del nivel del mar. En ambos casos la presión de poro se iguala a los 2000 psi para el caso de aguas profundas y 1,650 psi para aguas someras, o una diferencia de 350 psi a la misma profundidad relativa al nivel del mar.

De manera adicional al cambio en el estado de compactación en los sedimentos de aguas profundas, y la severidad del flujo de agua en formaciones someras se pueden

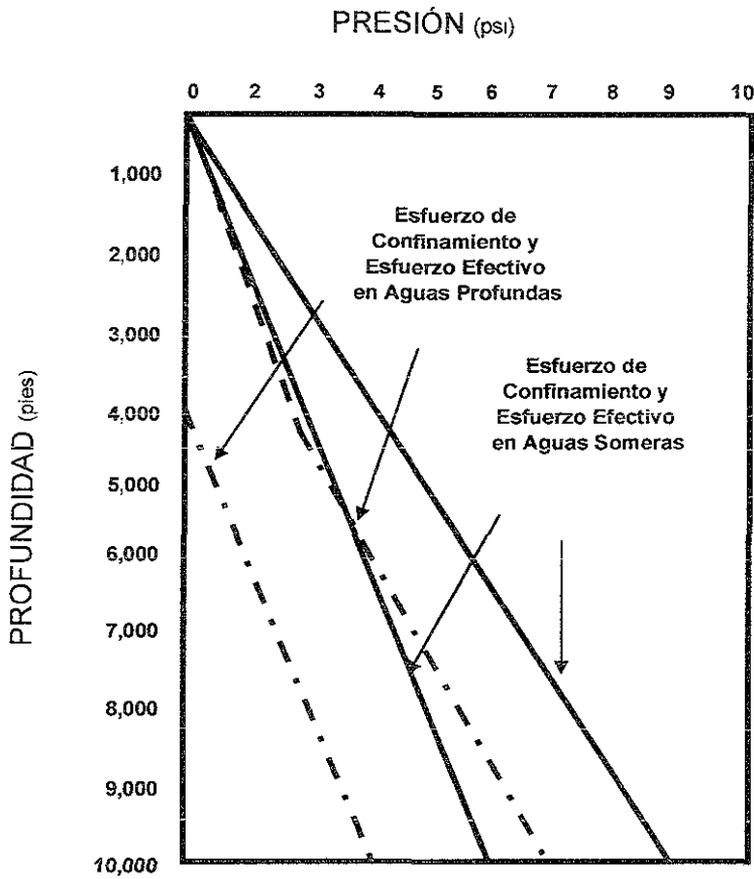
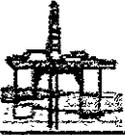
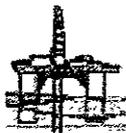


FIGURA 3.5 VARIACIÓN DE ESFUERZOS EFECTIVOS Y DE CONFINAMIENTO EN AGUAS SOMERAS Y EN AGUAS PROFUNDAS⁹



exagerar por la presencia de una presión estructural interna alta, también conocida como efecto centroide. Este concepto de presión estructural interna alta indica que las arenas que se depositan en una capa o talud desarrollarán un gradiente de presión que no es hidrostático, aun cuando el gradiente de presión de los sedimentos que están alrededor no sea hidrostático, como se muestra en la Figura 3.6 y 3.7.

Este efecto produce condiciones donde el buzamiento de los limos o de las arenas con grandes áreas pueden tener presiones de poro mucho mayores que la de las lutitas cercanas, y esta presión se puede acercar a la presión de fractura. La característica de la estructura, ya sea anticlinal o sinclinal también determinará la presión del yacimiento como se muestra en la Figura 3.8. Para condiciones someras de sepultamiento en donde se presenta flujo de agua en formaciones someras, la cantidad de presión estructural interna requerida para causar fracturas en el sello que las contienen es muy pequeña.

Cuando se depositan las arenas en una talud con gran buzamiento y se sepultan bajo una cantidad finita de sobrecarga, formarán un yacimiento con presión estructural interna alta que posteriormente formarán flujo de agua en formaciones someras cuando se perfora a través de este intervalo.

3.6 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUJOS DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS.

Para comprender las propiedades físicas de las arenas de los flujos de agua en formaciones someras se debe primeramente considerar el proceso de depositación y sepultamiento.

Las arenas o lutitas se depositan sobre el fondo marino en de tal manera que forman una lechada. Kevin Smith⁹ en 1974 caracterizó el comportamiento de este tipo de sedimentos de granos finos y gruesos utilizando la ecuación de Wood¹⁰ para materiales en suspensión, como se muestra en la Figura 3.9.

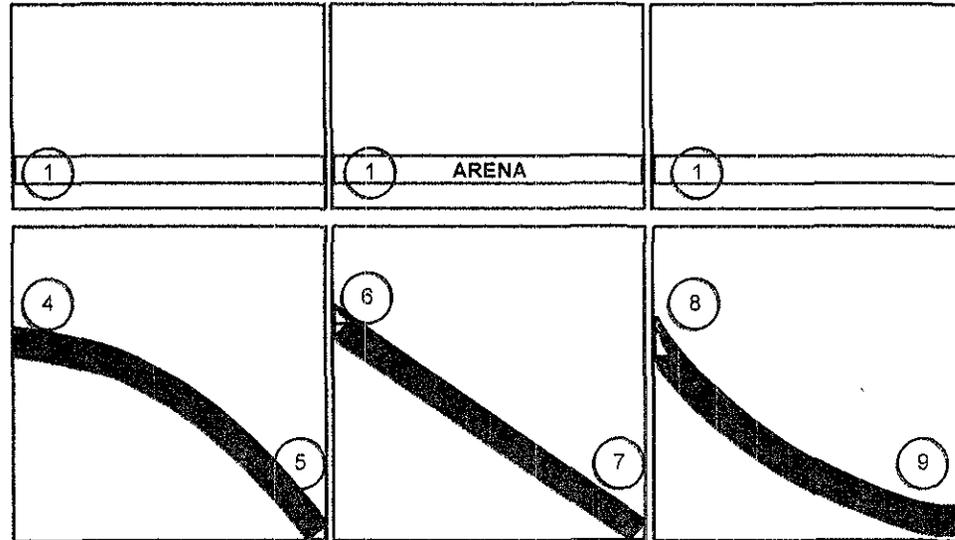
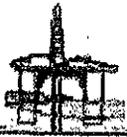
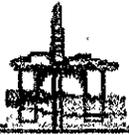


FIGURA 3.6 PROCESO DE DEPOSITACIÓN DE LA ARENA⁹



64b

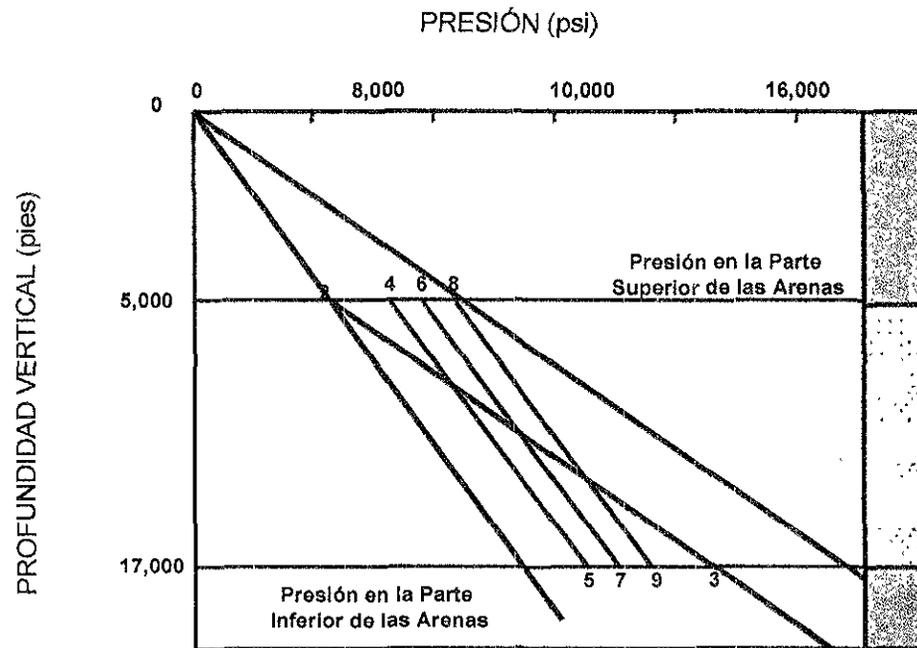
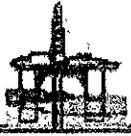


FIGURA 3.7 DIAGRAMA DE PRESIONES EJERCIDAS EN LAS ARENAS⁹



64c

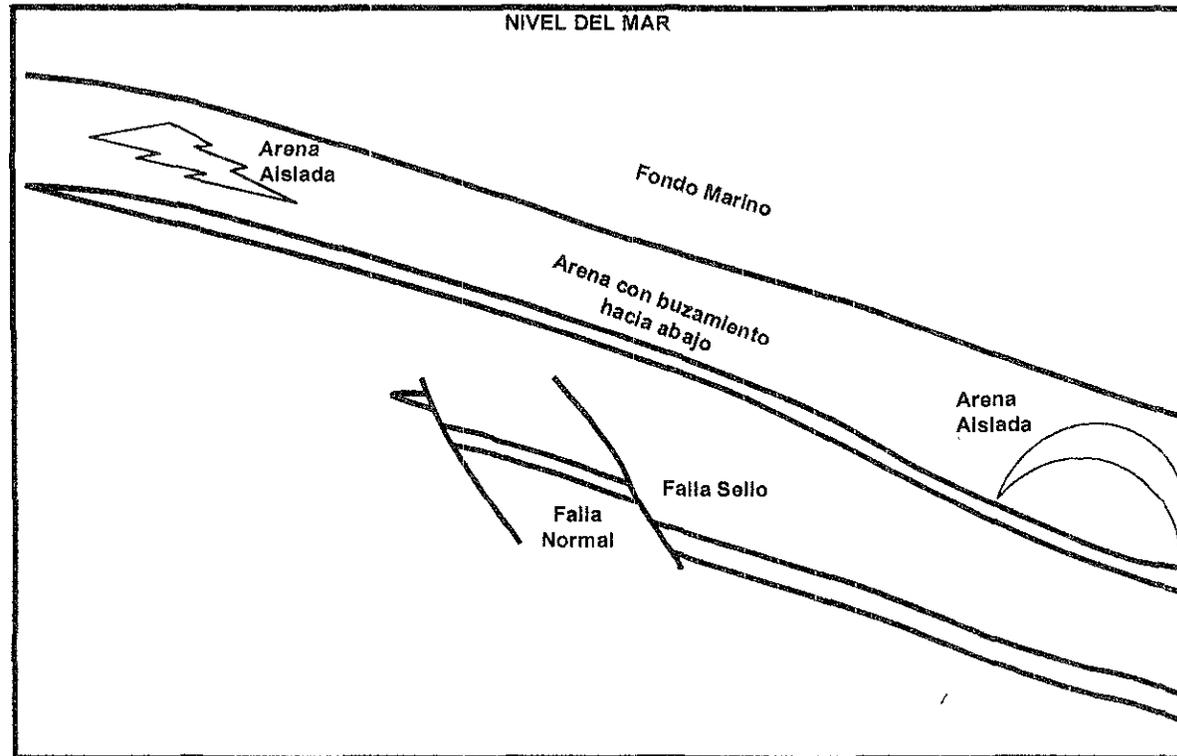
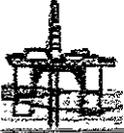


FIGURA 3.8 TIPOS DE ARENAS FLUYENTES



A medida de que los materiales se sepultan, se comienzan a desviar del comportamiento de la ecuación de Wood, y llegan a comportarse como sólidos de carga estructural con un marco granular que desarrolla rigidez. Al punto de porosidad donde los sedimentos se comienzan a comportarse como sólidos de carga estructural se llama porosidad crítica.

El cambio en el comportamiento de los sedimentos como se muestra en la Figura 3.10 es una transición importante porque señala el punto donde el esfuerzo efectivo llega a tener un valor de cero. A medida que el esfuerzo efectivo se incrementa, la compactación causará que la porosidad decremente y que el material se comporte como roca.

Sin embargo, el lento incremento del esfuerzo efectivo en aguas profundas también provoca que la velocidad de compactación también se decremente, ocasionando que estos sedimentos tengan porosidades relativamente más altas que los otros sedimentos que se encuentran en formaciones someras a la misma la misma profundidad por debajo del fondo marino.

La evaluación de las propiedades físicas que son pertinentes realizar antes de la perforación para la caracterización de los flujos de agua en formaciones someras debe incluir la velocidad de corte y la velocidad de compresión, densidad de los materiales y la resistencia de la arena bajo cargas dinámicas.

Partiendo de los principios básicos de la teoría de compactación para los sedimentos y los suelos y de la relación de velocidad - esfuerzo efectivo en los sedimentos clásticos, se puede comprender un poco de estas propiedades.

⁹ Smith D.T / PHYSICS OF SOUND IN MARINE SEDIMENTS Edited by L.D: Hampton, Plenum Press New York

¹⁰ Wood Richard F.E. Jr. VIBRATIONS OF SOILS AND FOUNDATIONS Prentice Hall Englewood Cliffs

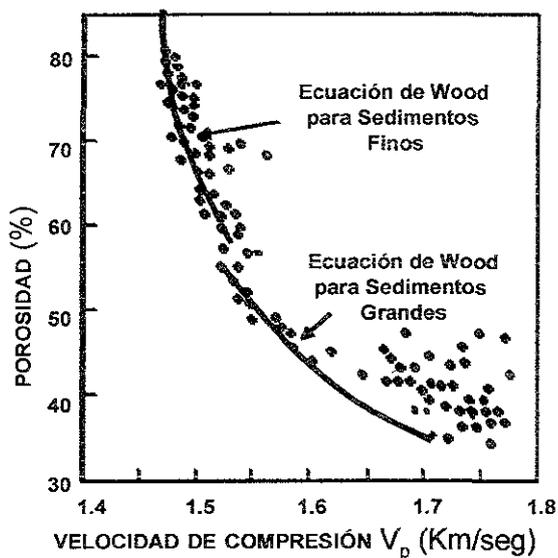


FIGURA 3.9 COMPORTAMIENTO DE LOS SEDIMENTOS FINOS Y GRUESOS CON RESPECTO A LA POROSIDAD Y LA VELOCIDAD DE COMPRESIÓN¹⁰

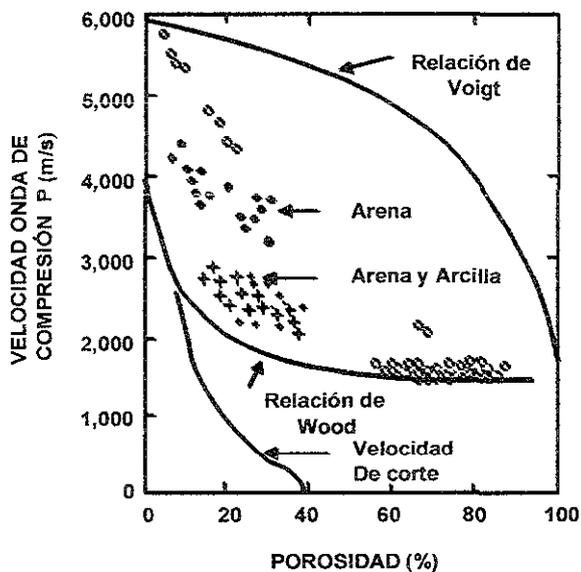
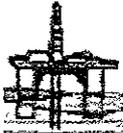


FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO DE LOS SEDIMENTOS FINOS Y GRUESOS¹⁰



Considerando el rango de confinamiento y de esfuerzo efectivo bajo los cuales existen los flujos de agua en formaciones someras, se considera que estos materiales están en una zona de transición entre el comportamiento de la ecuación de Wood para lechadas y materiales granulares porosos de carga dinámica que se pueden modelar utilizando la teoría de Biot¹¹. Bajo estas condiciones, la formación mostraría cambios modestos en la velocidad de compresión, con los cambios observados en la presión de poro.

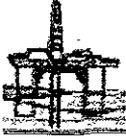
De manera contraria, los cambios pequeños en la presión de poro causarían grandes cambios en la velocidad de corte a medida de que los materiales se acercan al punto de la porosidad crítica, lo cual generará rigidez, o que la resistencia al corte del material rápidamente se aproxime a "cero".

