

01124
32



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN
DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS
EN AGUAS PROFUNDAS”**

T E S I S QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

OMAR OSCAR RAMÍREZ AMAYO

DIRECTOR
M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

ASESOR
ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR



Ciudad Universitaria, México, D. F., Octubre 2003

A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-1023

SR. OMAR OSCAR RAMÍREZ AMAYO
Presente

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

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

PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

- I INTRODUCCIÓN
- II DISEÑO DEL POZO
- III CONTROL DE POZOS CON EQUIPO SUBMARINO
- IV INSTALACIONES Y EQUIPO DE PERFORACIÓN
- V DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO PETROLERO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 30 de septiembre de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFBB/AGC*gtg

Entregó a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a Jueves, en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo de tesis.
NOMBRE: Omar Oscar Ramírez Amayo

FECHA: 15 de octubre del 2003

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

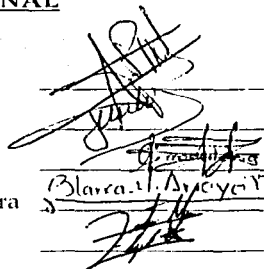
**"PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS"**

Tesis presentada por: OMAR OSCAR RAMÍREZ AMAYO

Dirigida por: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: M.I. José Martínez Pérez
VOCAL: M.I. Joaquín Mendiola Sánchez
SECRETARIO: Ing. María Cristina Avilés Alcántara
1ER SUPLENTE: Ing. Blanca Margarita Arroyo Ventura
2º SUPLENTE: Ing. Edgar Meza Pérez



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: José Martínez Pérez, Joaquín Mendiola Sánchez, María Cristina Avilés Alcántara, Blanca Margarita Arroyo Ventura, and Edgar Meza Pérez.

Ciudad Universitaria, octubre del 2003

Agradecimientos

A Dios de mi madre, porque creo que mucho nos ha ayudado.

A mi madre, Ana Sofía Amayo Flores porque a ella debo todo lo que soy y todo lo que tengo, gracias madre por tu amor, por tus lágrimas, por tus desvelos, por tus oraciones, porque nunca me dejaste solo aún cuando hemos estado tanto tiempo separados, te quiero mucho.

A mi hermanita, Subani Ramírez Amayo por su cariño, su confianza y su sencillez. Gracias Subis por ayudarme a que yo esté aquí, te quiero mucho.

A Mirna Jeannette López Fuentes, mi computadora de toda la vida. Gracias Mirnita por todos los momentos felices, por tu ayuda en cualquier instante y por tu bondad. Gracias por regresar a la trayectoria de mi vida, Te Amo.

A mi familia, a Bellita y a Pablito, a todos mis tíos y tías, a todos los niños de la casa. Gracias a los primeros por querermme durante mi infancia y a los segundos por permitirme disfrutar la suya. Gracias por todo Berna.

A mis mejores amigas Ingrid y Diana con mucho cariño por su amistad, apoyo y sinceridad, las quiero mucho.

A todos mis amigos de la Facultad de Ingeniería de la UNAM por todas las experiencias gratis y por su ayuda durante la carrera, Rafael, Roberto, Ramón, Juan, Jaxael, Raúl, Erick, Ángel, Rodrigo, Edgar, Maribel, Nacho, Erika, Maydeo, Iván, Fidel, Hegel, David, José Luis, Mauru y Beratas. A mis amigos del Instituto Mexicano del Petróleo, César, Alonso, Jesús y Mario por su amistad, su ayuda y por hacer divertida mi estancia, fue agradable conocerlos.

A los de siempre, Pico, Beto, Mike, Fernando, Daniel, Ángel, Néstor, Leonardo, Otto por estar física y moralmente cuando ha sido necesario.

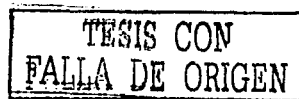
Al ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar por la revisión y asesoría de este trabajo y sobre todo por su amistad.

Al ing. Joaquín Mendiola por aceptar dirigir este trabajo y por sus opiniones acertadas.

A los ingenieros José Martínez Pérez, Cristina Avilés Alcántara, Blanca Arroyo Ventura y Edgar Mora Pérez por las correcciones realizadas al presente trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por brindarme los medios para realizar este trabajo.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México por la formación que me ha dado y por permitirme ser parte de su historia, es un honor.



ÍNDICE

ÍNDICE	1
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	5
INTRODUCCIÓN	7
I. DISEÑO DEL POZO	9
1.1 Predicción de la presión de poro	9
1.1.1 Introducción	9
1.1.2 Definición y clasificación de la presión de poro	9
1.1.3 Problemas originados por una mala evaluación de la presión de poro	11
1.1.4 Problema de la ventana de operación del fluido de perforación	12
1.1.5 Cálculo del gradiente de presión de poro en aguas profundas mediante el método de Eaton	13
1.2 Predicción del gradiente de fractura	16
1.2.1 Introducción	16
1.2.2 Definición del gradiente de fractura	
1.2.3 Cálculo del gradiente de fractura en aguas profundas mediante el método de Eaton	18
1.3 Predicción de la presión anular	28
1.3.1 Introducción	28
1.3.2 Principios hidrodinámicos de la presión anular	28
1.3.3 Aplicaciones de las mediciones de la presión anular	29
1.3.4 Requerimientos futuros para la predicción, supervisión y control de la presión anular en aguas profundas	29
1.3.5 Problemas que se presentan por la presión anular	31
1.3.6 Métodos para evaluar la presión anular	32
1.4 Diseño de tuberías de revestimiento	33
1.4.1 Introducción	33
1.4.2 Factores clave para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento	33
1.4.3 Tendencia de diseño de las tuberías de revestimiento en aguas profundas	38
1.4.4 Problemas de diseño de las tuberías de revestimiento	38
1.4.5 Tubería de revestimiento expandible	39

1.5	Riesgos de diseño	41
1.5.1	Evaluación del riesgo	41
1.5.2	Administración del riesgo	42
1.5.3	Procedimiento para identificar, cuantificar y mitigar riesgos para el diseño de pozos en la perforación en aguas profundas	42
1.5.4	Aplicación del análisis cuantitativo del riesgo (RQA) en el diseño de pozos	44
II.	CONTROL DE POZOS CON EQUIPO SUBMARINO	47
2.1	Flujo de aguas someras	47
2.1.1	Introducción	47
2.1.2	Definición de flujo de aguas someras	47
2.1.3	Mecanismos que originan el flujo de aguas someras	49
2.1.4	Problemas que se presentan por el flujo de aguas someras	53
2.1.5	Soluciones a los problemas de flujo de aguas someras	55
2.2	Formación de hidratos	62
2.2.1	Introducción	62
2.2.2	Propiedades de los hidratos	62
2.2.3	Efectos de la formación de hidratos durante las operaciones de control de pozos	64
2.2.4	Control de hidratos	65
2.2.5	Química de los fluidos de perforación para la inhibición de hidratos	67
2.3	Sistemas de control	70
2.3.1	Introducción	70
2.3.2	Clasificación de los sistemas de control	70
2.3.3	Problemas de los sistemas de control	71
2.3.4	Desventajas y limitantes de los sistemas de control actuales en aguas profundas	73
2.4	Arreglos de conjuntos de preventores	76
2.4.1	Introducción	76
2.4.2	Tipos de arreglos de preventores utilizados en aguas profundas	76
2.4.3	Sistemas de control para conjuntos de preventores	79
2.4.4	Problemas de los conjuntos de preventores en aguas profundas	81
2.5	Control de brotes	84
2.5.1	Introducción	84
2.5.2	Definición de brote	84
2.5.3	Problemas por la presencia de un brote	86
2.5.4	Métodos de detección de brotes en aguas profundas	86

2.5.5	Métodos de control de brotes en aguas profundas	89
III.	INSTALACIONES Y EQUIPO DE PERFORACIÓN	92
3.1	Anclaje de unidades flotantes	92
3.1.1	Introducción	92
3.1.2	Tipos de plataformas de perforación	92
3.1.3	Limitaciones de los sistemas de anclaje convencionales en su uso en aguas profundas	93
3.1.4	Problemas de los sistemas de anclaje en aguas profundas	95
3.1.5	Alternativas de solución a los problemas de anclaje en aguas profundas	100
3.2	Sistemas de doble gradiente	105
3.2.1	Introducción	105
3.2.2	Definición del doble gradiente	105
3.2.3	Beneficios de la tecnología de doble gradiente	107
3.2.4	Retos técnicos para llevar a cabo un sistema de gradiente doble en aguas profundas	108
3.2.5	Métodos para llevar a cabo un sistema de gradiente doble en aguas profundas	109
3.3	Risers de perforación	114
3.3.1	Introducción	114
3.3.2	Problemas asociados con sistemas de risers convencionales en aguas profundas	114
3.3.3	Problemas en ambientes hostiles en aguas profundas	115
3.3.4	Requerimientos de diseño del riser de perforación y cambios para aguas profundas	116
3.3.5	Tecnologías actuales para resolver los problemas del riser de perforación en aguas profundas	117
IV.	DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO PETROLERO	119
4.1	Alternativas de perforación sin riser	119
4.1.1	Introducción	119
4.1.2	Conceptos de la perforación sin riser	119
4.1.3	Alternativas de perforación sin riser	123
4.1.4	Ventajas y desventajas de la perforación sin riser en aguas profundas	125

4.2	Tecnología de terminaciones	126
4.2.1	Introducción	126
4.2.2	Tipos de terminaciones submarinas	126
4.2.3	Problemas que se presentan durante la terminación de pozos en aguas profundas	127
4.2.4	Evaluación de las características del yacimiento para la selección del tipo de terminación en aguas profundas	128
4.2.5	Nuevas tecnologías de terminación en aguas profundas	130
4.3	Risers de producción	133
4.3.1	Introducción	133
4.3.2	Características de los risers convencionales	134
4.3.3	Desarrollos recientes de los risers de producción	135
4.3.4	Impacto de la tecnología de materiales sobre el desarrollo de risers de producción en aguas profundas	136
4.3.5	Interacción del sistema del riser con otros sistemas	137
4.3.6	Desarrollos futuros de los risers de producción	139
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
	BIBLIOGRAFÍA	144

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Definición de la presión de poro.	10
Figura 1.2	Clasificación de la presión de poro.	11
Figura 1.3	Problema de la ventana de operación del fluido de perforación en aguas profundas.	12
Figura 1.4	Gradiente de doble densidad y tubería expandible para solucionar el problema de la ventana de operación del fluido de perforación.	13
Figura 1.5	Concepto de presión de fractura.	17
Figura 1.6	Valores de sobrecarga de la costa del Golfo de México en la ecuación general de Eaton.	21
Figura 1.7	Valores de densidad promedio para sobrecarga.	22
Figura 1.8	Datos de densidad promedio para sobrecarga para varios tirantes de agua.	23
Figura 1.9	Relación de Poisson para la Costa del Golfo de México.	25
Figura 1.10	Diagrama de flujo del proceso de supervisión y predicción de la presión anular.	30
Figura 1.11	Herramienta de medición PWD de Sperry-Sun Drilling Services.	32
Figura 1.12	Relación de profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y la máxima densidad del fluido de perforación.	34
Figura 1.13	Efecto del tirante de agua sobre la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento para el campo Mensa.	36
Figura 1.14	Comparación del número de sartas de revestimiento utilizadas en un pozo convencional y un pozo perforado sin riser ambos en aguas profundas.	37
Figura 1.15	Mandril de expansión.	39
Figura 1.16	Aplicaciones futuras de la tubería de revestimiento expandible.	40
Figura 1.17	Distribución típica de la presión de poro (PP), del gradiente de fractura (GF) y de la densidad equivalente del fluido de perforación en fondo del pozo.	44
Figura 2.1	Brecha formada en el fondo marino por el flujo de aguas someras.	48
Figura 2.2	Erosión de arenas y mining de arenas.	49
Figura 2.3	Tubería de revestimiento superficial y apilamiento de recortes.	50
Figura 2.4	Compactación desequilibrada como fuente de geopresiones.	52
Figura 2.5	Compactación diferencial como fuente de geopresiones.	53
Figura 2.6	Formación de volcanes de presión.	54
Figura 2.7	Pandeo de la tubería de revestimiento debido a la dilatación de las arenas.	55
Figura 2.8	Mecanismo de instalación de un conductor.	58
Figura 2.9	Formación de hidratos en el fondo marino en ambientes en aguas profundas.	62
Figura 2.10	Condiciones favorables para la formación de hidratos.	63
Figura 2.11	Temperatura promedio de las aguas marinas del Golfo de México vs tirante de agua.	64
Figura 2.12	Curvas de disociación de hidratos, (1) Metano, (2) Gas natural, (3) Gas natural y agua salada, (4) Gas natural y agua con mas de 30% en peso de metanol.	65
Figura 2.13	Diagrama PVT para la formación de hidratos de gas. Definición gráfica de un subenfriamiento.	66
Figura 2.14	Diagrama de fases que ilustra tres esquemas básicos de disolución.	68