La combinación de estas dos predicciones indica que la relación $[V_p/V_s]$ de estas arena puede cambiar de forma considerable bajo pequeñas cargas. La pérdida de rigidez pronosticada indica que el corte a través de este material se puede incrementar a medida de que la presión de poro se incremente, provocando una gran variación en el corte en función de la presión de poro. La pérdida de rigidez también se puede ligar a la resistencia de los materiales y su resistencia a la licuefacción y al colapso de la formación.

En la relación de Poisson, el módulo de rigidez y el factor de calidad de la calidad onda de corte $[Q]$ será altamente anormal para arenas que están cercanas a fallas y son propensas a flujos de agua en formaciones someras.

En 1993 John P. Castagna¹² da una relación empírica entre la velocidad de onda de compresión $[V_p]$, la velocidad de onda de corte $[V_s]$, porosidad $[\phi]$ y esfuerzo efectivo para arenas y areniscas. Bajo cierto esfuerzo efectivo hay un rápido incremento en la relación $[V_p/V_s]$ y un rápido incremento en la onda de corte con poco decremento en el esfuerzo efectivo.

¹¹ Biot M.A. LABORATORY EXPERIMENTS IN FRACTURE PROPAGATION SPE 10377



Esto ocurre porque la rigidez de la roca se aproxima a “cero”, es decir que los sedimentos se comportan como líquidos.

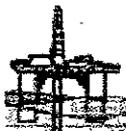
A altos esfuerzos efectivos, el marco de la roca es más rígido y los sedimentos se comportan como sólidos en vez de líquidos. La región donde se pierde rápidamente la rigidez es candidata a tener presencia de flujo de agua en formaciones someras.

Para confirmar la postulación antes mencionada, las mediciones de las velocidades de onda compresionales y de corte se llevaron a cabo bajo ciertos rangos de confinamiento y condiciones de presión de poro apropiadas para problemas de flujo de agua en formaciones someras, porosidades del 38 al 50%, porcentajes de lutitas de 0, 20, 40 y 60% y aparato convencional de física de rocas con rangos de frecuencia. Las mediciones se realizaron por medio de la medición de las velocidades en una muestra de arena seca, después esta misma muestra se saturó con salmuera para medir sus propiedades de saturación. Estas mediciones se realizaron en la Universidad de Oklahoma en Tulsa.

El esfuerzo efectivo tuvo variaciones de 3,750 psi a 200 psi en la muestra seca, pero el esfuerzo efectivo bajó a 400 psi cuando la muestra estuvo saturada con salmuera. La medición de la onda de corte no se realizó debido a que se perdió el acoplamiento del transductor a la muestra.

Los resultados de las mediciones de las arenas limpias muestran que la relación $[V_p/V_s]$ reacciona al cambio del esfuerzo efectivo como lo predijo Castagna. Aunque se requieren de nuevos métodos para confirmar el comportamiento predicho a muy bajos esfuerzos. Este comportamiento se puede utilizar para modelar la respuesta sísmica de los flujos de agua en formaciones someras a los cambios en el esfuerzo efectivo.

¹² Castagna J.P. and Bachus, M.M. ROCK PHYSICS THE LINK BETWEEN ROCK PROPERTIES AND AVO RESPONSE DEG Publications



3.7 CARACTERIZACIONES DE SEDIMENTOS SOMEROS EN AGUAS PROFUNDAS

Debido a que la detección de los flujos de agua en formaciones someras es todavía problemático, se han utilizado técnicas adicionales para caracterizar sedimentos someros como lo son:

- Información de Pozos Geotécnicos
- Gradientes Someros
- Presiones Someras Anormalmente Altas

Estos estudios se han realizado a fin de ubicar los problemas de flujos de agua en formaciones someras. Estos estudios se obtuvieron de mediciones durante la perforación (MWD) y de la medición de la presión (PWD) de pozos que actualmente están en exploración y en desarrollo.

Información Previa a la Perforación a Partir de Pozos Geotécnicos

Para una mejor caracterización de los sedimentos someros, se perforaron pozos geotécnicos en varias localidades utilizando unidades flotantes con posicionamiento dinámico. Esta unidad flotante tiene un sistema de perforación con compensador de movimiento.

La profundidad máxima fue de 580 m [1,900 pies] por debajo del nivel del mar. Se tomaron muestras de núcleos de 3 pg y en el mismo lugar se realizaron pruebas utilizando herramientas a través de la tubería de perforación.

Las mediciones realizadas en los núcleos recuperados incluían densidades de grano y de matriz, contenido de agua, compresibilidad, esfuerzos, porosidad de arcillas y las



propiedades de esfuerzo – deformación – resistencia. Las mediciones realizadas en el pozo fueron de resistencia al corte, presión de poro y resistencia a la fractura.

Esta información se utiliza para dar recomendaciones para el diseño del pozo y así desarrollar modelos con propiedades petrofísicas y de formaciones someras para que se utilicen en áreas propensas a flujos de agua en formaciones someras.

Gradientes de Fractura Someros

Para medir los gradientes de fractura se utilizó un sistema de fracturamiento hidráulico. El sistema está compuesto de un empacador externo en la tubería de perforación y uno a través de la tubería. Una vez que se ha alcanzado la profundidad donde se realizará la prueba, la tubería de perforación se levanta del fondo del agujero y se ancla el empacador para aislar la parte inferior del agujero y se presiona hasta que ocurre la fractura, el empacador restringe la fractura por encima de los 240 m [800 pies].

La limitación de la profundidad se resolvió mediante la correlación de las mediciones de las propiedades de la roca y las mediciones de los gradientes de fractura, después se realizaron extrapolaciones y se calcularon los gradientes de fractura a profundidades mayores a las que hasta ahora se han realizado con la herramienta de fracturamiento de fondo.

Los gradientes calculados de esta manera se tomaron en cuenta para el diseño de pozos a profundidades de 760 m [2,500 pies] por debajo del fondo marino, la Figura 3.11 muestra los gradientes de fractura extrapolados.

Presiones Someras Normalmente Altas

La compañía Shell utilizó una herramienta nueva llamada **piezoprobe** para realizar mediciones en las lutitas con presiones normalmente altas.



69a

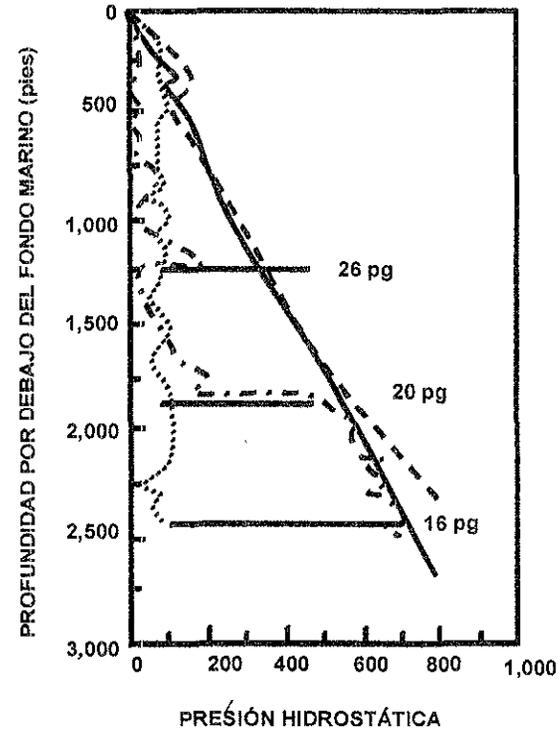
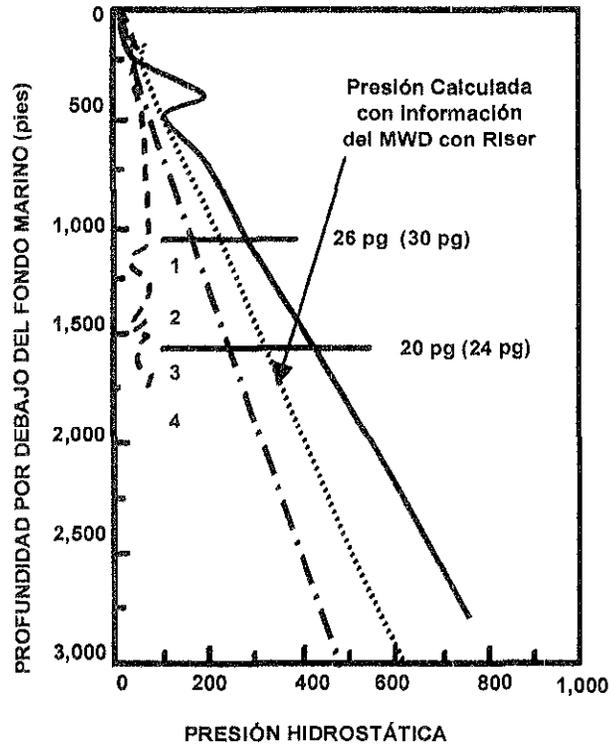
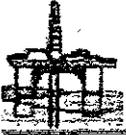


FIGURA 3.11 GRADIENTES DE FRACTURA Y PRESIONES ALTAS ¹²
(Der. Posible presencia de presiones anormales a 365 m [1200 pies] Por debajo del fondo marino)



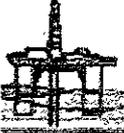
La herramienta se desplegó en la parte inferior de la tubería de perforación, se coloca en el mecanismo subsuperficial y se empuja dentro de la formación con el peso de la sarta de perforación.

Después de varias horas la presión inducida por el empuje de la herramienta dentro de la formación se estabiliza permitiendo la estimación de las presiones de poro.

Las mediciones mostraron lo siguiente:

- En la mayoría de los lugares donde se realizaron las mediciones revelaron que las presiones normalmente altas se presentan cerca del fondo marino y se incrementan más o menos de forma lineal con respecto a la profundidad.
- De este modo la capa de lutitas no es solo un estrato más sino que funciona como sello para las arenas con presiones normalmente altas. Las arenas con presiones normalmente altas no están a la misma presión que las lutitas que las limitan.
- Las presiones anormalmente altas comienzan cerca del fondo marino y se incrementa a través de los dos lóbulos de arena a 213 m [700 pies] por debajo del fondo marino.
- La depresión medida en el piezobrobe en las lutitas por debajo de los 270 m [900 pies] por debajo del fondo marino indica que los lóbulos de arena inferiores del empacador están agotados.

Cuando se realizó la perforación en esta localidad, se confirmó la información obtenida de las mediciones.



3.8 PREDICCIÓN DE OCURRENCIA

En regiones con riesgo de presencia de flujos de agua en formaciones someras la *precisión y ocurrencia de arenas, las predicciones del espesor de las capas y profundidad* son importantes para el diseño de pozos y de la planeación de las operaciones.

Sin embargo, la experiencia muestra que las arenas someras no pueden detectarse directamente de la información sísmica. Esto es debido a que la variación e incertidumbre en la amplitud y polaridad de la resistencia sónica contrastante entre las arenas y las lutitas que se encuentran alrededor a profundidades someras de sepultamiento.

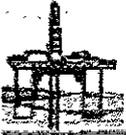
La mayoría de los flujos de agua en formaciones someras se asocian con las unidades estratigráficas de arena, interpretadas como un traslape que no es común en cañones y canales. Estos cañones, canales y abanicos son depósitos del Río Mississippi y tienen depósitos fluvio deltáicos en la plataforma marina.

Se han empleado fuentes de alta resolución en zonas propensas a flujos de agua en formaciones someras para guiar la selección de las localidades y ayudar en el diseño del pozo.

La compañía Shell ha utilizado una herramienta llamada Tricluster – 80 desde 1988, el primero beneficio es la alta resolución de la información sísmica para la predicción de flujo de agua en formaciones someras que proporciona una mejor diferenciación de las facies sísmicas y sedimentarias.

Mecanismos de Presión Normalmente Alta

A través de la predicción de las arenas, se puede seleccionar los puntos donde se debe colocar la tubería de revestimiento, los intervalos para perforar sin riser además de que predecir la presión ayuda al diseño del pozo porque es crítico en intervalos más profundos.



La correlación entre el Pleistoceno tardío en el Mississippi y el flujo de agua en formaciones someras indican un desequilibrio en la compactación que es el principal mecanismo que genera presiones anormales.

Las arenas pueden tener presiones normalmente altas debido a al relieve estructural de los acuíferos arenosos en el fondo marino, en cuyo caso la presión de poro en estas arenas no esta en equilibrio con las arenas limitantes. Este mecanismo se conoce como alta presión estructural interna. Estos dos mecanismos conducen a diferentes predicciones del perfil de presiones entre pozos adyacentes por la intervención del relieve estructural.

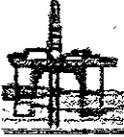
Predicción por Presión

La predicción por presión se basa principalmente en la combinación de las velocidades sísmicas y del control del pozo compensador. Esta combinación asume que el desequilibrio en la compactación es el mecanismo dominante.

Por varias razones la predicción de la presión basándose solamente en las velocidades sísmicas no es muy confiable en la sección superficial por lo que es importante consultar estudios sísmicos basándose en resultados de pozos vecinos perforados en condiciones geológicas similares.

Rara vez se realizan mediciones directas de la presión en formaciones cercanas a la superficie, aun en pozos convencionales, la determinación de la presión de estos pozos requiere de reportes matutinos, del programa de fluidos de perforación, de registros y de la opinión del perforador.

Los pozos que tienen historia similar de sepultamiento y de posición estructural deben utilizar fluidos más pesados, de acuerdo al programa de fluidos de perforación y aumentando su densidad para las diferentes profundidades de perforación.



Predicción Regional

La presencia de flujos de agua en formaciones someras se puede dividir en regiones de:

- Regiones de alto riesgo
- Regiones de mediano riesgo
- Regiones de bajo riesgo

La determinación de la era paleontológica indica que estas regiones son correlacionadas con las velocidades de acumulación de sedimentos durante el Pleistoceno tardío.

Regiones de Alto Riesgo

Las áreas de alto riesgo de presencia de flujo de agua en formaciones someras en el Golfo de México se extiende desde el Oeste del Cañón del Mississippi y al Noreste del Cañón Verde. Esta área fue generalmente de altas velocidades de sedimentación durante el Pleistoceno tardío.

Regiones de Mediano Riesgo

Las regiones clasificadas como de mediano riesgo están al Este del cañón del Mississippi y el Garden Banks. En esta región, el manejo de los flujos de agua en formaciones someras es directo y se toman precauciones necesarias para el arenamiento.

Regiones de Bajo Riesgo

Estas áreas son donde rara vez se encuentran estos flujos, por lo general no se toman en cuenta durante el diseño del pozo ni en las operaciones de perforación.

Las áreas de bajo riesgo son East Breaks y Viosca Knoll. Estas áreas se caracterizan por haber tenido bajas velocidades de sedimentación durante el Pleistoceno tardío.



3.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS.

Dentro de los problemas que se han generado por la presencia de flujo de agua en formaciones someras se tienen:

- Pérdidas de Circulación y Brotes.
- Flujo detrás de las Tuberías de Revestimiento.
- Cementación de Tuberías de Revestimiento
- Formación de Hidratos de Gas.

Pérdidas de Circulación y Brotes.

El intervalo de tubería de revestimiento de 20 pg de diámetro por lo general se perfora sin riser. Sin embargo, se puede perforar bajo un control de presión de fluido de perforación utilizando un riser de 26 pg de diámetro.

Inicialmente estos intervalos se han perforado completamente con agua de mar y ocasionalmente se utilizan barridos con fluidos con viscosidad alta, lo que permite que las arenas someras fluyan y se deslaven sin control.

Una vez que se ha alcanzado el intervalo de la profundidad total, se bombea un fluido de control y se coloca la tubería de revestimiento y se cementa. Recientemente los pozos son perforados sin riser mientras se bombean grandes volúmenes de fluidos densos para controlar el flujo.

En el intervalo de la profundidad total el pozo se deja lleno de fluido pesado. El determinar el fluido de control adecuado es crucial para el éxito de cualquier método, porque si el fluido es poco pesado, los fluidos de la formación fluirán hacia el agujero, pero por otro lado se tiene un lodo muy pesado este producirá fracturas.



Considerando el caso de un pozo perforado en Garden Banks donde el agujero piloto para el intervalo de tubería de revestimiento de 20 pg de diámetro, se perforó sin riser y con agua de mar a través de arenas con flujos de agua en formaciones someras.

Después se bombeo el fluido de control, logrando que el flujo se detuviera y así poder sacar la sarta de perforación, pero una vez que se regreso al fondo marino con el equipo y la barrena ampliadora, no se logró localizar el cabezal del pozo debido a que el agua y los residuos abarcaban varios metros en el fondo y unos 35 m [114 pies] de área radial del pozo como se muestra en al Figura 3.12.