Figura 2.15	Arreglo típico de preventores submarinos.	77
Figura 2.16	Arreglo de preventores con compuertas.	78
Figura 2.17	Sistema de control electrohidráulico multiplexado.	80
Figura 2.18	Escenario de un brote submarino.	83
Figura 2.19	Esquema simplificado del detector de brotes Bayesiano.	86
Figura 2.20	Esquema de varios tipos de modelos de flujo en el sistema.	87
Figura 2.21	Diferencia entre el método del perforador convencional y el método GFA.	89
Figura 3.1	Evolución de las estructuras marinas.	93
Figura 3.2	Plataforma semisumergible con sistema de anclaje pensionado.	101
Figura 3.3	Construcciones típicas de cable sintéticos.	104
Figura 3.4	Concepto de doble gradiente.	106
Figura 3.5	Comparación de los efectos de la presión hidrostática en un sistema de perforación convencional y en una perforación con sistema de doble gradiente.	106
Figura 3.6	El sistema submarino de doble densidad permite varios tipos de terminaciones.	107
Figura 3.7	Inyección de nitrógeno dentro de un arreglo de preventores submarinos.	110
Figura 3.8	Equipo para llevar a cabo un sistema de doble gradiente mediante la creación de una capa flotante de fluido de perforación.	112
Figura 4.1	Concepto de la perforación sin riser.	120
Figura 4.2	Presiones hidrostáticas en el espacio anular para la perforación sin riser.	122
Figura 4.3	Densidad equivalente del fluido de perforación para la perforación sin riser.	122
Figura 4.4	Perforación sin riser con un sistema no concéntrico.	123
Figura 4.5	Perforación sin riser con un sistema concéntrico.	124
Figura 4.6	Accesorios para la terminación de pozos inteligentes usados por Baker Hughes	131
Figura 4.7	Clasificación de las terminaciones multilaterales basadas en la unión lateral.	132
Figura 4.8	Clasificación de los risers de producción.	133
Figura 4.9	Impacto del peso del riser sobre una plataforma TLP y una SPAR.	136
Figura 4.10	Efecto de la tensión del riser sobre el tamaño de la TLP.	137

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Densidad de los materiales.	19
Tabla 1.2	Efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura	35
Tabla 2.1	Comparación entre los inhibidores cinéticos y los anti-aglomerantes	67
Tabla 2.2	Indicación de la corrosión de algunos metales en agua salada	73
Tabla 3.1	Comparación de la fibra de plástico reforzado con otros materiales	104

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

El Golfo de México es una de las principales áreas de desarrollo de la perforación de pozos en aguas profundas, pero de manera global existen también altos niveles de actividad en Brasil, el Mar del Norte (Noruega y el Reino Unido) y el área marina del Este de África (Angola y Nigeria).

Las aguas profundas están definidas para tirantes de agua que van desde 400m hasta 1000m y para tirantes de agua superiores se denominan aguas ultra profundas. En México existe ya una tendencia a perforar pozos en tirantes de agua cada vez más profundos ante la necesidad de incorporar más reservas.

La mayoría de los pozos perforados en aguas profundas actualmente son pozos verticales. Sin embargo, el futuro del desarrollo de pozos en aguas profundas es perforar pozos altamente desviados, pozos horizontales y pozos multilaterales.

El diseño de pozos en aguas profundas no debe ser considerado como una rutina sino como una planeación avanzada del pozo. La mayoría de los operadores han reconocido que la perforación en aguas profundas es más complicada que la perforación de pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT) y la perforación bajobalance.

Debido a la gran necesidad de desarrollar nueva tecnología para enfrentar los problemas de desarrollo de campos en aguas profundas, las principales compañías petroleras han tenido que organizarse para trabajar de manera conjunta en proyectos denominados JIP (Proyectos Industriales Conjuntos).

El objetivo del presente trabajo es dar a conocer la problemática existente durante la perforación de pozos en aguas profundas actual, ante el inminente desarrollo de la perforación de pozos en aguas profundas en México.

Con el presente trabajo se intenta alentar a los operadores que empiezan a incursionar en aguas profundas de la complejidad de dichos ambientes y del nivel tecnológico necesario para superar los retos técnicos. De esta manera, se podrá tener una idea más clara de los requerimientos para la planeación de una perforación exitosa en aguas profundas.

Actualmente en la industria petrolera mexicana se considera que existe una brecha tecnológica aproximada de 8 años con respecto a la tecnología en aguas profundas mundial. Sin embargo, existen ya programas tecnológicos de investigación en aguas profundas que están siendo desarrollados por Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo.

Es muy importante para el estado actual de la perforación de pozos en aguas profundas en México conocer el nivel de tecnología actual, determinar los cambios técnicos en la industria petrolera mundial y asimilar dicha tecnología para su adaptación y uso en los campos petroleros mexicanos.

En la industria petrolera se han identificado más de 20 problemas al perforar pozos en aguas profundas. La principal aportación del presente trabajo fue clasificar dichos problemas en 4 grupos, plantear en algunos casos las causas que originan dichos problemas y las posibles soluciones basadas en el "Estado del Arte".

Los problemas se clasificaron en: problemas de diseño del pozo, problemas de control de pozos, problemas de equipo y problemas de desarrollo y producción. Se revisan estos problemas de una manera breve y concisa, ya que el estudio de cada problema merece atención especial y sería motivo de varios trabajos.

En el Capítulo 1 se presentan los problemas de diseño de pozos en aguas profundas. Los problemas identificados involucran la predicción de la presión de poro, de la presión de fractura y de la presión anular, los cuales son los principales parámetros durante la etapa del diseño del pozo. Además se presenta el diseño de tuberías de revestimiento y los riesgos de diseño del pozo.

En esta sección, se hace principal referencia a la predicción de geopresiones en aguas profundas y al problema de la ventana operativa del fluido de perforación.

En el Capítulo 2 el tema central está enfocado a los problemas de control de pozos en aguas profundas. Los problemas estudiados son: el flujo de aguas someras, la formación de hidratos de gas, los sistemas de control, los arreglos de conjuntos de preventores y el control de brotes. Estos temas son de interés especial ya que son de un gran impacto económico para la industria petrolera.

En el Capítulo 3 se revisan los problemas de equipo para aguas profundas, específicamente los problemas de los sistemas de anclaje en aguas profundas, los problemas para establecer sistemas de doble gradiente y los problemas del riser de perforación. Cabe mencionar que una de las diferencias principales de la perforación convencional y la perforación en aguas profundas radica en el equipo utilizado para los diferentes sistemas, las capacidades de dicho equipo y su adaptación para aguas profundas.

En el Capítulo 4 se presentan los problemas relativos al desarrollo y producción en aguas profundas, ya que la perforación de pozos es un proceso integral, se introducen temas como las alternativas de perforación sin riser, la tecnología de terminaciones y los risers de producción.

En el Capítulo 5 se verán las conclusiones y recomendaciones, las cuales muestran las ideas principales y los puntos importantes de este trabajo.

1. DISEÑO DEL POZO

1.1 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

1.1.1 INTRODUCCIÓN

Para poder construir pozos en aguas profundas en forma segura y económica, resulta imprescindible tener un conocimiento total de las presiones de poro. La presión de poro es un punto crítico del diseño de cualquier proyecto de perforación en aguas profundas, ya que influye en los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, en el diseño de dichas tuberías, en el programa de los fluidos de perforación, del margen de seguridad del riser (RSM), entre otros.

El conocer en forma adecuada dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área. Específicamente se puede:

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

En el caso de los pozos submarinos y más aun en aquellos en aguas profundas, todos estos riesgos se amplifican, dadas las condiciones de seguridad extrema que deben tenerse en el manejo y el control del pozo.

Existen otros beneficios derivados del desarrollo de una precisa predicción de la presión de poro previo a la perforación. Algunos de ellos son: bajo riesgo (salud, seguridad y medio ambiente), tamaño óptimo del agujero, reducción del tiempo no productivo y mejor estimación de costos.

Actualmente en la industria petrolera mundial se han hecho diversos esfuerzos para caracterizar y jerarquizar la problemática de la perforación de pozos en aguas profundas. La predicción de la presión de poro ha sido identificada como el principal problema de diseño de pozos en aguas profundas.

1.1.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La presión de poro o presión de formación es la presión contenida en los poros de la roca (Figura 1.1). 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 original que los fluidos contenidos en los poros soporten parte de este peso. De esta manera, se tiene un aumento en la presión de ellos.

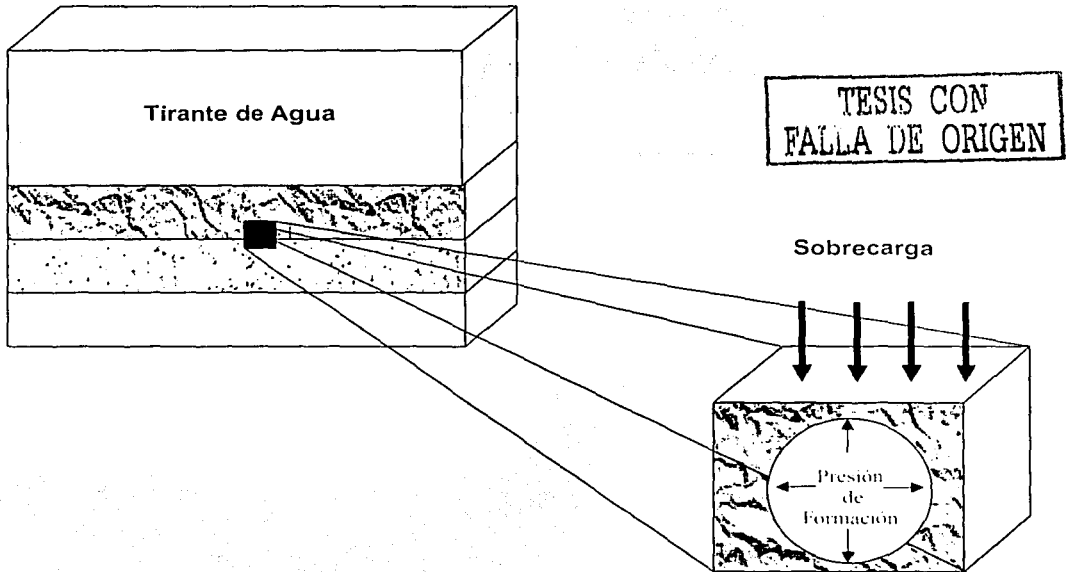


Figura 1.1. Definición de la presión de poro.