El fondo marino estaba revuelto en un área aproximada de 40 m [130 pies] mostrando posibles fracturas en formaciones someras además de la pérdida del fluido de control, debido a esto no se logro la re - entrada en este pozo por lo que se tuvo que abandonar, pero el flujo de agua de formaciones someras duro aproximadamente 18 meses.

Flujo detrás de las Tuberías de Revestimiento.

En varias ocasiones se ha presento flujo detrás de la primera o segunda tubería de revestimiento generalmente estas tuberías son de 20 ó 26 pg después de su colocación y cementación en áreas propensas a flujo de agua en formaciones someras.

Este flujo se manifiesta regularmente como un flujo que sale por una abertura proveniente del cabezal del pozo. El tamaño de este flujo varía desde un simple y pequeño goteo hasta una corriente muy fuerte. En este caso no se ha logrado un aislamiento total de la zona debido a la contaminación del cemento que es resultado del flujo.

Se presentaron pequeños flujos en la zapata, pero esta se encontraba en optimas condiciones, y se decidió continuar con las operaciones de perforación y el flujo proveniente de estas arenas disminuyo.

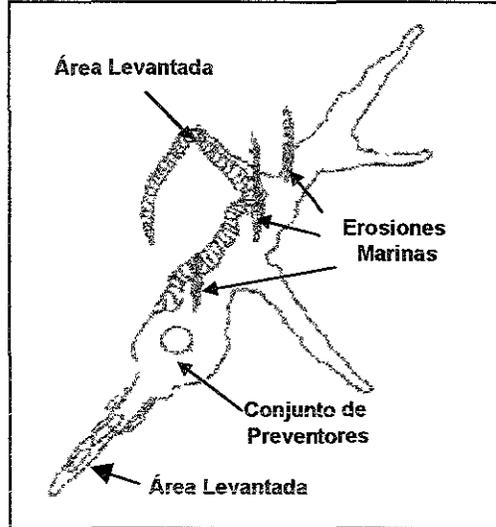


FIGURA 3.12 DAÑO SUPERFICIAL DEBIDO AL FLUJO DE AGUA EN FORMACIONES SOMERAS.

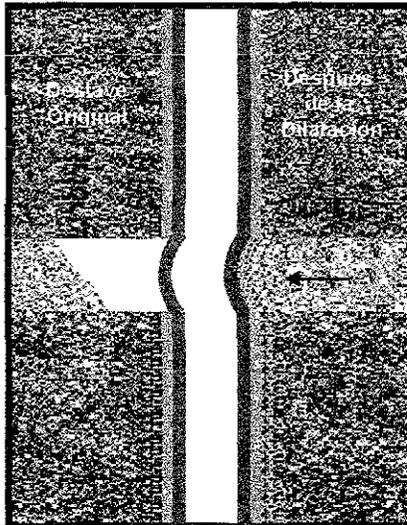
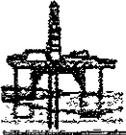


FIGURA 3.13 PANDEO DE LA TUBERÍA DEBIDO A LA DILATACIÓN DE LA ARENA.



Sin embargo los flujos detrás de la tubería pueden ocasionar reducción en la fricción superficial de la formación (reduction in casing to formation skin friction), hundimiento del cabezal del pozo y de la tubería de revestimiento, además de su pandeamiento, como se muestra en la Figura 3.13.

Ésto ocurrió en el pozo Green Canyon, donde no se esperaba la presencia de estas arenas entre los 160 y 180 m [524 y 590 pies] por debajo del fondo marino en el intervalo de la tubería de revestimiento de 26 pg. Inicialmente la respuesta de la herramienta PWD que marcaba entre 45 a 60 psi de presión y después bajo a una presión constante de 20 psi. Más adelante a una profundidad de 60 m [190 pies] se encontraron arenas limosas con presión constante de 10 psi en la línea base.

Después de bajar y cementar la tubería de revestimiento de 26 pg, se presentó un pequeño flujo proveniente de una abertura en el cabezal del pozo, pero se decidió perforar el intervalo de la tubería de revestimiento de 20 pg y vigilar cuidadosamente el flujo, esperando que este disminuyera y finalmente se detuviera. Después de perforar, bajar tubería y cementar este intervalo, el pozo comenzó a fluir por la parte exterior de la tubería de 36 pg y poco tiempo después aproximadamente 16 m [52 pies] de fisuras fluyentes abrieron el piso marino.

La supervisión de este problema mostró que en las tuberías de revestimiento de 20 y 26 pg se tenía pandeamiento debido la pérdida de la fricción superficial y del movimiento vertical de la tubería. El problema de este flujo se solucionó con la cementación por medio de espuma. Con la detención de este flujo se continuaron las operaciones de perforación alcanzando la profundidad pronosticada.

Cementación de Tuberías de Revestimiento

La cementación de la tubería de revestimiento a través de intervalos con flujos de agua en formaciones someras ha presentado canalizaciones de cemento.



Sin embargo se ha desarrollado un proceso efectivo de cementación. El flujo por el espacio anular es un problema importante que se combina con la baja temperatura, gran espacio anular y bajas densidades de las lechadas de cemento. Se utilizan fluidos (Settable spotting fluids) en lugar de fluidos de control convencionales antes de bajar la tubería de revestimiento. Este tipo de fluido contiene componentes cementantes que eventualmente provocan un endurecimiento del fluido.

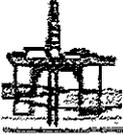
Cualquier fluido que no sea desplazado por la lechada de cemento se endurecerá para formar un material como cemento para asegurar un sello anular completo. Se ha probado que las cementaciones con espuma parecen ser las lechadas más efectivas para controlar los flujos de agua en formaciones someras.

El incrementar la compresibilidad de la lechada es la parte crítica para controlar los flujos anulares severos. Las cementaciones con espuma proporcionan alta compresibilidad, excelente ductilidad; mejora el aislamiento térmico y desarrollan esfuerzos de compresibilidad superiores a bajas temperaturas.

Se han utilizado cementaciones con espuma en operaciones de cementación primaria y de cementaciones correctivas en intervalos con la presencia de flujos de agua en formaciones someras.

Formación de Hidratos de Gas.

En la industria petrolera se conocen a los hidratos como el material que obstruye el flujo de fluidos dentro de las tuberías de producción y las tuberías de revestimiento, además de que también se presentan en áreas del océano debido a que se tienen condiciones favorables para su formación.



La mayoría de los hidratos son de origen biológico excepto a los que se extienden en yacimientos petroleros, como en el Mar Caspio y en el Golfo de México.

Desafortunadamente los hidratos se desvanecen cuando se extraen a la superficie y los hidratos encontrados en los núcleos recuperados aparecen en su mayoría como granos dispersos o en láminas delgadas.

Básicamente los hidratos son compuestos formados por hidrógeno agua y gas que se forman a bajas presiones y temperaturas, estos hidratos tienen la apariencia de nieve o hielo sucio ya que el agua contenida forma una estructura cristalina alrededor del gas. La estabilidad de los hidratos de gas no solo depende de la presión y temperatura sino también de la concentración de gas presente en los sedimentos la cual excede la solubilidad del gas en agua.



4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS DE FLUJO DE AGUAS SOMERAS EN POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

La característica que define a los flujos de agua en formaciones someras, es el valor pequeño del margen entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de formación.

El hecho de conocer la zona problema no representa ninguna garantía de solución de los problemas de perforación que lo causan. Una vez que se asienta la tubería de revestimiento arriba de esa zona, la perforación de la siguiente etapa se torna difícil, especialmente en secciones largas, por lo que el asentamiento y la cementación de la tubería de revestimiento a través de las arenas no consolidadas es generalmente costoso y problemático.

Actualmente el estado del arte de la tecnología de perforación en aguas profundas indica diversas áreas de investigación y desarrollo de tecnología. Una de esas áreas está encaminada a la solución del problema de flujo de aguas someras. Sin embargo, aún cuando existen diversas propuestas de solución, no está del todo resuelto y se tienen diversas lagunas. Las soluciones así propuestas son más bien un remedio en el que se *inhibe el flujo de agua, sin evitarlo del todo.*

Como solución a los flujos de agua en formaciones someras se tienen las siguientes alternativas:

- Perforación sin Riser
- Sistemas de Doble Gradiente
- Tubería de Revestimiento Expandible
- Técnicas de Cementación

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



4.1 PERFORACIÓN SIN RISER

Un estudio detallado que utiliza información de varias compañías deduce que hay 8 billones de barriles de aceite localizados en aguas profundas en el Golfo de México y hay más de 15 descubrimientos realizados en profundidades de entre 900 y 2000 m, por lo que hay un gran interés en acelerar el desarrollo de estos descubrimientos. Estas perforaciones se harán con nueva tecnología y posiblemente producirán aceite y gas de manera más económica en yacimientos en áreas profundas. Uno de los retos del problema en aguas profundas es el uso del riser, que ha sido utilizado como conexión entre el equipo de perforación y el cabezal del pozo. Esto sirve como guía para la tubería de perforación dentro del agujero y como línea de retorno al equipo. También es el soporte de los cables de control, los estranguladores y las líneas de matar. Las operaciones en aguas profundas actualmente utilizan un riser de 21 pg de diámetro exterior.

La exploración y desarrollo de los pozos en aguas profundas que ha realizado la compañía Shell a través de zonas de flujo de agua en formaciones someras, ha sido a través del uso de la tecnología de perforación sin riser.

La perforación sin riser es una técnica no convencional que utiliza una tubería de diámetro pequeño como línea de retorno del fluido de perforación desde el fondo marino hasta la superficie, en vez de hacerlo por el espacio anular entre el riser de perforación marino y la tubería de perforación. Esta tecnología se desarrolló a finales de los 60's para facilitar el paso de la tubería a través del conjunto de preventores, mediante el balance de las presiones internas y externas del pozo. Este concepto no fue implementado en su tiempo porque las profundidades a las que se perforaban los pozos marinos eran someras, con tirantes de agua también someros y la tecnología aún no se tenía disponible.



Actualmente, en el Golfo de México, la exploración se ha hecho en áreas con más de 2,000 m de tirante de agua, por lo que el riser convencional requiere de una plataforma con grandes capacidades de peso y espacio, grandes cantidades de fluido de perforación circulando por el riser y numerosas sartas de revestimiento, debido a que la separación entre el gradiente de presión de fractura y el gradiente de presión de poro es pequeña, especialmente en el Golfo de México. Estos problemas se pueden reducir significativamente aplicando la perforación sin riser.

Actualmente la perforación sin riser ha resuelto muchos problemas, tales como configuraciones del sistema de perforación, control de presiones del pozo, inestabilidad del pozo, capacidad del equipo, flujos de agua en formaciones someras, número de sartas de revestimiento y pérdidas de circulación. Por esto se considera como alternativa atractiva para la exploración y explotación de los campos en aguas profundas.

En la primera etapa del desarrollo de pozos marinos, especialmente en aguas someras, es posible resolver problemas asociados con incrementos de la profundidad del tirante de agua incrementando el tamaño del riser y de los cabezales. El primer cabezal fue de 13 $\frac{5}{8}$ pg de diámetro y actualmente el más común es de 18 $\frac{3}{4}$ ". A medida que el diámetro y la longitud del riser se incrementan, la presión ejercida por el fluido de perforación que contiene llega a ser mayor. El espesor de pared del riser tiene que incrementarse para controlar las presiones internas y manejar los altos esfuerzos. Este factor incrementa el costo del riser y requiere de un equipo de mayor capacidad para colgar el riser. Es difícil utilizar un riser y un cabezal de gran diámetro para perforar a profundidades mayores de 1,500 m de tirante de agua. Casi todos los desarrollos en el Golfo de México tienen tirantes de agua menores de 1,200 m.

La perforación sin riser tiene otros beneficios para aplicaciones de aguas profundas tales como la reducción del número de sartas de revestimiento, menor peso y espacio, entre otros.



Un barco de perforación perforó sin riser a profundidades mayores a los 5,000 m (profundidad total del pozo) para obtener núcleos. Se utilizó agua de mar como fluido de perforación y esta no regresaba a la superficie. Sin embargo, tal configuración sin riser podría causar problemas en el control del pozo al perforar en zonas con formaciones gaseosas y problemas con la estabilidad del agujero por tener poco fluido de perforación.

COMPONENTES DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN SIN RISER

El concepto de perforación sin riser se puede ver en la Figura 4.1. El sistema consiste de:

- Una sarta de perforación
- Una línea de retorno no concéntrica separada
- Líneas Umbilicales, superior e inferior
- Una bomba submarina
- Una boya
- Un preventor rotatorio

La sarta de perforación utilizada para llegar al fondo marino no esta protegida por el riser, es decir, se trata de una sarta de perforación desnuda. En este sistema, en la sección de tubería de perforación entre la superficie y el fondo marino, no existe espacio anular.

La línea de retorno no concéntrica tiene la función de conducir el fluido de perforación que retorna del pozo, desde el fondo marino hasta la superficie. La línea de retorno representa el espacio anular del pozo en esta sección.

La línea umbilical inferior lleva el fluido de perforación que retorna del pozo, desde el cabezal hacia las bombas, en el extremo inferior de la línea de retorno. Mientras que el umbilical superior lleva dicho fluido desde la parte superior de la línea de retorno hacia la unidad flotante.

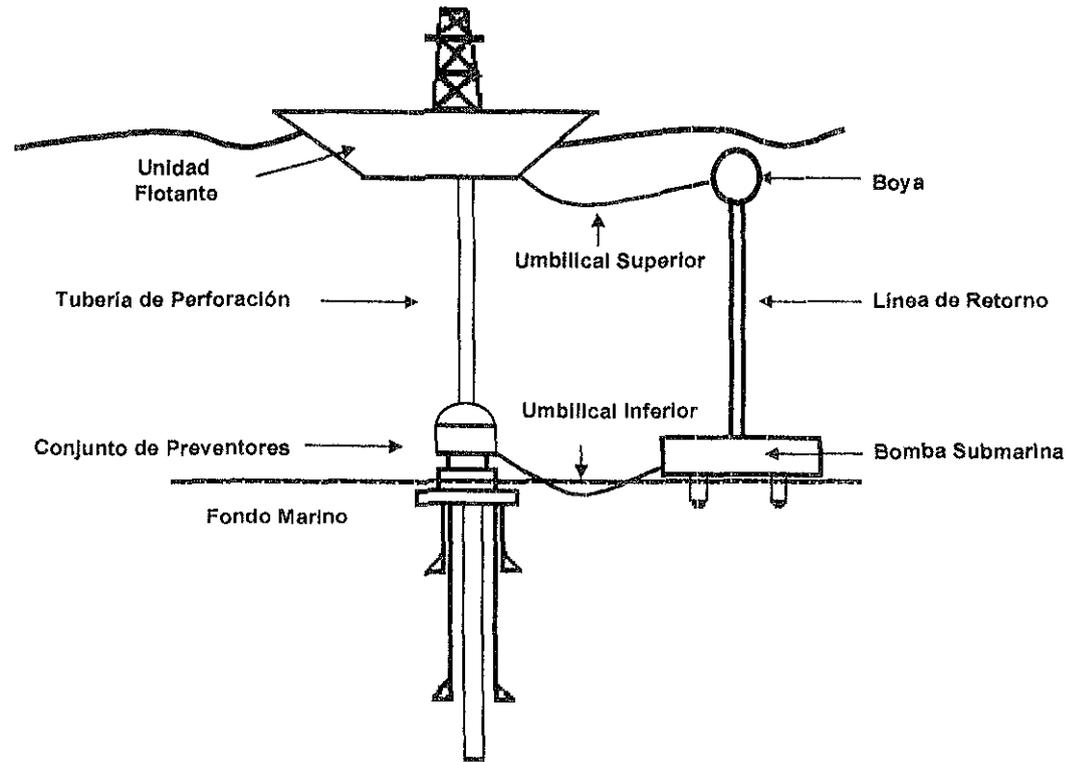


FIGURA 4.1 ESQUEMA DE LA PERFORACIÓN SIN RISER



La bomba submarina es la encargada de proporcionar la potencia necesaria para desplazar el fluido de perforación de retorno, desde el fondo marino, en la base de la línea de retorno, hasta la superficie. Se puede utilizar una bomba submarina para reducir la presión en el espacio anular debajo del cabezal.

La boya se utiliza para proporcionar cierta verticalidad a la línea de retorno y evitar que se golpeen las líneas umbilicales con la tubería de perforación.

El preventor rotatorio permite que el fluido de perforación circule a través de la línea de retorno hacia la superficie. Se puede utilizar más de una línea de retorno, esto dependerá de la configuración del sistema y de la velocidad de flujo.