De acuerdo a la magnitud con respecto a la presión de poro normal, la presión de poro puede ser clasificada en normal, anormalmente alta y anormalmente baja, como se muestra en la Figura 1.2.

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.

En los estratos con presión normal, la matriz rocosa soporta el peso de los estratos suprayacentes

Presión anormalmente alta: Es aquella presión que se aparta de la tendencia normal y que es más alta que ésta debido a la reducción en el esfuerzo soportado por la roca. A las zonas con presión de poro anormalmente alta también se les conoce como zonas geopresionadas.

Presión anormalmente baja: Es aquella presión que se aparta de la tendencia normal y que es más baja que esta. Estas presiones se presentan con menos frecuencia que las presiones anormales.

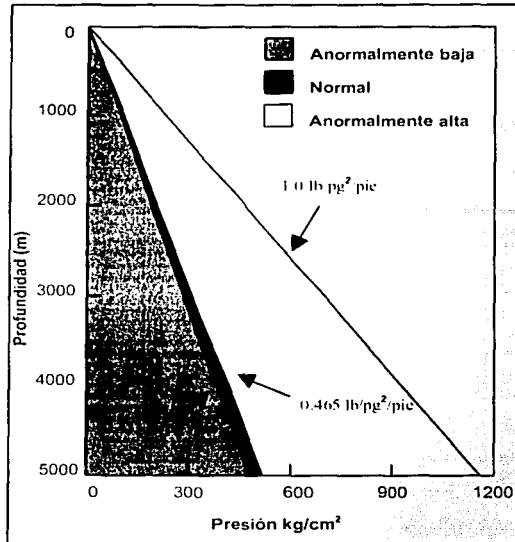


Figura 1.2. Clasificación de la presión de poro¹.

1.1.3 PROBLEMAS ORIGINADOS POR UNA MALA EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La perforación exploratoria marina es usualmente una actividad de altos costos y altos riesgos. Una de las fuentes más significativas de riesgo durante la perforación está asociada con los incidentes inesperados a causa de la presión de poro. Si la presión de poro no es evaluada adecuadamente o esta es imprecisa se pueden originar problemas como:

- Pegaduras de tuberías
- Daño a la formación
- Inestabilidad del pozo
- Brotes
- Reventones
- Costos excesivos

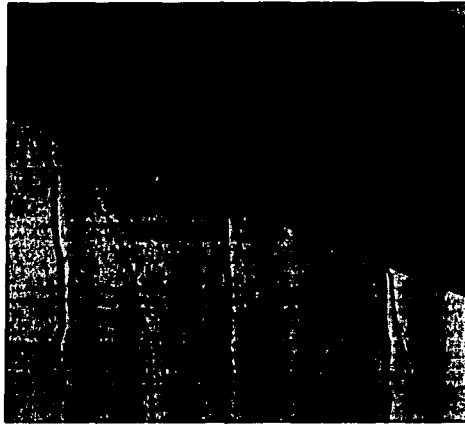
TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Debido a esto, uno de los objetivos mas importantes de la evaluación de la presión de formación es perforar un pozo con seguridad y al menor costo, sin causar inestabilidades a la formación (colapso o fractura), sin permitir la entrada de fluidos de la formación (agua, aceite o gas) y sin causar daño a los yacimientos. En otras palabras, la optimización de los proyectos de perforación depende de la evaluación correcta de las geopresiones.

1.1.4 PROBLEMA DE LA VENTANA DE OPERACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En ambientes en aguas profundas, a medida que la profundidad del agua aumenta, las formaciones tienden a formar gradientes de fractura más bajos, debido a que está siendo compactada por un gradiente de sobrecarga bajo, lo cual hace que la ventana de operación del fluido de perforación sea más reducida, haciendo más complicado el diseño del pozo.

La incertidumbre en la evaluación de la presión de poro es usualmente compensada mediante la introducción de un factor de seguridad. Tal factor normalmente se encuentra en un rango de 0.06 a 0.12 g/cm³, de acuerdo con la incertidumbre asociada en la determinación. Esto limita mucho la fase del diseño del pozo. El margen disponible para la densidad del fluido de perforación, el cual debe estar entre el gradiente de fractura y el gradiente de sobrecarga es muy reducido, esto se puede ver de manera gráfica en la Figura 1.3.

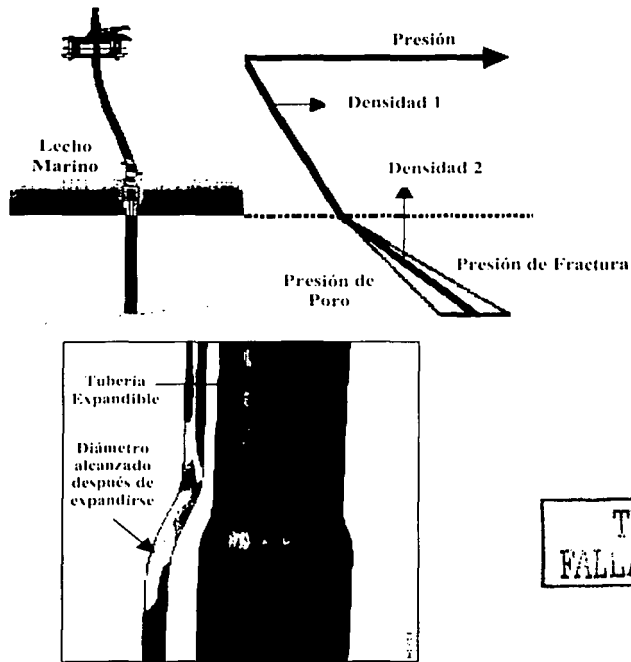


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.3. Problema de la ventana de operación del fluido de perforación en aguas profundas¹.

Un correcto cálculo y previsión de las presiones de poro, de fractura y de sobrecarga, permiten un mejor manejo del problema de la ventana de operación del fluido de perforación. Sin embargo, en áreas difíciles del Golfo de México esto es insuficiente. Para ello se cuenta en la actualidad con dos tecnologías emergentes (Figura 1. 4):

- Gradiente de perforación de doble densidad
- Tubería expandible



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.4. Gradiente de doble densidad y tubería expandible para solucionar el problema de la ventana de operación del fluido de perforación².

El uso de la tubería expandible se revisa en el Tema 1.4.5 y el sistema de doble densidad se revisará en los Capítulos 2 y 3, ya que ambas tecnologías son una alternativa de solución para otros problemas de perforación de pozos en aguas profundas.

1.1.5 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO EN AGUAS PROFUNDAS MEDIANTE EL MÉTODO DE BEN EATON

Estudios elaborados en 1989 por Mouchet y Mitchell y por Yoshida et al en 1996, concluyeron que las ecuaciones de Eaton para la predicción de la presión de poro son las más usadas en la industria petrolera. Es por ello que a continuación se describe este método, ya que uno de los principales problemas es que no se utiliza de la manera adecuada.

Estas ecuaciones son:

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^{1.2} \quad (1.1)$$

Donde:

$$\frac{p}{D} = \text{Gradiente de presión de poro, } \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

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

$$\frac{p}{D_n} = \text{Gradiente de presión de poro normal, } (0.465) \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$R_o = \text{Resistividad de las lutitas (del registro), } [\Omega - m]$$

$$R_N = \text{Resistividad de las lutitas, de la línea de tendencia normal de compactación, } [\Omega - m]$$

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) + \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1.2} \quad (1.2)$$

Donde:

$$C_N = \text{Conductividad de las lutitas, de la línea de tendencia normal} \\ \left[\text{mili}\Omega / m \right]$$

$$C_o = \text{Conductividad de las lutitas, de la lectura del registro geofísico} \\ \left[\text{mili}\Omega / m \right]$$

Cuando se usa el registro sónico de porosidad o los tiempos de tránsito del registro sísmico, se debe usar la ecuación:

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^4 \quad (1.3)$$

Donde:

Δt_n = Tiempo de tránsito de las lutitas, de la línea de tendencia normal de compactación, $[\mu\text{seg}/\text{pie}]$

Δt_r = Tiempo de tránsito de las lutitas obtenida del registro, $[\mu\text{seg}/\text{pie}]$

Finalmente, los datos de perforación son usados para cálculos de las magnitudes de las geopresiones. Generalmente, el valor calculado y graficado contra la profundidad es el exponente "u" corregido, d_c . Una gráfica de d_c contra la profundidad es similar a la de resistividad contra profundidad. La ecuación para la predicción de las geopresiones usando d_c es similar a la ecuación 1.1:

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) \left(\frac{d_c_n}{d_c} \right)^{1.2} \quad (1.4)$$

Donde:

d_c_n = d_c normal, obtenido de la línea de tendencia normal

d_c = d_c real, calculado

Todas estas ecuaciones son casi iguales (excepto por el último término y el exponencial). Estas ecuaciones eliminan la necesidad de sobreponer transparencias de curvas de presión en distintas zonas geográficas.

Cuando se planea la perforación y terminación de un pozo en un intervalo dado, los datos sísmicos podrían ser todo lo que se tiene disponible. En la gráfica de tiempo de tránsito vs profundidad, de la misma forma que en un registro sísmico, puede ser indicado el gradiente de presión de poro anormal y se puede aproximar su magnitud. En este caso la ecuación 1.3 arroja muy buenos resultados.

La parte importante del método es que es posible predecir el gradiente de presión de poro con menos datos que en un estudio sísmico.

1.2 PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

1.2.1 INTRODUCCIÓN

La predicción exacta del gradiente de presión de fractura en aguas profundas ha sido históricamente un tema de gran interés para las propuestas de planeación del pozo y las consideraciones de perforación en tiempo real y además es un problema de gran magnitud para la industria petrolera.

Durante el proceso de planeación de un pozo en aguas profundas existe muy poca información disponible para predecir el gradiente de fractura antes de perforar el pozo, lo cual complica su cálculo.

Si se tiene una predicción errónea del gradiente de fractura se pueden poner en peligro las operaciones de perforación y originar problemas tales como pérdidas de circulación e inclusive brotes.

Los valores exactos del gradiente de presión de fractura juegan un papel muy importante durante la fase de diseño del pozo. Los aspectos a considerar incluyen: la densidad del fluido de perforación máxima permisible, el asentamiento de las tuberías de revestimiento, los problemas de pérdidas de circulación y la planeación del fracturamiento hidráulico para incrementar la productividad del pozo en zonas de baja permeabilidad.

Esta situación se agudiza principalmente cuando se tienen tirantes de agua mayores de 100 m, en donde el principal interés es contar con una técnica de predicción viable y con una gran exactitud.

1.2.2 DEFINICIÓN

El gradiente de presión de fractura es definido como el gradiente de presión necesario para fracturar la formación para lo cual debe vencer la presión de formación y la resistencia de la roca (Figura 1.5).

En otras palabras, si una formación es expuesta a una presión mayor que su presión de fractura límite, la formación se fracturará y ocurrirá una pérdida de circulación.

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.