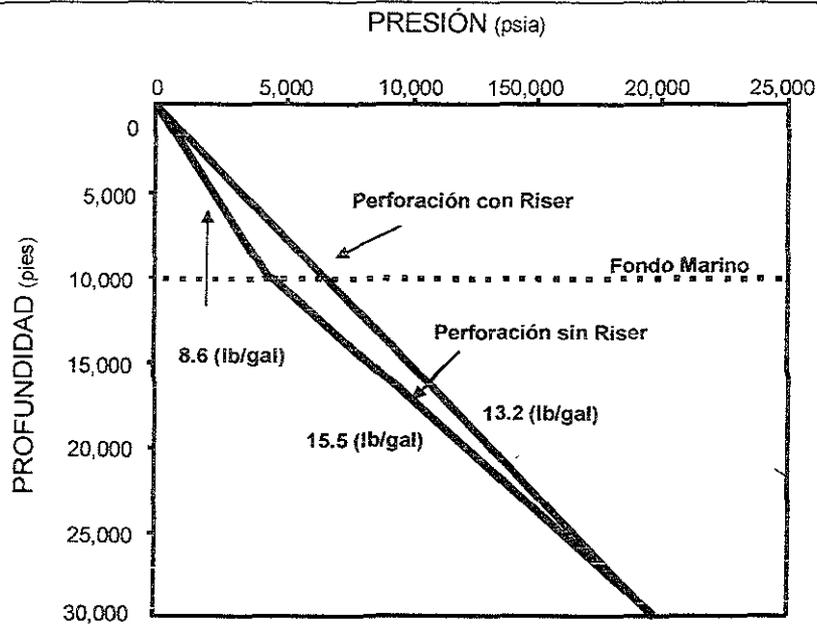
Las líneas de estrangular y de matar pueden sujetarse junto con las líneas de retorno o por separado. Uno de los conceptos importantes en la aplicación en aguas profundas es el balance entre la presión interna y externa en el fondo marino, con el fin de reducir la presión interna.

La Figura 4.2a muestra gráficamente el concepto de presión hidrostática en el espacio anular para la perforación sin riser y con riser, con respecto a la profundidad. El gradiente de presión estática desde la superficie al fondo marino es la misma que el gradiente de presión del agua de mar. La presión estática en el fondo del pozo se utiliza para determinar la densidad del fluido de perforación, la cual se determina por medio de la siguiente ecuación.

$$P_m = \frac{P_{bh} - 0.052\rho_{sw} D_w}{0.052(D - D_w)} \quad (4.1)$$

Donde:

- | | | |
|----------|-------------------------------------|----------|
| ρ_m | Densidad del fluido de perforación, | [lb/gal] |
| P_{bh} | Presión en el fondo del pozo, | [psi] |



4.2a PRESIÓN HIDROSTÁTICA EN EL ESPACIO ANULAR PARA LA PERFORACIÓN CON RISER Y SIN RISER¹³

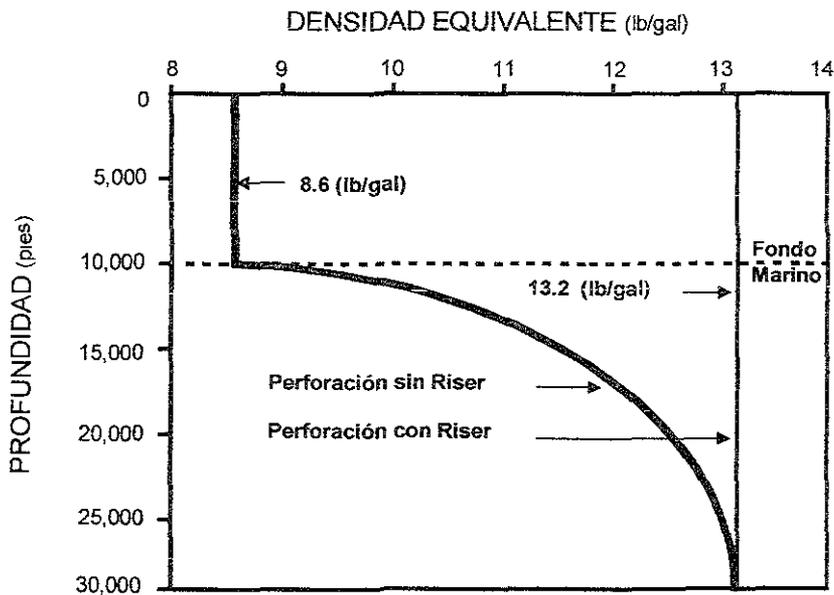


FIGURA 4.2b DENSIDAD EQUIVALENTE PARA LA PERFORACIÓN CON RISER Y SIN RISER¹³

¹³ Choe Jonggeun ANALYSIS OF RISERLESS DRILLING AND WELL CONTROL HIDRÁULICS SPE&Drilling Completion Marzo de 1999



ρ_{sw}	Densidad del agua de mar,	[lb/gal]
D	Profundidad total del pozo, bajo mesa rotaria,	[pies]
D_w	Tirante de agua,	[pies]

En la Ecuación 4.1 la P_{bh} debe incluir un margen de viaje, el cual se obtiene de:

$$P_{bh}^* = P_{bh} + 0.52\rho_{tm}D \quad (4.2)$$

Donde:

P_{bh}^*	Nueva presión de fondo deseada con margen de viaje,	[psi]
P_{bh}	Presión en el fondo del pozo,	[psi]
ρ_{tm}	Densidad equivalente del margen de viaje para la perforación sin riser,	[lb/gal]

La Figura 4.2b muestra gráficamente la variación de la densidad equivalente de fluido de perforación (ρ_{em}), con respecto a la profundidad utilizando la tecnología de perforación con riser y sin riser.

La perforación convencional con riser tiene la misma densidad equivalente de fluido de perforación a lo largo de todo el agujero, incluyendo el riser. Sin embargo, la perforación sin riser tiene densidad equivalente constante por encima del fondo marino, pero debajo del fondo marino esta se incrementa con la profundidad.

Se puede inyectar gas para reducir la presión hidrostática en la línea de retorno del fluido de perforación. Las investigaciones indican el uso de un sistema automatizado de inyección de nitrógeno para que el riser mantenga la misma presión hidrostática en el cabezal marino que la presión ejercida por el agua de mar en el fondo marino. Es importante la aplicación de un control automático del gasto de inyección de gas de este sistema, lo cual no es fácil debido a la lenta reacción entre las condiciones de flujo estable y de transición y a la migración del gas para condiciones estáticas y de circulación.



También se pueden utilizar esferas de vidrio huecas con densidad específica de 0.35 a 0.4 para reducir la densidad del fluido de perforación, proporcionando un mejor control de la presión de estrangulación y facilidad en el cálculo de las presiones del sistema debido a que las esferas huecas son incompresibles. Sin embargo, el costo del uso de esferas huecas depende de la eficiencia de recuperación de estas en el fluido de perforación que regresa a la superficie.

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN SIN RISER

La hidráulica para la perforación sin riser es diferente de la hidráulica de perforación convencional porque se tiene doble gradiente del fluido de perforación y además se utiliza una bomba submarina.

Presión Estática y de Circulación

La Figura 4.3 representa la presión de circulación en el agujero del pozo para la perforación sin riser con respecto a la profundidad por debajo del fondo marino.

La presión dentro de la sarta de perforación se incrementa con la profundidad debido principalmente al incremento de la presión hidrostática. La pérdida de presión en la barrena se presenta solamente cuando se circula.

Existen varias diferencias notables en los perfiles de presión utilizando la perforación sin riser en comparación con la perforación convencional con riser. Una de ellas es el uso de la bomba submarina que es la que mantiene la presión en el cabezal submarino igual a la presión hidrostática que ejerce el agua de mar en el fondo marino. La diferencia de presión se debe mantener para tener condiciones de circulación.



Esta diferencia de presión se puede mantener con una válvula de retención para las condiciones estáticas, además la presión real en la línea de retorno es diferente de la presión hidrostática conceptual en la Figura 4.2a.

Otra diferencia es la presión bajo balance en el fondo del mar, porque la presión hidrostática efectiva dentro de la sarta de perforación es mayor que la que hay en la parte superior del espacio anular. El nivel de fluido de perforación dentro de la sarta caerá y se tendrá un efecto en U hasta que se alcance el equilibrio.

En la perforación sin riser se tiene una baja presión de bombeo en la superficie, de 1960 psi, para circular el fluido de perforación, comparada con la obtenida en el sistema de perforación con riser, de 5,780 psi, debido a que la presión del sistema de circulación se divide entre las dos bombas en la perforación sin riser. El gasto de circulación es de 500 gpm y la presión requerida en las bombas llega a ser cero, para bajos gastos de circulación. Aunque la presión en la línea de retorno para la perforación sin riser es considerable, no afecta la presión en el agujero cercano al fondo del mar.

Si el tener una presión de cero en la tubería vertical representa un problema, entonces se puede mantener una presión positiva cambiando las dimensiones de la sarta de perforación, el gasto de circulación y/o el tamaño de las toberas. Esto representa el concepto de optimización de la hidráulica de la perforación.

La Figura 4.4 muestra una gráfica de presión superficial de bombeo contra el gasto de circulación para diferentes tamaños de tubería. Para esta gráfica se utilizó la información de los lastra barrena y de tubería de perforación extra pesada indicada en la Tabla 4.1.

Como es de esperarse, a mayor diámetro de tubería de perforación, se requiere mayor gasto de circulación para mantener positiva la presión superficial. Así, una sarta de perforación de 4 pg será inadecuada para altos gastos de circulación, especialmente en pozos profundos.

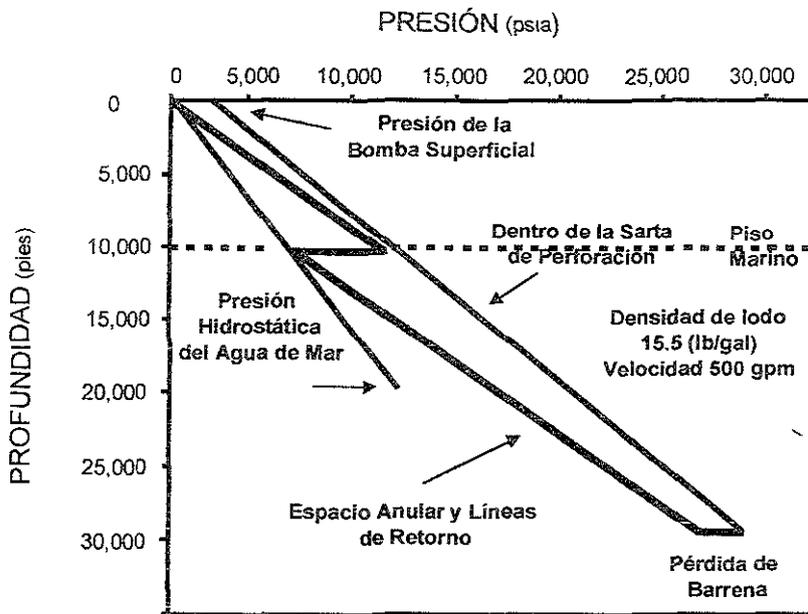


FIGURA 4.3 PRESIÓN DE CIRCULACIÓN EN EL AGUJERO DURANTE LA PERFORACIÓN SIN RISER¹³

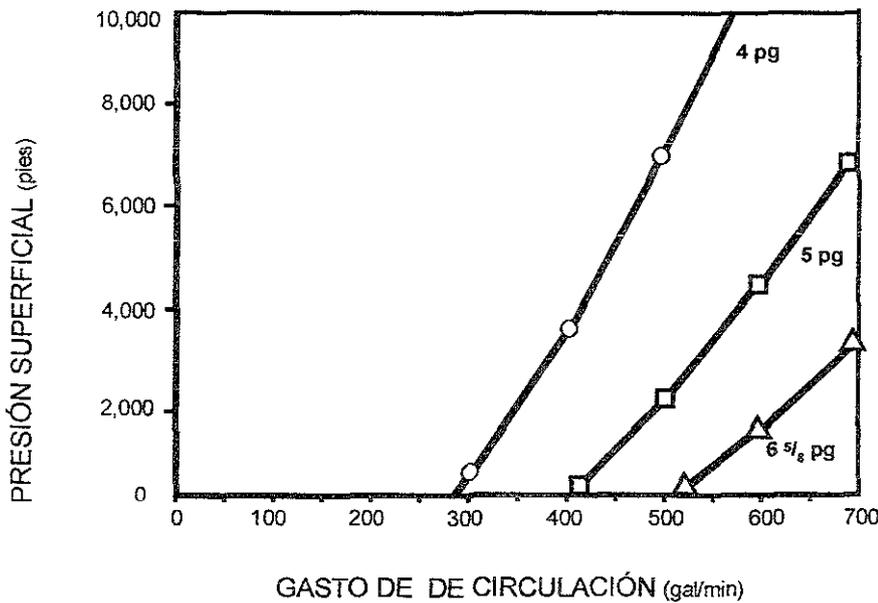


FIGURA 4.4 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN LA PRESIÓN DE LA TUBERÍA VERTICAL¹³

Tabla 4.1. Información Utilizada para la Perforación con y sin Riser¹³

Información Disponible	
Densidad del fluido de perforación	1.86 gr/cm ³ [15.5 lb/gal]
Densidad del agua de mar	1.032 gr/cm ³ [8.6 lb/gal]
Modelo reológico utilizado	Ley de Potencias
Tirante de agua	3,048 m [10,000 pies]
Viscosidad plástica	30 cp
Punto de cedencia	14 lb/100 pies
Número de toberas	3
Diámetro de toberas	14 1/32 pg
Profundidad vertical del pozo	9,144 m [30,000 pies]
Profundidad de la última tubería de revestimiento	7,620 m [25,000 pies]
Longitud de la tubería extra pesada	183 m [600 pies]
Longitud de lastra barrena	92 m [300 pies]
Diámetro interior de la última tubería de revestimiento	10.05 pg
Diámetro de agujero descubierto	9.5 pg
Diámetro interior de la tubería de perforación	4.276 pg
Diámetro exterior de la tubería de perforación	5 pg
Diámetro interior de la tubería extra pesada	3 pg
Diámetro exterior de la tubería extra pesada	5.5 pg
Diámetro interior del riser	19.5 pg
Diámetro exterior del riser	21 pg
Diámetro interior de la línea de retorno	6 pg
Gasto de circulación durante la perforación	420 gpm
Presión de formación anormalmente alta	520 psi.
Densidad relativa del gas (aire =1)	0.65
Compresibilidad del fluido de perforación	6 x 10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Temperatura superficial	21 °C [70 °F]
Gradiente de temperatura del fluido de perforación arriba del fondo marino	-18 °C/30 m [-0.9 °F/ 100 pies]
Gradiente de temperatura del fluido de perforación debajo del fondo marino	-17.2 °C/30 m [1.0 °F/100 pies]
Temperatura mínima del agua de mar	0 °C [32 °F]
Permeabilidad de la formación	250 mD
Factor de daño	2
Porosidad	0.25 %
Velocidad de penetración	18 m/hr [60 pies/hr]



Para una sarta de perforación de 5 x 4.276 pg se debe circular por lo menos 390 gpm para lograr una presión superficial positiva, la cual se puede utilizar para detección de brotes y operaciones de control.

Efecto de Tubo en U

En la perforación sin riser, cuando la bomba superficial se detiene, las presiones no están en equilibrio. La presión a la entrada de la bomba submarina es igual a la presión hidrostática del agua de mar, mientras que la tubería de perforación se llena con fluido de perforación más pesado. Por lo tanto, el nivel del fluido dentro de la sarta de perforación caerá hasta que la presión hidrostática, encima del fondo marino, sea aproximadamente igual a la columna hidrostática debida al agua de mar

Se utiliza un equilibrio dinámico de presiones a fin de determinar el gasto de flujo transitorio y el nivel correspondiente de fluido en el interior de la tubería, el cual es como sigue:

$$0.052\rho_m(D_w - h_x) - \Delta p_{f,TP} - \Delta p_{f,an} - \Delta p_{bna} - \Delta p_{ac} - p_i = 0 \quad (4.3)$$

$$\Delta p_{ac} = 0.0016\rho_m \frac{v^{n+1} - v^n}{\Delta t} \quad (4.4)$$

Donde:

D_w	Tirante de agua,	[pies]
ρ_m	Densidad del fluido de perforación,	[lb/gal]
$\Delta p_{f,TP}$	Pérdida de presión por fricción en la sarta de perforación,	[psi]
$\Delta p_{f,an}$	Pérdida de presión por fricción en el espacio anular,	[psi]
Δp_{bna}	Pérdida de presión por fricción en la barrena,	[psi]
Δp_{ac}	Pérdida de presión por aceleración,	[psi]
p_i	Presión de entrada en la bomba submarina,	[psi]
h_x	Nivel del fluido de perforación en la sarta de perforación,	[pies]



v^{n+1}	Velocidad del fluido al tiempo $n+1$,	[pies/seg]
v	Velocidad del fluido al tiempo n ,	[pies/seg]

Se utilizó el modelo de ley de potencias para calcular las pérdidas de presión por fricción y el método de bisección numérica para determinar la velocidad de flujo y el nivel de flujo correspondiente.