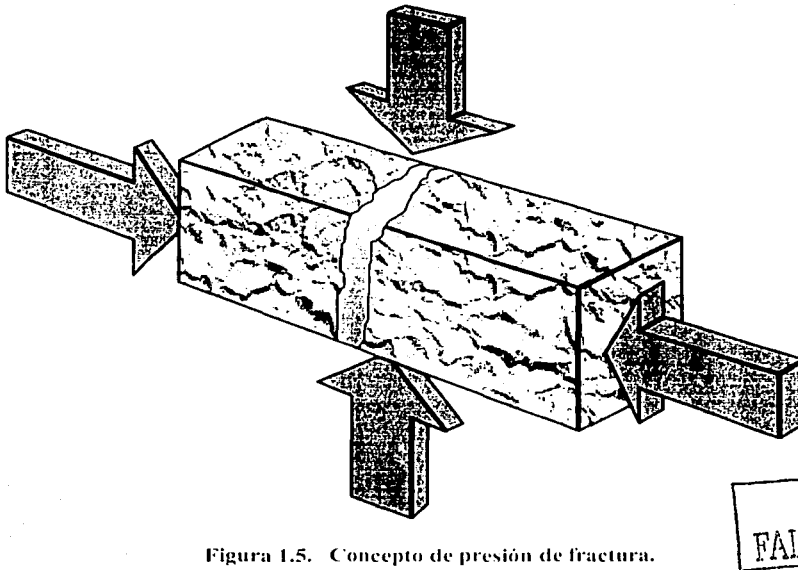


Figura 1.5. Concepto de presión de fractura.

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.

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.

Existen muchos métodos para el cálculo del gradiente de fractura, los cuales están ampliamente documentados en la literatura. Para el caso de aguas profundas el método más aceptado y utilizado es el de Eaton.

Desafortunadamente, también se ha encontrado que mientras el método de Eaton es el más usado para predecir los gradientes de fractura, también es usado de manera incorrecta, y también se le hacen modificaciones incorrectas. Por ello es importante mostrar el uso correcto del método de Eaton, así como la manera de usar nuevos datos para corregir la predicción del gradiente de fractura para condiciones en aguas profundas, basadas en este método.

1.2.3 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA MEDIANTE EL MÉTODO DE EATON

La predicción del gradiente de fractura ha sido motivo de varios artículos escritos desde el principio de los 60's, cuando Hubbert y Willis, Matthews y Kelly e Eaton hicieron las primeras publicaciones al respecto. Un estudio reciente realizado por Japex en 1996, condujo a determinar que el método de Eaton es el más comúnmente utilizado para la predicción del gradiente de fractura que hay hasta la fecha. Surveyor Yoshida, et al, concluyeron que el método de Eaton es el más utilizado en la actualidad. Moutchel y Mitchell llegaron a la misma conclusión después de realizar un estudio similar en 1989. A continuación se presenta el método extendido para ser usado en tirantes de agua profundos.

Ecuación del gradiente de fractura

Los valores de gradiente de fractura son básicamente controlados por tres variables: el gradiente de presión de sobrecarga, el gradiente de presión de formación y la relación entre el esfuerzo matricial horizontal y el vertical, para la cual se ha encontrado que es igual a $\nu/1-\nu$, en donde ν es la relación de Poisson de la roca.

La ecuación desarrollada en 1968 por Ben Eaton que relaciona estas tres variables es:

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D} \quad (1.5)$$

Donde:

$$\frac{F}{D} = \text{Gradiente de presión de fractura, } \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\frac{p}{D} = \text{Gradiente de presión de poro, } \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

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

ν = Relación de Poisson, adimensional

D = Profundidad vertical verdadera, [pie]

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La ecuación (1.5) puede ser aplicada en cualquier parte del mundo, para lo cual se usan los siguientes tres pasos:

- A. Determinar el gradiente de presión de sobrecarga, S/D .
- B. Determinar el gradiente de presión de poro, p/D .
- C. Estimar la relación de Poisson para cualquier área.

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

A. Gradiente de presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga en aguas profundas puede ser definida como la presión originada por el peso de las materiales suprayacentes, a una cierta profundidad de interés, tales como aire, agua de mar y sedimentos. Matemáticamente esto queda expresado de la siguiente manera:

$$S = (1 - \phi) \rho_R D + \phi \rho_f D + \rho_w D_w + \rho_{aire} D_{aire} \quad (1.6)$$

Donde:

S	Presión de sobrecarga
ϕ	Porosidad de la formación
ρ_R	Densidad promedio de la roca
ρ_f	Densidad promedio del fluido de la formación
ρ_w	Densidad promedio del agua marina
ρ_{aire}	Densidad promedio del aire
D_w	Tirante de agua
D_{aire}	Tirante de aire

Siguiendo con el método de Eaton y tomando en cuenta el concepto antes mencionado, primero se debe determinar la densidad de todos los materiales que están por debajo del equipo de perforación expresados, dependiendo del material de que se trate en longitud de tirante de aire, de agua y de sedimentos. Estos datos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1.1 Densidad de los materiales

Intervalo de profundidad vertical (PV)	Densidad, g/cm ³	Descripción
Desde la mesa rotaria hasta el nivel del mar	0.001	Aire
Del nivel del mar al nivel del fondo marino	1.06-1.07	Agua de mar
Del fondo marino hasta 150 m debajo del fondo marino	1.6	Arcillas, etc
Varios intervalos hasta la PV	Incrementos graduales de acuerdo a la densidad del material	Capas diversas
PV total menos 150 m	2.40	Arenas y areniscas

El problema principal es calcular las densidades de los sedimentos debajo del fondo marino, sobre todo para los primeros 152.4 m (500 pies). Si se logran obtener buenos datos, esto implicará tener resultados más precisos. Posteriormente, se calcula la presión ejercida de manera descendente por cada columna vertical. Por ejemplo, suponiendo una columna de aire de 30 m (100 pies) y un tirante de agua de 304.8 m (1,000 pies). Cada una de las presiones de las columnas se calculan mediante:

$$\Delta P = \rho (\text{intervalo de PV}) \times 0.433 \quad (1.7)$$

Entonces, para el ejemplo de arriba:

$$\Delta P_{\text{aire}} = (0.001 \text{ g cm}^3) (100 \text{ pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{\text{aire}} = 0.04 \text{ psi (a 100 pies de PV)}$$

$$\Delta P_{\text{agua marino}} = (1.06 \text{ g cm}^3) (1000 \text{ pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{\text{aire}} = 459 \text{ psi (a 1100 pies de PV)}$$

$$\Delta P_{500 \text{ sedimentos}} = (1.6 \text{ g cm}^3) (500 \text{ pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{\text{aire}} = 346.4 \text{ psi de 1100 pies a 1600 pies de PV}$$