La Figura 4.5 muestra el gasto volumétrico de flujo debido al efecto de tubo en U, la velocidad de flujo rápidamente cae a 390 gpm de los gastos de 400 y 600 gpm iniciales. El gasto de 390 gpm indica que se tiene cero de presión en el manómetro de la tubería de perforación, lo que significa un gasto máximo de caída libre para el sistema dado en la Tabla 4.1.

Desde este punto, el gasto de flujo disminuye linealmente hasta que las condiciones de flujo cambian de turbulento a laminar dentro de la tubería. Después de esto, el gasto disminuye en forma exponencial hasta cero, después de 23 minutos de que la bomba superficial es apagada.

Estudios posteriores muestran que cerca del 60% de las pérdidas de presión por fricción en el sistema ocurre dentro de la sarta de perforación para los gastos de 400 y 600 gpm. Para la misma geometría de sarta, un gasto inicial de circulación diferente no hace gran diferencia sobre el gasto de flujo transitorio ni sobre el tiempo total para su equilibrio, excepto para los dos primeros minutos después de que la bomba superficial es apagada. Sin embargo, el llenado depende en gran medida del gasto de circulación en la bomba superficial y en menor medida cuando se tienen gastos altos. Después del llenado, el gasto del fluido de retorno será el mismo que el gasto de circulación de la bomba superficial.

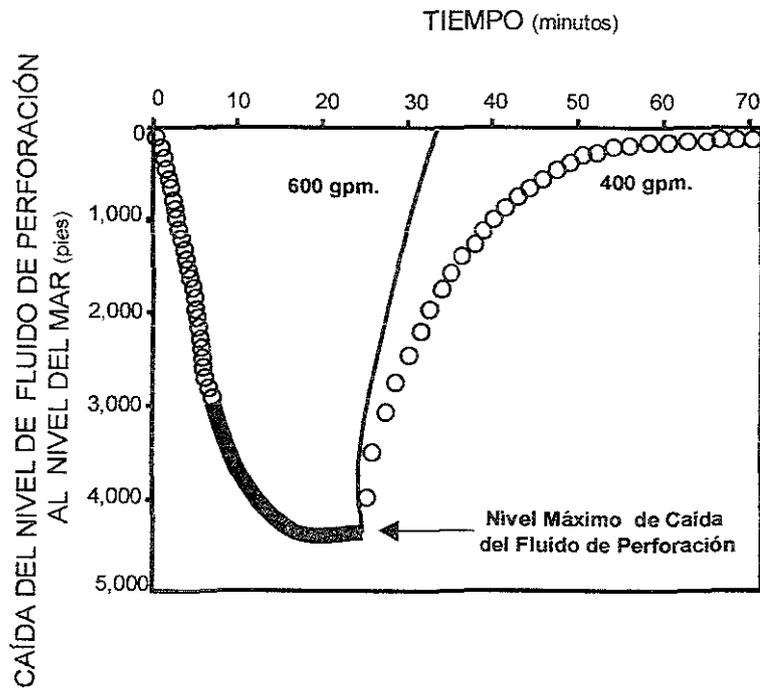
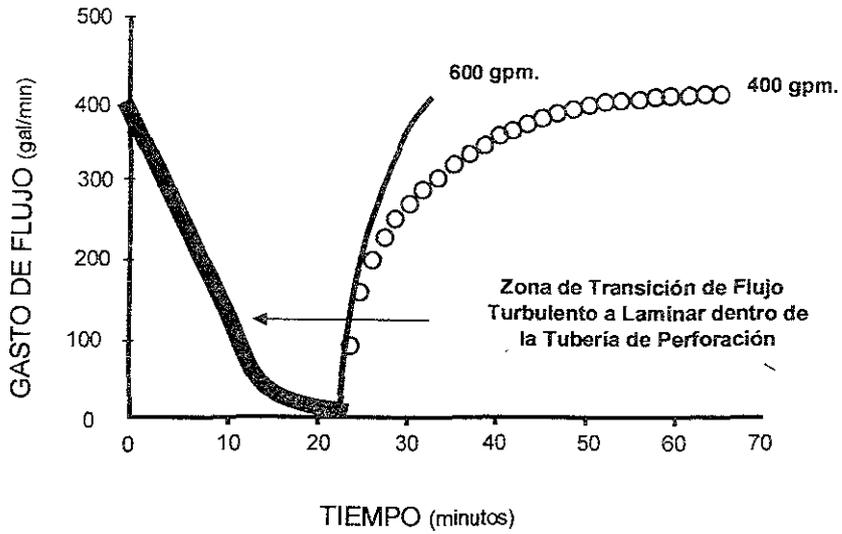


FIGURA 4.5 VELOCIDAD DEBIDO AL EFECTO DE TUBO EN "U"¹³



VENTAJAS DE PERFORAR SIN RISER

Muchos de los problemas asociados con aguas profundas pueden resolverse o minimizarse utilizando perforación sin riser, teniéndose dos ventajas principales que son:

- Ahorros en tiempo y dinero
- Actualización de equipo

Teóricamente, la perforación sin riser se aplica a cualquier tirante de agua y no se requiere de riser ni de equipo asociado. Sin embargo, requiere de diámetros internos pequeños de la línea de retorno. Además, requiere volúmenes menores de fluido de perforación en el sistema, lo cual reduce el costo y los requerimientos de espacio para el almacenamiento y el tratamiento del fluido de perforación.

El mantenimiento del equipo superficial será más fácil en la perforación sin riser, porque se tiene menor peso en la unidad flotante, menores fuerzas ambientales sobre la tubería de perforación y sobre la línea de retorno. Otra gran ventaja, para la aplicación de esta tecnología en la perforación en aguas profundas, es la reducción del número de sartas de revestimiento. La eliminación de dos o tres sartas de revestimiento reducirá el tamaño del agujero y del cabezal, además de la reducción del número de días para perforar el pozo.

Además, se ahorrará en promedio un millón de dólares debido a la reducción de sartas de revestimiento. Esto es importante porque el tamaño del agujero requerido para la producción de altos gastos en aguas profundas es de 9.5 pg, para profundidades totales de 9,000 m, según se observa en la Tabla 1.

El peso y espacio requeridos para perforar en aguas profundas se pueden reducir de tal manera, que se puedan utilizar barcos de perforación medianos o plataformas semi sumergibles, los cuales no serían aplicables con perforación con riser a esas profundidades, además de que actualmente tienen gran demanda.



DESVENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN SIN RISER

Una de las desventajas críticas de la perforación sin riser es que a la fecha no se han probado procedimientos, tecnologías ni equipo. Sin embargo, según se reporta en la literatura, en el presente año (2001), se implementará la prueba en campo de un proyecto en la que se aplicarán los conceptos de la perforación sin riser.

En la industria más de 21 compañías se han involucrado para detallar procedimientos, equipo y análisis de procesos hidráulicos para sistemas de doble densidad y de control de pozos.

Se tienen que desarrollar equipos y procedimientos nuevos para realizar conexiones, re-entradas y terminaciones de pozo.

4.2 SISTEMA DE DOBLE DENSIDAD

La tecnología de doble densidad, o doble gradiente, es el cambio necesario para la solución de los problemas de perfiles de presión en la perforación de pozos en aguas profundas. El concepto principal de esta tecnología elimina básicamente el fluido de perforación del riser y lo reemplaza con agua de mar. Con esto el comportamiento de los perfiles de presión del pozo se comportan como si el equipo fuera terrestre. De este modo la perforación en aguas muy profundas es más razonable.

La principal diferencia entre la perforación con doble densidad y la perforación convencional es la manera en que retorna el fluido de perforación desde el cabezal submarino del pozo hasta el equipo superficial. En una perforación convencional el fluido de perforación baja por la tubería de perforación, sale por la barrena y sube por el espacio anular entre la tubería de perforación y el riser para su regreso al equipo superficial.



Con el sistema de doble densidad, la forma de retorno del fluido de perforación se altera debido a que evita el flujo a través del espacio anular en la sección del riser de perforación. El sistema submarino de bombeo del fluido de perforación se localiza en el fondo marino, el cual mecánicamente desvía el fluido del pozo a través del sistema submarino hacia las líneas de retorno, las cuales son las líneas de estrangular, de matar y de potencia, pero el riser continúa lleno de agua de mar.

El sistema submarino de bombeo del fluido de perforación crea la ilusión de un equipo terrestre, permitiendo:

- Colocar un número menor de sartas de revestimiento
- Reducir significativamente la carga en el riser de perforación
- Ahorrar de 5 a 12 millones de dólares por pozo

Los desarrollos tecnológicos están bajo la dirección de un proyecto de alianza entre compañías (*Joint Industry Project*) dedicado a crear una solución práctica para los obstáculos encontrados durante la perforación en aguas profundas. A principios de 1996 la alianza inició la búsqueda de una tecnología de doble densidad para solucionar problemas tales como:

- Altas Presiones
- Bajos Gradientes de Fractura
- Ambientes de Agua muy Profundas
- Flujo de agua en formaciones someras
- Control de zonas de pérdida de circulación
- Incidentes en el control de pozos

Además, el desarrollo de esta tecnología permitirá a la industria desarrollar reservas localizadas en ambientes de aguas muy profundas.



La rápida depositación en cuencas como las que ocurren en el Golfo de México y parte del Oeste de Africa, ocasionan que las presiones de poro sean muy altas y la resistencia a la presión de fractura sea muy baja. El pequeño margen entre estos dos gradientes conduce a la colocación de varias sargas de revestimiento en la parte superior del pozo, como se muestra en la Figura 4.6, por lo que la industria no ha logrado alcanzar sus objetivos geológicos de 2,500 m o más.

La exploración sólo es el comienzo del problema. Cualquier pozo cuyo objetivo geológico sea muy profundo seguramente requerirá ser terminado con tuberías de producción de 6 a 6.75 pg, de diámetro como se muestra en la Figura 4.7. Sin embargo, el tamaño del agujero no permitirá terminaciones en los que se puedan manejar altos gastos de producción, ni se podrán desarrollar pozos horizontales o pozos multilaterales en los que sea necesario justificar económicamente el desarrollo de cualquiera de estos yacimientos.

Por lo tanto la mayoría de los descubrimientos realizados a tirantes de agua de 2,000 m o más, no son factibles de desarrollo con la tecnología actual de perforación y terminación.

Este pequeño margen entre los dos gradientes es la raíz de todos los problemas que eventualmente conducen a los retos antes mencionados. Actualmente la industria utiliza la tecnología de perforación con un solo gradiente para controlar estas presiones. Con este sistema se mantiene la presión en el fondo del pozo por medio de una columna de fluido que se extiende desde el fondo del pozo hasta el equipo de perforación.

La tecnología de doble densidad puede mantener la misma presión en el fondo del pozo que en el caso convencional, a través del uso combinado del fluido de perforación desde el fondo del pozo hasta el fondo marino y agua de mar desde el fondo marino hasta el equipo de perforación. Este concepto se ilustra en la Figura 4.8.

Algunas de las acciones inmediatas en el sistema de doble densidad, es que la densidad del fluido de perforación será mayor que las que se utilizan en la perforación con un solo

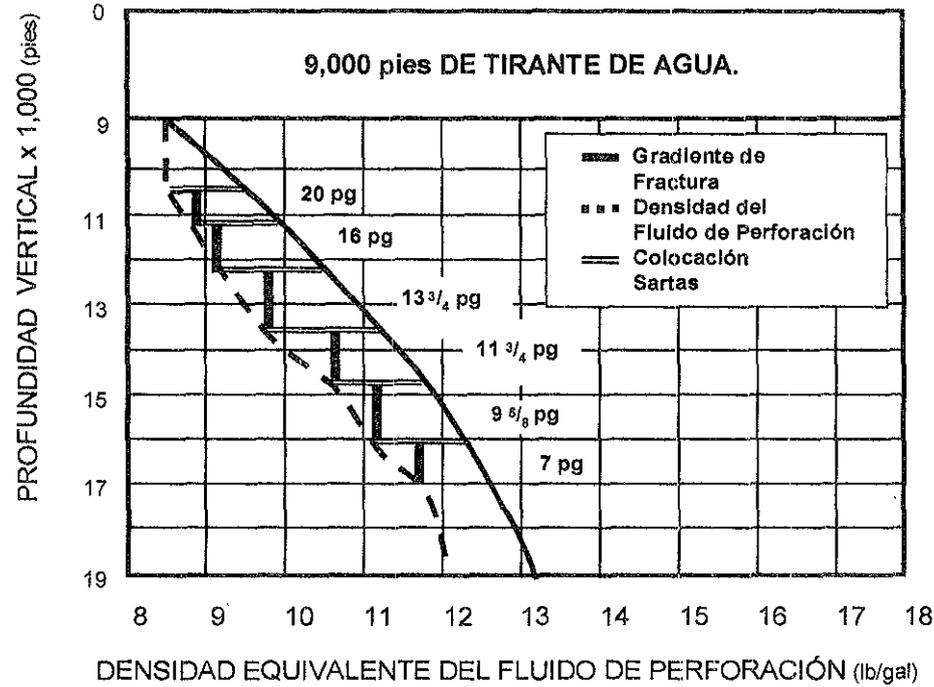
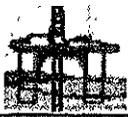
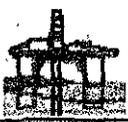


FIGURA 4.6 EFECTO DEL TIRANTE DE AGUA SOBRE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO¹⁴

¹⁴ Smith Kennet SUBSEA MUDLIFT DRILLING JIP: ACHIEVING DUAL GRADIENT TECHNOLOGY Agosto de 1999



93b

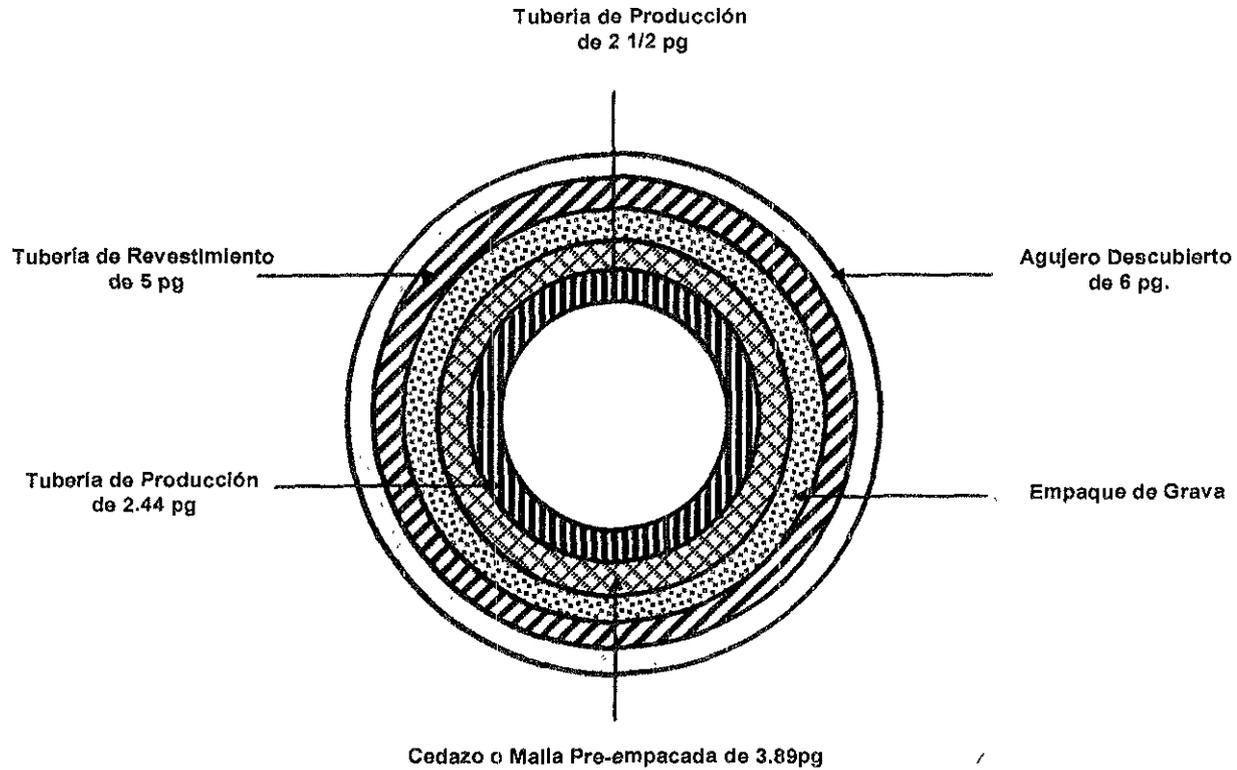
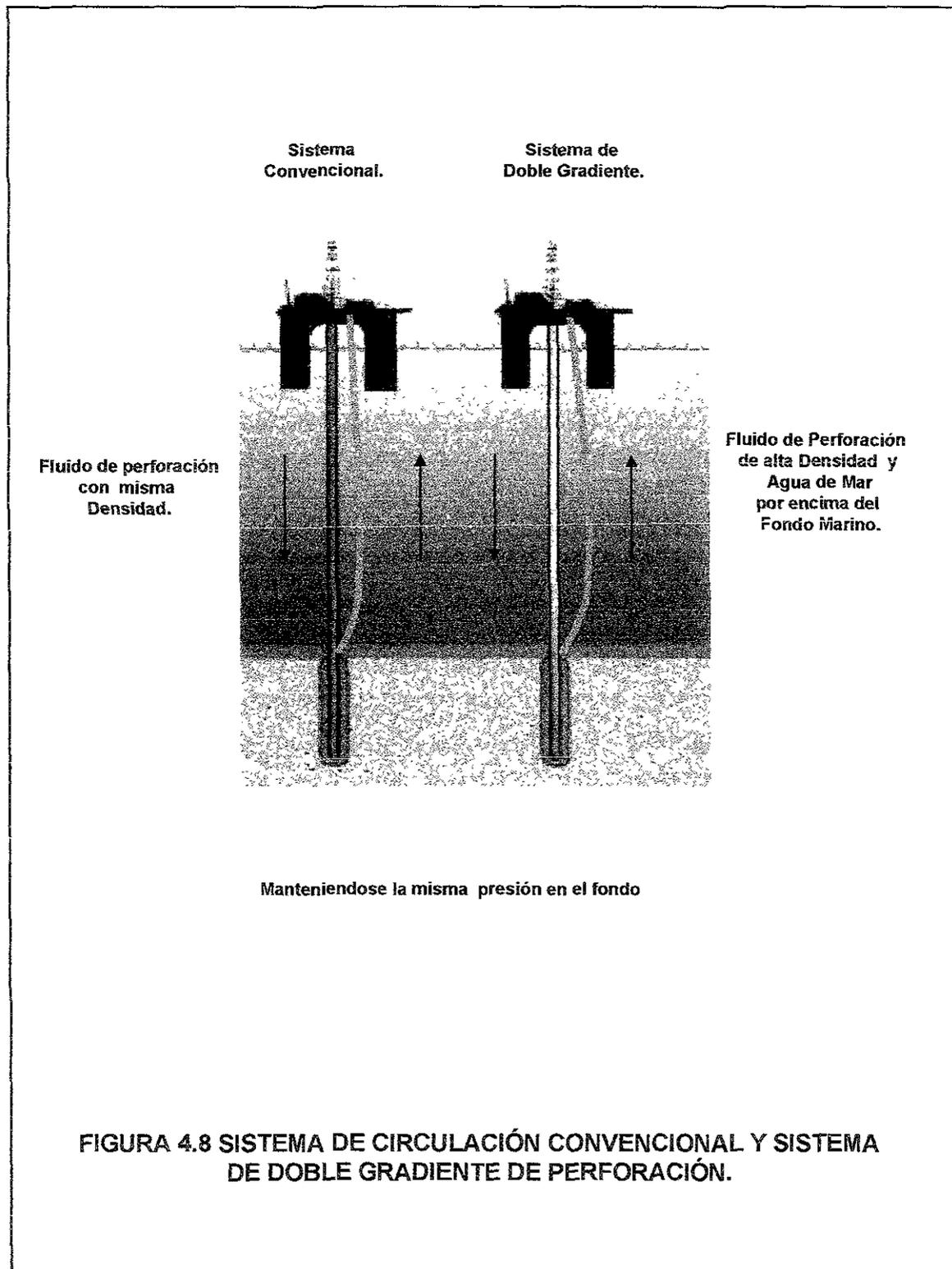


FIGURA 4.7 EFECTO TELESCOPIADO DE LA TUBERÍA.





gradiente. Además, el pozo se controla teniendo solamente agua de mar arriba del conjunto de preventores.

VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA DE DOBLE DENSIDAD

En un sistema de un solo gradiente, los gradientes de poro, fractura y del fluido de perforación toman como punto de referencia el equipo superficial, mientras que en un sistema de doble densidad, todos los gradientes toman como referencia el fondo marino. Esto hace que el margen entre el gradiente de presión de poro y el gradiente de presión de fractura sea mayor.

Una ventaja desde el punto de vista del diseño del pozo, es que se tendrán menos tuberías de revestimiento, como se muestra en la Figura 4.9.

Otra ventaja de que el margen entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro sea más amplio, es que se tendrán menores manifestaciones de presión o brotes en el pozo y menores pérdidas de circulación.

Estas ventajas tendrán un ahorro de aproximadamente cinco a quince millones de dólares por pozo y lo más importante es que con esta tecnología se podrán alcanzar objetivos geológicos a cualquier profundidad y terminar pozos con diámetros mayores de agujero, los cuales pueden alcanzar 12 ¼ pg. Este tamaño de agujero permitiría terminaciones de pozos horizontales y multilaterales además de tener tuberías de producción de 9 5/8 pg, como se muestra en la Figura 4.10.

Como se mencionó, el concepto principal de la tecnología de doble densidad considera la eliminación del fluido de perforación del riser, reemplazándolo con agua de mar. Esto permite disminuir los requerimientos de tensión en el riser en más de 800,000 lb, ampliando así la capacidad de los equipos de perforación en aguas profundas.

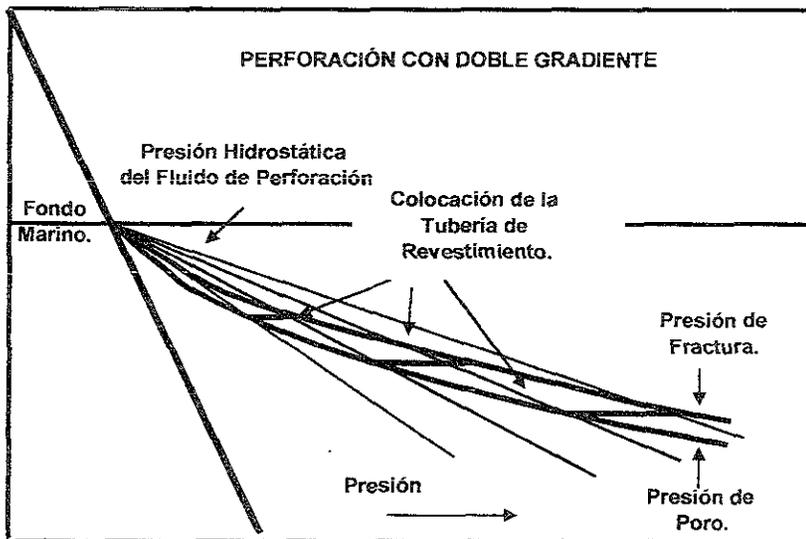
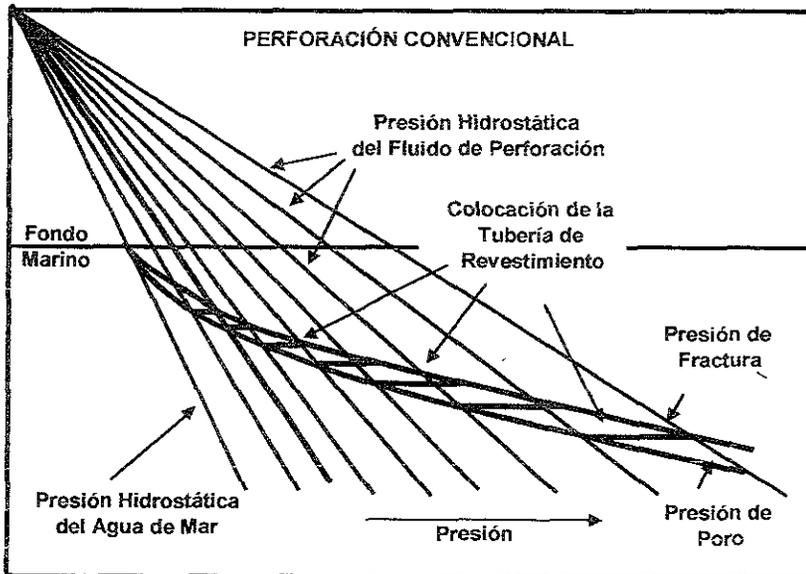
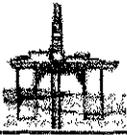


FIGURA 4.9 COMPARACIÓN DE LA SELECCIÓN DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO¹⁴



94b

SISTEMA CONVENCIONAL

SISTEMA DE DOBLE DENSIDAD

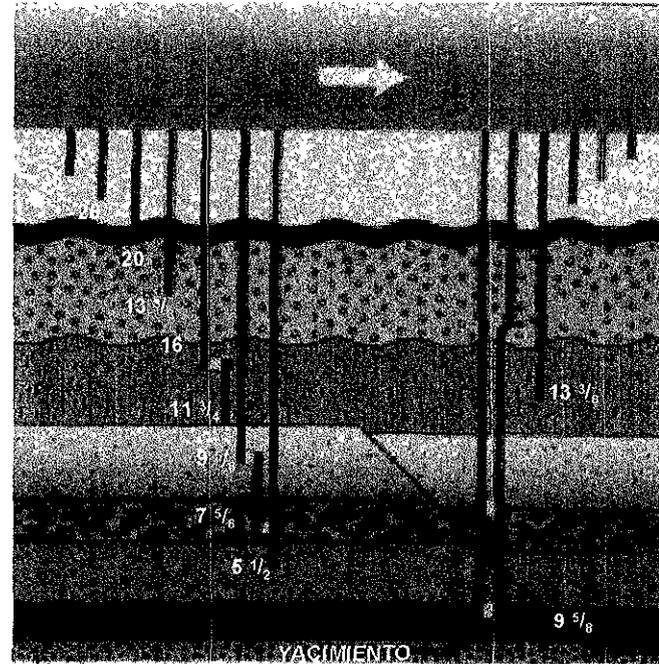


FIGURA 4.10 COMPARACIÓN DE COLOCACIÓN DE SARTAS DE REVESTIMIENTO



Con la actual tecnología de doble densidad y la los equipos existentes de perforación, es posible:

- Perforar pozos más económicos
- Realizar operaciones más seguras
- Tener la capacidad para alcanzar objetivos geológicos profundos
- Lograr una alta productividad requerida en aguas profundas

El desarrollo del sistema de doble densidad permite al operador perforar pozos de alcance extendido con extensiones multilaterales, además de realizar terminaciones con diámetro de tubería de revestimiento de 9 5/8 pg a una profundidad total de 3,000 m de tirante de agua y más profundos. Las bases del diseño que maneja la capacidad de volumen y presión del sistema de bombeo submarino se resume en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Bases del Diseño del Sistema Submarino de Bombeo

Tamaño del Agujero [pg]	Gasto de Flujo [gpm]	Densidad	
		[gr/cm ³]	[lb/gal]
17 ½	1,800	1.032	8.6
17 ½	1,500	1.56	13.0
14 ¾	1000	1.80	15.0
12 ¼	800	2.22	18.5
9 7/8	500	2.22	18.5
8 ½	400	2.22	18.5



Se pueden realizar varias combinaciones para el sistema de bombeo submarino. La principal combinación de este sistema en estudio, se instala con el conjunto de preventores existentes y el paquete inferior del riser, utilizando un riser marino de 21 pg.

Como no se utiliza el riser como elemento de control, lo que se hace es llenarlo con agua de mar y de esta manera funcionará principalmente como estructura de soporte para las líneas auxiliares del riser y también como guía desde el equipo de perforación hasta el agujero. Las líneas de retorno del fluido de perforación son las líneas auxiliares del riser, las cuales representan el espacio anular desde el fondo marino, hasta la superficie. Todos los umbilicales de control y de potencia se sujetan al riser, como se muestran en la Figura 4.11.

SISTEMA SUBMARINO DE BOMBEO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Este sistema combina el equipo convencional y el nuevo sistema de perforación. La jornada empieza con las bombas existentes en el equipo, que son las que mueven el fluido de perforación de las presas hacia la parte superior de la tubería de pie y lo introduce en la tubería de perforación como siempre.

El fluido de perforación se bombea al pozo de manera rutinaria, excepto cuando pasa a través de la Válvula de la Sarta de Perforación (*DSV*). Esta válvula se desarrolló debido a que cuando el fluido de perforación que viaja de regreso, desde el fondo marino hacia el equipo superficial por el espacio anular, el fluido en la tubería de perforación forma un efecto de tubo en U muy grande, con una carga de más de 5,000 psi, dependiendo de la densidad del fluido y del tirante de agua.

Esta columna de fluido genera una potencia hidráulica suficiente para ayudar a las bombas superficiales a empujar el fluido a través de la sarta de perforación, el aparejo de fondo y la barrena. El efecto que se tendría sin la Válvula de la Sarta de Perforación es el de una succión equivalente a una contrapresión de más de 5,000 psi en el fondo del

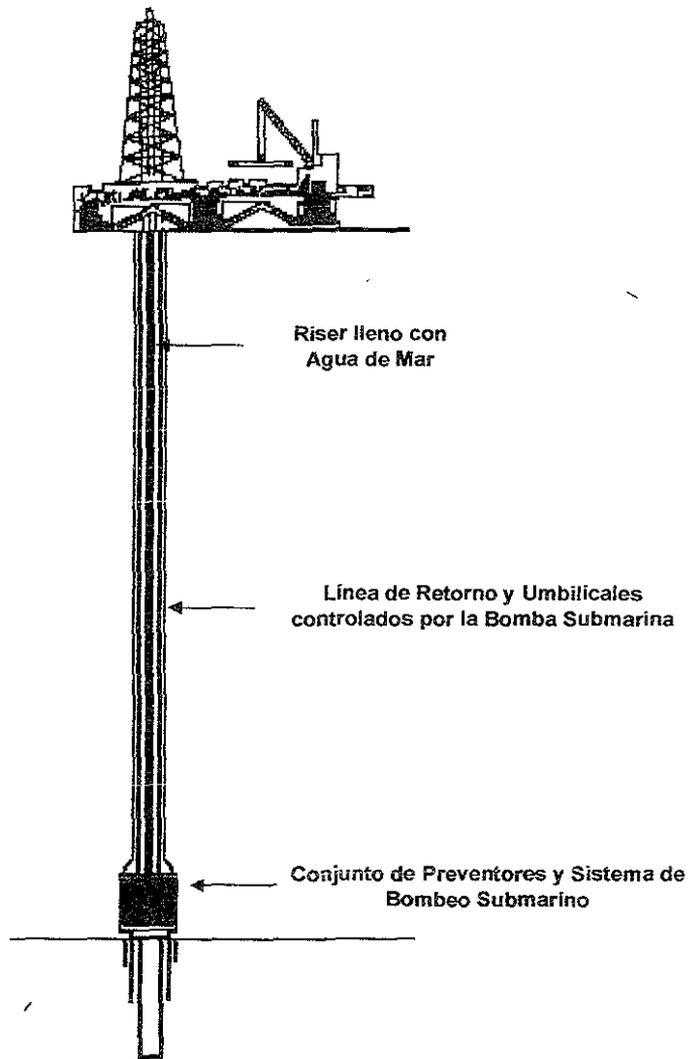
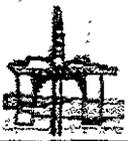


FIGURA 4.11 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL SISTEMA DE DOBLE DENSIDAD



pozo, debido al efecto de tubo en U. Este efecto explica el porqué de las bajas presiones de las bombas superficiales.

Sin embargo, cuando se detiene la circulación para realizar una conexión o revisar el flujo del pozo, el efecto del tubo en U se equilibraría a gastos de más de 15 bl/min, durante un periodo de aproximadamente 15 o 20 minutos. Esto no es aceptable, por lo que se diseñó la Válvula para la Sarta de Perforación.

Esta válvula es esencialmente una tubería de perforación flotadora con presión equilibrada con un gran resorte.

Esta se colocará cerca de la barrena y se ajustará en el equipo a la presión de apertura.

El fluido de perforación continuará su viaje a través de la válvula DSV, saldrá por la barrena y continuará su viaje de regreso por el espacio anular. Todo permanece de manera convencional hasta que el fluido llega al fondo marino donde normalmente entraría a la base del riser. En este punto, el flujo de retorno se desvía al sistema submarino de bombeo y es por medio de este módulo que el flujo retorna a la superficie por medio de las líneas de retorno. El sistema submarino de bombeo consta de dos componentes principales:

- Un desviador marino rotatorio
- Una bomba submarina

Estos componentes están colocados en el fondo marino. El difusor rotatorio aísla el fluido de la base del riser y lo desvía al sistema submarino de bombeo. Este sistema submarino de bombeo contiene un aparejo de fondo, sello rotatorio recuperable con capacidad de 500 psi en ambas direcciones y sus tamaños son de 6 ⁵/₈, 5 ¹/₂ y 5 pg.

Uno de los grandes retos de este proyecto es mantener los recortes de tamaño grande para bombearlos a través del sistema submarino de bombeo y sacarlos de la bomba de



succión. El proceso de dimensionar los sólidos comienza dentro de difusor marino rotatorio.

El sistema de bombeo submarino es un sistema esta aislado por las válvulas de succión y de descarga del fluido de perforación que mantienen una presión hidrostática del fluido en la línea de retorno evitando que se regrese al agujero. La bomba actúa como válvula de retención y hace posible el sistema de doble densidad.

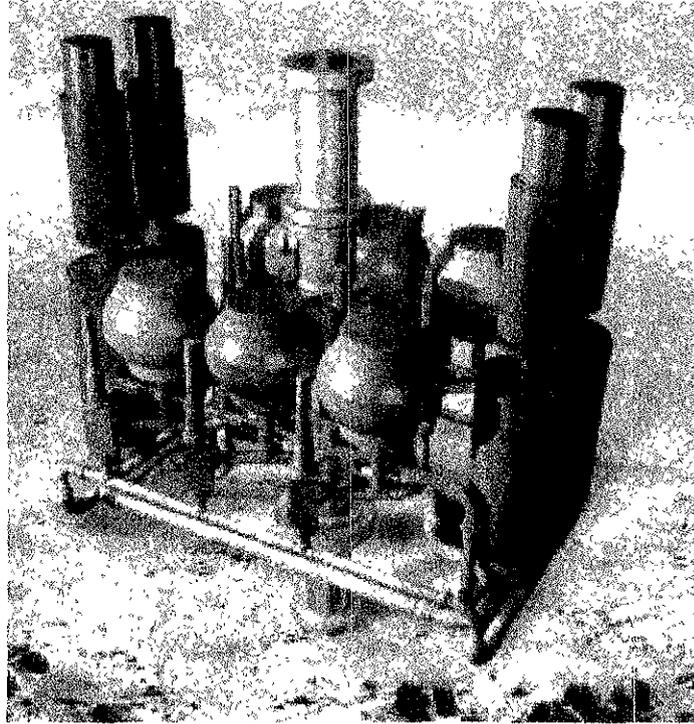
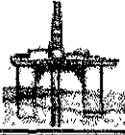
Se realiza un proceso extenso en la selección del diagrama de bombas, sin embargo se prefieren estas bombas debido a su eficiencia mecánica y porque no hay sellos dinámicos además de que la seguridad es la clave del éxito en este tipo de bombas

La bomba se colocará en modo automático, su velocidad será determinada de acuerdo a su respuesta a las condiciones de presión del pozo. Esto significa que el perforador solo necesitará operar las bombas superficiales como hasta ahora.

La bomba submarina bombeará el fluido de perforación por encima del cabezal del pozo hacia el riser y a las líneas de matar. mar. Esta bomba aísla el espacio anular del agujero del peso del fluido contenido en el riser y en las líneas de matar y estrangular, asegurándose de que el pozo solo se exponga a la presión hidrostática que ejerce el agua de mar.

La bomba actúa como válvula de retención y hace posible el flujo de doble densidad. La bomba descarga dentro de las líneas de matar y estrangular y regresa el fluido de perforación al equipo superficial. Al alcanzar la superficie a través de las líneas auxiliares del riser el fluido de perforación fluye cruzando las temblorinas y llega al equipo de procesamiento del fluido de perforación donde se tiene listo para otro ciclo de perforación.

Una ilustración completa de este sistema se muestra en la Figura 4.12, sin embargo, son posibles otras consideraciones y generalmente conducirán a integraciones específicas en los equipos.



Dimensiones

Largo	5 m [17 pies]
Ancho	4 m [14 pies]
Alto	6 m [20 pies]
Peso	250,000 lbs.

FIGURA 4.12 MODULO DE BOMBEO SUBMARINO



4.3 TUBERÍA EXPANDIBLE

En campos de aguas profundas, un programa de tuberías tradicional puede reducir la producción esperada del yacimiento. Con los problemas encontrados en aguas profundas en el Golfo de México, tal como el problema de flujos de agua en formaciones someras, los tamaños de las tuberías se colocan rápidamente a medida que progresa la perforación.

Desafortunadamente, por su naturaleza, las sargas de perforación tienen geometría tipo telescopiada y después de colocar demasiadas sargas no es posible perforar más lejos debido a que el pozo tiene diámetros pequeños, consecuentemente los objetivos geológicos son frecuentemente inalcanzables en aguas muy profundas, por lo que se optó por la tubería expandible.

La tubería de revestimiento expandible fue desarrollada para reemplazar tubería intermedia y hacerlo sin reducir el diámetro del agujero del pozo. El uso del sistema expandible se lleva a cabo por la expansión de la tubería debido a la fuerza del diablo a través de la tubería de perforación, esta expansión es el resultado del trabajo del acero en frío dentro del agujero. Hay dos tipos de tubería expandible:

- Tubería expandible sólida.
- Tubería expandible ranurada.

TUBERÍA EXPANDIBLE SÓLIDA

La tubería sólida tiene una alta resistencia y acero dúctil, cuenta con una expansión radial del 20 al 25 % del diámetro original, los procesos de expansión tensión – endurecimiento del metal guardan sus propiedades esenciales ruptura / colapso constantes.



El proceso al igual que en la tubería expandible ranurada implica introducir un mandril y un cono interior que lubrica el dispositivo de la tubería expandible, con un menor diámetro interno que el del cono y expandiendo la tubería dentro del pozo.

El diablo viaja de la parte inferior de la sección de tubería expandible hacia la parte superior de ésta, a la inversa que en la tubería expandible ranurada.

La integridad de la tubería no se reduce, el proceso de expansión de hecho trabaja endurecidamente, de esta forma el metal es tan fuerte o más en el modo de expansión que como lo era originalmente, debido a la orientación de sus partículas.

Actualmente la tubería expandible se ha expandido solamente 30%, la meta de ésta tecnología es desarrollar un tamaño uniforme de tubería que se pueda expandir dentro del agujero, reduciendo el efecto de telescopiado que limita los programas de perforación.

La tubería se coloca a través de las zonas problema y se expande al mismo tamaño de la tubería de revestimiento, así que la zona se sella y se continúa perforando sin la colocación de otra tubería, esto se muestra en la Figura 4.13.

Esta tubería también tiene aplicaciones tales como remiendo de tuberías, una vez que se ha expandido dentro del área dañada para reparar o remendar la tubería original, es mínima la reducción del diámetro interior, esta tubería también se puede utilizar como liner de perforación o tubería de contingencia con mínima reducción del agujero. En vez de reducir la integridad de la tubería, el proceso de expansión actualmente trabaja en el endurecimiento del metal, así será más fuerte cuando se expanda.

La ventaja de la tubería sólida expandible comparada con la tubería expandible ranurada es que la presión contenida no repercute en el cemento.

Además los avances tecnológicos hacen posible construir el pozo utilizando esta tubería expandible, manteniendo el mismo tamaño de agujero con un perfil más delgado.



100a

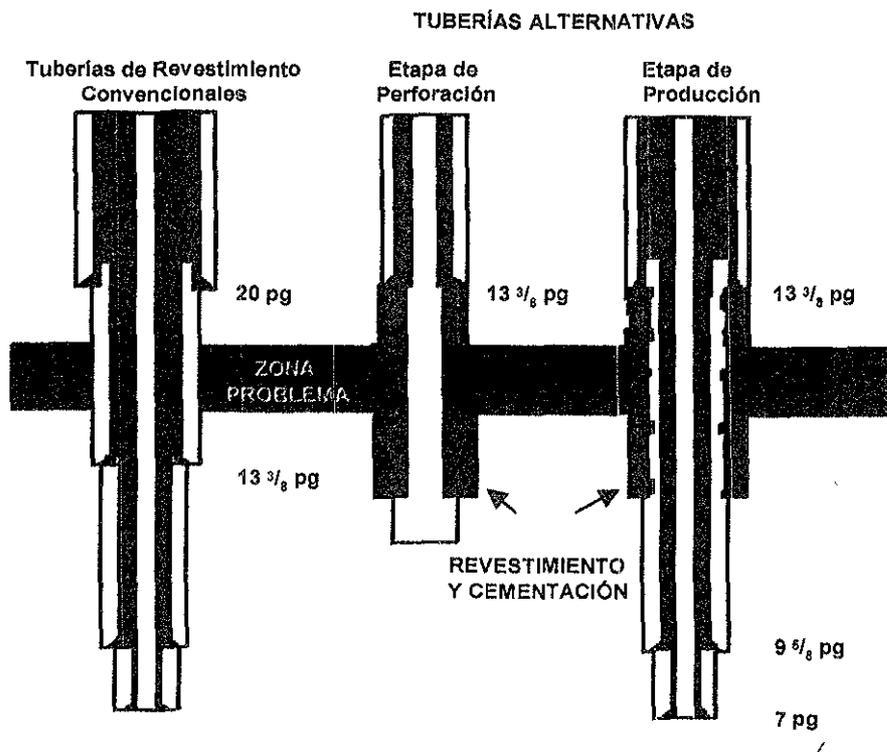


FIGURA 4.13 TUBERÍA EXPANDIBLE



Esta tubería puede proporcionar un método para remendar la tubería y sellar las zonas problema sin afectar el diámetro interior de la tubería, la tubería ranurada expandible se utiliza en el campo con bases limitadas y se han terminado algunos pozos, pero todavía no en aguas profundas.

La tubería expandible no se comercializa todavía, este año se ha probado sólo como "remiendo de tuberías".

TUBERÍA EXPANDIBLE RANURADA

La tubería de revestimiento ranurada es esencialmente un tubo con una serie de ranuras, sobrepuestas en un eje. La plantilla de ranuras es expandida in situ por un mandril que viaja a través de esta, el patrón de ranuras permite al tubo expandirse más fácilmente que un tubo sólido.

El diámetro exterior del mandril es más grande que el diámetro interno de la tubería expandible, ya expandida la tubería tiene un diámetro interno aproximadamente del 10 % mayor que el diámetro exterior del mandril, esta expansión excedente puede alterarse con la plantilla ranurada y metalurgia.

El efecto de expansión excedente facilita la recuperación del mandril y permite que la tubería ranurada ejercer un esfuerzo en contra del agujero.

La tubería ranurada se puede fabricar en casi todos los tamaños y se puede expandir hasta un 200% de su diámetro externo original, permitiendo a la misma tubería expandible ser desplegada a través de la tubería de revestimiento, esta expansión depende de las dimensiones de las ranuras.

Su principal propósito es asegurar temporalmente la integridad de una sección del pozo para permitir operaciones de perforación, continuando a través de zonas profundas con presiones altas o en zonas depresionadas.



Esta tubería a diferencia de la tubería expandible sólida se puede introducir en una o varias secciones para ir aislando zonas problema sin que se disminuya el diámetro de la tubería de revestimiento anterior y quedará un agujero con varias secciones de esta tubería con un mismo diámetro.

La tubería expandible ranurada se puede usar como alternativa en el revestimiento del pozo, si el perforador tiene problemas en la zona del agujero descubierto mientras esta perforando, se puede utilizar esta tubería para crear una sección cementada en agujero descubierto, en tales situaciones la tubería ranurada se colocará y se cementará. Antes de colocar el cemento la tubería se expandirá, el resultado es una barrera de concreto que puede mantener el programa de perforación.

Por lo regular el perforador encuentra problemas de pérdida de fluidos en agujero descubierto por lo que se colocará un tapón de cemento para sellar la zona y se podrá perforar a través de esta sección. Esto funciona pero es fácil ya que la barrena se desvía del centro debido a los recortes del tapón. Con los refuerzos de acero, es mucho más fácil mantener el carril de perforación, mientras se eliminan los problemas pérdida de circulación. La tubería ranurada actúa como un refuerzo para la cementación y como guía para llevar la barrena justo al centro.

La tubería ranurada tiene también aplicaciones en terminaciones horizontales, por lo regular las secciones largas de agujero descubierto se terminan con una tubería perforable o tubería ranurada que tiene un espacio anular alrededor. La tubería ranurada puede proporcionar una gran estabilidad.

Una vez que se expande la tubería, se eliminará el espacio anular, haciendo más fácil desarrollar tratamientos de reparación, ya que la tubería mantiene un diámetro externo del agujero, es fácil para optimizar el tamaño del agujero.



Adicionalmente a estas aplicaciones en el agujero se dice que la tubería ranurada y la opción de cementación se pueden aplicar a zonas problemas o con pequeña tubería conductora.

Por ejemplo un pozo que comienza con una colocación de tubería de 20 pg, el perforador colocará un liner de 18 3/8 pg a través de zonas problemáticas y seguirá con una tubería de 9 5/8 pg y se terminará con una tubería de producción de 7 pg. Con al tubería expandible ranurada se podría comenzar con una tubería de 13 3/8 pg utilizar una tubería ranurada y cementarla en la zona problema perforar y colocar una tubería de 9 5/8 pg y luego tuberías de 7 pg. Este diseño proporciona la misma producción, sin sacrificar una tubería y evitar la zona problema permitiendo al perforador utilizar un menor diámetro inicial de tubería de revestimiento.

VENTAJAS DE EL USO DE TUBERÍA EXPANDIBLE

Con el uso de la tubería expandible se espera poder perforar yacimientos a profundidades que no pueden alcanzarse con las técnicas y métodos actuales de perforación convencional, además de reducir los costos por concepto de perforación, tuberías de revestimiento y terminación de pozos de aceite y gas.

En profundidades de agua mayores de 1,500 m, el total de los costos ahorrados podrían ser grandes, ya que la tubería expandible se podría aplicar para diseñar y crear pozos que comenzaran con tubería de revestimiento de 14 pg en vez de 36 pg, en ambientes de aguas profundas.

Debido a que con la tubería expandible se utiliza menos tubería, también se tendría menor cantidad de tubería que manejar en superficie, así como menor cantidad de fluidos de perforación. Esto se observa también en la aplicación de la tecnología de pozos de diámetro reducido.



Los ahorros de agujero dependen del diseño del pozo y el tamaño de las tuberías de revestimiento diseñadas a la profundidad total del objetivo productor, para profundidades entre 1,500 y 2,400 m de tirante de agua, así como de la capacidad para manejar contingencias y tener las herramientas adecuadas.

Con la tecnología de tubería expandible se proporciona una extensión inferior adicional de liner entre las dos sartas de tubería de revestimiento, cambiando el programa de tubería de revestimiento para el pozo, sin disminuir el tamaño del agujero ni sacrificar objetivos productores.

4.4 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN

Cuando se coloca el cemento, pasa con el tiempo de una lechada líquida a un estado de endurecimiento, medido en términos de resistencia a la compresión.

Durante este tiempo, antes de que alcance cualquier valor medible de resistencia a la compresión, el cemento existe como un gel, acompañado de una pérdida de volumen y de presión hidrostática contra la formación.

El proceso de endurecimiento del cemento se complica debido a que la historia térmica lechada de cemento debe resistir entre la superficie y su destino final en operaciones en aguas profundas. El proceso de mezclado eleva al cemento a aproximadamente 35°C [95°F]. Luego se bombea a través de 650 [200 pies] a 1,000 m [304 pies] de agua, que en el fondo marino, está dentro de unos cuantos grados del congelamiento. Finalmente, después de que pasa el fondo marino y viaja a través de la tubería de revestimiento y del espacio anular, el gradiente térmico natural de la tierra caliente la lechada cerca de -12°C [10 °F].

En esos casos, las temperaturas son lo suficientemente bajas para extender severamente el tiempo de transición del cemento. En ambientes fríos, la consecuencia, no deseable,



es simplemente la de tiempos de espera de fraguado prolongados y posiblemente la de trabajos de cementación forzada a través de la zapata de la tubería de revestimiento, pero en presencia de una formación con presión alta, todo el trabajo de cementación se puede perder debido a la afluencia de agua y arena durante el tiempo extendido de exposición a una presión hidrostática baja.

La meta de las operaciones ha sido reducir los efectos del frío sobre el tiempo de transición del cemento, extender los tiempos de transición sobre la presión hidrostática o ambos.

VENTAJAS DE UTILIZAR CEMENTOS DE BAJA DENSIDAD

Las ventajas de utilizar un cemento de baja densidad en formaciones no consolidadas es que el nitrógeno proporciona al cemento otras características físicas propias de todos los gases esto es compresibilidad y expandibilidad, esto significa que durante la etapa de transición del cemento, en la cual la presión hidrostática normalmente, se abate, el gas mezclado se expande, contrarrestando la mayoría de los efectos gelantes.

CEMENTACIÓN CON NITRÓGENO.

La idea es la misma que en caso de la entrada de gas, según Leo Burdylo, de la compañía Shlumberger que comenta que si no se coloca rápido, el gas tiende a fluir. Burdylo y otros expertos reportan tiempos de colocación del cemento de nitrógeno espumoso de alrededor de 30 minutos. De acuerdo a Ronnie Faul, de la compañía Halliburton asegura que las temperaturas parecen no afectar su capacidad para realizar el trabajo.

Además de los requerimientos de costo y espacio, la dificultad para coordinar la inyección de nitrógeno y la conservación de los gastos de la lechada a una densidad consistente, ha provocado incertidumbre a los operadores encargados del cemento espumoso.



Burdylo cree que mientras las espumas incrementan de un 10 a un 20% los costos de operación de la cementación, éstos absorben fácilmente, principalmente cuando se comparan con los costos realizados para evitar los graves efectos que tiene comparan con los costos realizados para evitar los flujo de agua en formaciones someras.

Dan Mueller, líder en la sección de investigación y desarrollo de cementaciones de la compañía BJ Service, esta investigando la base del comportamiento del cemento como una clave para la cementación en aguas profundas. Dan Mueller cree que los operadores se están enfocando actualmente a los flujos de agua en formaciones someras debido a las posibles ramificaciones catastróficas de fallas y a que es menor concentrarse en los efectos de las bajas temperaturas sobre la gel inicial y la compresión del cemento base.

El laboratorio de la compañía BJ en Tomball, Texas, está probando cementos refrigerados y mucho de este trabajo se centra alrededor de mezclas de cemento Portland, (este tipo de cemento es fabricado por calcinación de piedra caliza, arcilla y sílice) y yeso, similares a las utilizadas en las áreas permanentemente congeladas de Alaska y Siberia.

Las ventajas de estos tipos de cementos es su capacidad de alcanzar resistencias a la compresión iniciales a temperaturas de 7 a 13 °C [45 a 55 °F], mientras se le imparten las propiedades de resistencia de gel necesarias para controlarlos flujos de agua en formaciones someras. A temperaturas menores de 15 °C [60 °F], la actividad hidráulica del cemento Portland declina rápidamente, según Mueller. A medida que la reacción disminuye, la velocidad de la resistencia al gel aumenta y la resistencia a la compresión final se retarda.

Por ejemplo, cuando se mezcla a temperaturas ambientes, pero se fragua a 13 °C [55 °F], un cemento Clase A de 1.87 g/cm³ [15.6 lb/gal] acelerado con cloruro de calcio, requerirá de 10 a 12 horas para lograr una resistencia a la compresión de 50 psi, de acuerdo con Mueller, este es el momento en donde el cemento es susceptible a infiltración del fluido.



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En presente trabajo se estudio lo que actualmente se conoce acerca de los flujos de agua en formaciones someras, que es una situación indeseable para la perforación de pozo en aguas profundas.

El flujo de agua en formaciones someras es un problema reciente que sorprende a los operadores de perforación de pozos en aguas profundas. El problema consiste en la presencia de arenas no consolidadas y altamente permeables, entre los 457 y 2130 m [1500 y 7000 pies] debajo del fondo marino.

La característica que define al flujo de agua en formaciones someras, es un pequeño margen entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de formación. Uno de los problemas causado por el flujos de agua en formaciones someras es la inestabilidad y el riesgo de colapso del pozo, además de la pérdida de circulación y la forma de control de las presiones del pozo.

Las propiedades físicas del flujo de agua en formaciones someras son diferentes a la mayoría de los yacimientos y de las rocas sello. Estos materiales están en un estado de transición entre roca y sedimentos, cuyas propiedades físicas se utilizan para su identificación por medio de información sísmica de alta resolución.

La detección sísmica del flujo de agua en formaciones someras es muy complicado debido a la variación e incertidumbre en la amplitud y polaridad de la resistencia sónica contrastante entre las arenas y las lutitas que se encuentran en el Golfo de México.

Con la ayuda de pozos geotécnicos se ha logrado obtener información de las propiedades de las rocas a profundidades somera, presiones anormales, gradientes de



fractura de manera local y regional. También se observó que las presiones anormales comienzan cerca del fondo marino y se incrementa de manera más o menos lineal con respecto a la profundidad.

Para la identificación del flujo de agua en formaciones someras se ha estado supervisando las condiciones del fondo del pozo, daño a la formación, además de la ayuda proporcionada por los registros de rayos gamma y de las mediciones durante la perforación (MWD) y de la presión durante la perforación (PWD).

Una de las alternativas para la solución de este problema se propone la perforación sin Riser, que teóricamente se aplica a cualquier tirante de agua y no se requiere ni de riser, ni de equipo asociado con el riser, sin embargo requerirá de una línea de retorno, además se necesitará un volumen pequeño de fluido de perforación en el sistema, lo que reduce el costo y requerimientos de espacio para almacenamiento y tratamiento.

El sistema de doble densidad, o de doble gradiente, es otra de las alternativas sugeridas para la perforación a través de flujo de agua en formaciones someras que consta de un cabezal rotatorio en el fondo del mar, mismo que sirve para recibir el fluido de retorno del pozo y es bombeado a la superficie. Este sistema elimina el fluido de perforación del riser sustituyéndola con agua de mar, reduciendo la tensión requerida del riser hasta por 800 miles de libras, ampliando la capacidad de los equipos pequeños.

El uso de la tubería expandible, que aunque se encuentra en etapa de prueba, se pretende que sea una alternativa de solución a los problemas de flujo de agua en formaciones someras, bajos gradientes de presión y fractura, en secciones deleznable y en arenas altamente permeables, su objetivo es mantener el tamaño del agujero con un mínimo telescopiado de tuberías.

Otra de las alternativas de solución es la utilización de técnicas de cementación mediante el uso de cementación con nitrógeno que proporciona al cemento características físicas propias de todos los gases como lo es la compresibilidad y expandibilidad, para que



contrarresten los efectos gelantes y así cementar en formaciones no consolidadas. Otra técnica es el uso de cementaciones con espuma que proporcionan alta compresibilidad, excelente ductilidad, mejoran el aislamiento térmico y desarrollan esfuerzos de compresibilidad superiores a bajas temperaturas

RECOMENDACIONES

El diseño del pozo debe tomar en cuenta los problemas debidos al flujo de agua en formaciones someras, debido a que cuando se perfora sin riser a través de flujo de agua en formaciones someras se puede aceptar para aislar el pozo, pero no para cerrar los patrones de espaciamiento de pozos.

Tener cuidado en el diseño de tuberías, parámetros de perforación, pérdida de fluidos, aislamiento de la zona, minimizar los flujos, deslaves, abatimientos de presión y el utilizar la tecnología apropiada para que todo el trabajo de perforación del pozo en aguas profundas tenga éxito.

Se propone la realización de estudios e investigaciones en la detección y el comportamiento del flujo de agua en formaciones someras, a fin de evitar problemas en el pozo, así como de la documentación de la experiencia adquirida en el campo donde se utilicen nuevas técnicas de perforación.

Se deben entender mejor las propiedades físicas y el comportamiento deformado del flujo de agua en formaciones someras es esencial para su caracterización, predicción e interpretación de las unidades estratigráficas utilizando información sísmica, ya que se han realizado pocas mediciones de los núcleos y registros de las formaciones someras porque no son de interés económico.

La combinación de la información sísmica de alta resolución con los métodos de información y procesos de análisis múlticomponentes ayudará a evitar los riesgos y prevenir fallas costosas a futuro.



Se debe tener cuidado en el diseño de las tuberías de revestimiento, en los parámetros de perforación, en las pérdidas de fluido, en el asilamiento de la zona, deslaves, además de utilizar las tecnologías de cementación adecuadas para perforar un pozo en aguas profundas.

Para realizar cementaciones primarias o correctivas en intervalos con zonas propensas flujo de agua en formaciones someras, se recomienda utilizar cementaciones con espuma.



NOMENCLATURA

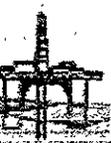
C_N	Conductividad de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación,	$\left[\frac{\text{miliohms}}{m} \right]$
C_o	Conductividad de la lutita, de la lectura del registro,	$\left[\frac{\text{miliohms}}{m} \right]$
d_c	Exponente d_c real	
d_{cn}	Exponente d_c normal, de la línea de tendencia normal	
D	Profundidad Vertical	$[pies]$
D_w	Tirante de agua,	$[pies]$
$\frac{P}{D}$	Gradiente de presión de formación,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
$\frac{P}{D_N}$	Gradiente de presión normal de formación,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
$\frac{F}{D}$	Gradiente de presión de fractura,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$



$\frac{S}{D}$	Gradiente de presión de sobrecarga,	$\left[\frac{psi}{pie} \right]$
h_x	Nivel del fluido de perforación en la sarta de perforación,	$[pies]$
p_i	Presión de entrada en la bomba submarina,	$[psi]$
P_{bh}	Presión en el fondo del pozo,	$[psi]$
P_{bh}^*	Nueva presión de fondo deseada con margen de viaje,	$[psi]$
R_o	Resistividad de la lutita, de la lectura del registro,	$[ohm - m]$
R_N	Resistividad de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación,	$[ohm - m]$
$\Delta p_{f,TP}$	Pérdida de presión por fricción en la sarta de perforación,	$[psi]$
$\Delta p_{f,an}$	Pérdida de presión por fricción en el espacio anular,	$[psi]$
Δp_{bna}	Pérdida de presión por fricción en la barrena,	$[psi]$
Δp_{ac}	Pérdida de presión por aceleración,	$[psi]$
Δt_n	Tiempo de tránsito de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación,	$\left[\frac{\mu seg}{pie} \right]$



Δt_o	Tiempo de tránsito de la lutita, de la lectura del registro,	$\left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$
ρ_m	Densidad del fluido de perforación,	[lb/gal]
ρ_{sw}	Densidad del agua de mar,	[lb/gal]
ρ_m	Densidad equivalente del margen de viaje para la perforación sin riser,	[lb/gal]
ρ_m	Densidad requerida del fluido de perforación,	[lb/gal]
ν	Relación de Poisson,	[adim]
v^{n+1}	Velocidad del fluido al tiempo n+1,	[pies/seg]
v	Velocidad del fluido al tiempo n,	[pies/seg]



BIBLIOGRAFÍA

- Hovland Martin
TIDAL PUMPING PRESSURIZES SEDIMENTS
Offshore Diciembre del 2000

- Sánchez Martínez Jesús
APLICACIÓN DE TUBERÍAS EXPANDIBLES A LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS
Tesis UNAM Octubre del 2000 Págs 36 - 42

- Hagan Wendy
HALLIBURTON ENERGY SERVICE INTRODUCES NEW DEEPWATER SYSTEM FOR SHALLOW WATER FLOW CONTROL
Halliburton News Julio del 2000 Págs 15 - 17

- W Alberty Mark, BP CONOCO
SHALLOW WATER FLOWS: A PROBLEM SOLVED OR A PROBLEM EMERGING
Offshore Technology Conference 11971 Mayo del 2000

- Ostermeier R.M, Pelletier J.H.
DEALING WITH SHALLOW WATER FLOW IN THE DEEP WATER GULF OF MEXICO
Offshore Technology Conference 11972 Mayo del 2000

- R. Mcconell Daniel/ Fugro Services, Inc.
OPTIMIZING DEEPWATER WELL LOCATIONS TO REDUCE THE RISK OF SHALLOW WATER FLOW USING HIGH RESOLUTION 2D AND 3D SEISMIC DATA
Offshore Technology Conference 11973 Mayo del 2000

- Huffman R Alan, CONOCO Inc., Castagna P. John, The University of Oklahoma
SHALLOW WATER FLOW PREDICTIONS FROM SEISMIC ANALYSIS OF MULTICOMPONENT SEISMIC DATA
Offshore Technology Conference 11974 Mayo del 2000
- Filipov Andrei, Robert Mack.
EXPANDABLE TUBULAR SOLUTIONS
JPT, SPE 56500 New Orleans Mayo del 2000
- Flemings Peter B. Huffman Alan R.
GEOFLUIDS OF OVERPRESSURED STRATA IN THE GULF OF MEXICO
Industry Workshop Marzo del 2000 Págs 12 - 14
- Flemings Peter B. Huffman Alan R.
GEOFLUIDS OF PASSIVE MARGINS: AT THE INTERFACE OF THE PRACTICAL AND THE FUNDAMENTAL
Industry Workshop Marzo del 2000 Págs 19 - 23
- Caldwell Jack.
MARINE MULTICOMPONENT SEISMIC ACQUISITION TECHNOLOGIES
Offshore Technology Conference 10981 Enero del 2000
- Mcconnell Dan
SEISMIC INTERPRETATION, IDENTIFICATION OF SHALLOW WATER FLOW POTENTIAL
Offshore Enero del 2000
- Furlow William
PANEL URGES MORE SWF DETECTION, PRE-DRILLING PLANNING
Offshore Diciembre de 1999



- Schmidt Victor
EARLY SHALLOW WATER FLOWS DETECTION
Offshore Noviembre de 1999

- Laherre J.H.
DATA SHOWS OCEANIC METHANE HYDRATE RESOURCE
Offshore Agosto de 1999

- Laherre J.H.
OCEANIC HYDRATES: AN ELUSIVE RESOURCE
Offshore Agosto de 1999 Págs 140 – 141

- Morales Leonard
DRILL FLUID STORED IN SEMI BALLAST TANK CONTROL SHALLOW WATER FLOW
World Oil Julio de 1999

- Ward Chris
HOW TO IDENTIFY SHALLOW WATER FLOW AT REAL TIME PRESSURE MEASUREMENT
Offshore Junio de 1999

- Swarbick Richard E.
PRESSURE REGIMES IN SEDIMENTARY BASINS AND THEIR PREDICTION
The Leading Edge Abril de 1999 Págs 511 -513

- Lara Ramírez Gerardo
TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
Tesis UNAM Marzo de 1999 Págs 53 – 73

- Morales D.V. J. Antonio, Castañeda O. José M, Torres Fernando
ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS
Informe Final Proyecto IMP CD 406 IMP 1998

- Furlow William
EXPANDABLE SOLID CASING REDUCES TELESCOPE EFFECT
Offshore Agosto de 1998 Págs 102 - 103

- Furlow William
UNDERSTANDING, INNOVATIONS CONTINUE IN SHALLOW WATER FLOWS
Offshore Junio de 1998 Págs 108 - 109

- Anchor Holm.
CONTROLLING SHALLOW WATER FLOWS IN DEEP WATER DRILLING
Offshore Mayo 1998 Págs 76 -78

- Schmidt Victor
FLOWING SANDS CREATE PROBLEMS IN THE US GULF DEEPWATER
Offshore Enero de 1998

- Zaldivar Ochoa J. Antonio, Palacios Roque Alfonso
CONDUCTORES MARINOS, UNA TECNOLOGÍA PARA LA EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS
Tesis UNAM Febrero 1997 Págs II2-II11

- Morales D.V. J. Antonio., Castañeda O. José M, Torres Fernando, Simón C. José.
ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES EN LA TERMINACIÓN DE POZOS PARA AGUAS PROFUNDAS
Informe Final Proyecto IMP CEA 0150 IMP 1998