Ahora podemos calcular fácilmente el gradiente de sobrecarga para cada una de las PV, por ejemplo:

A 100 pies:

$$S = 0.04 \text{ psi}$$

$$D = 100 \text{ pies}$$

$$S/D = 0.0004 \text{ psi/pe}$$

A 1100 pies:

$$S = 0.04 + 459 \text{ psi}$$

$$D = 100 + 1000 \text{ pies}$$

$$S/D = 0.417 \text{ psi/pe}$$

A cualquier PV:

$$\frac{S}{D} = \frac{\sum \Delta P}{PV}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estos valores son graficados contra la PV como se muestra en la Figura 1.6:

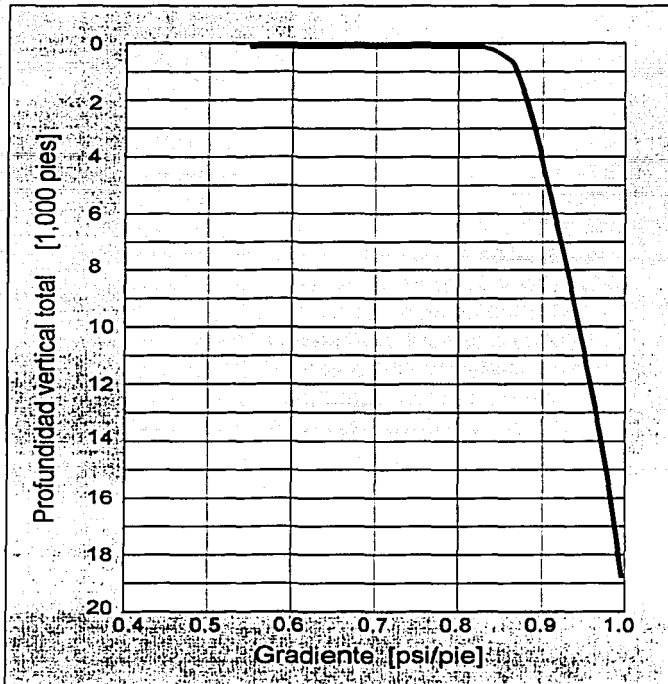


Figura 1.6 Valores de sobrecarga de la costa del Golfo de México en la ecuación general de Eaton³.

Estos cálculos son simples, al menos cuando se hacen con una computadora, ya que pueden ser bastante tediosos y consumir mucho tiempo.

El mayor problema está en determinar las densidades de los sedimentos debajo del fondo marino. Si no se tienen datos de otros pozos, de los cuales se pueden extraer los datos de la densidad, debemos confiar en los datos sísmicos para obtener las densidades de los intervalos.

Gardner et al., publicaron una ecuación que relaciona la velocidad promedio de los intervalos con la densidad de los sedimentos para el mismo intervalo de profundidad.

$$\rho = 0.23V^{0.25} \quad (1.8)$$

Donde:

ρ = Densidad de los sedimentos [g/cm^3]
 V = Velocidad sísmica del intervalo [pie/seg]

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En principio, no debe haber problema para desarrollar una curva de gradiente de presión de sobrecarga en función de la profundidad para cualquier área del mundo donde se desee perforar.

Recientemente Barker y Wood presentaron datos de alrededor de 70 pozos perforados en el Golfo de México en aguas profundas de un rango de 600 a 2100 m. Los datos de presión de sobrecarga acumulativa fueron dados en densidad equivalente de fluido de perforación para profundidades por debajo del fondo marino. La dispersión de los datos fue severa, pero de cualquier manera se observó que los datos de la curva de gradiente de presión de sobrecarga promedio vs la PV se ubicaban por debajo del fondo marino.

Ahora se debe calcular y graficar el gradiente de sobrecarga promedio en psi/pie contra la PV por debajo del fondo marino. El resultado se puede observar en la Figura 1.7. A partir de que el gradiente de presión de sobrecarga fue calculado por medio de datos promedio del Golfo de México, la curva mostrada en la Figura 1.7 puede ser trabajada sin tomar en cuenta la profundidad del tirante de agua. Básicamente, se puede usar la Figura 1.7 para cualquier tirante de agua para construir una curva global de gradiente de sobrecarga desde la mesa rotaria hacia abajo.

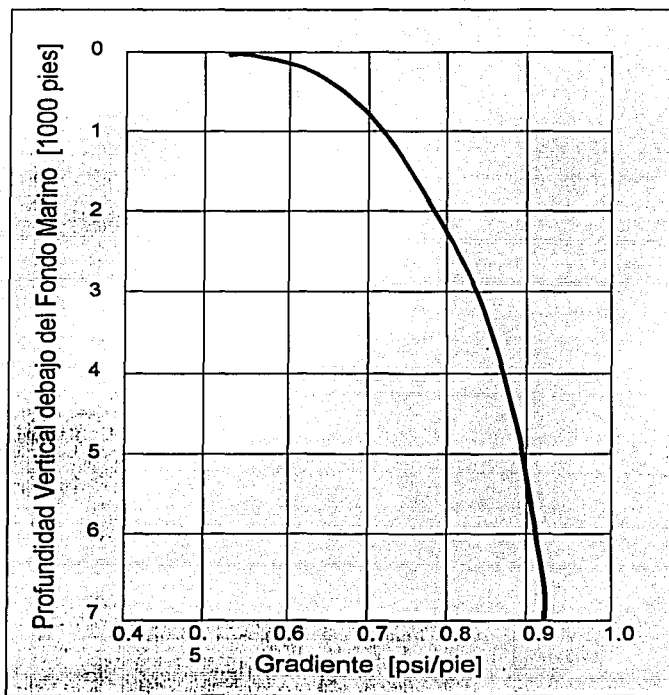
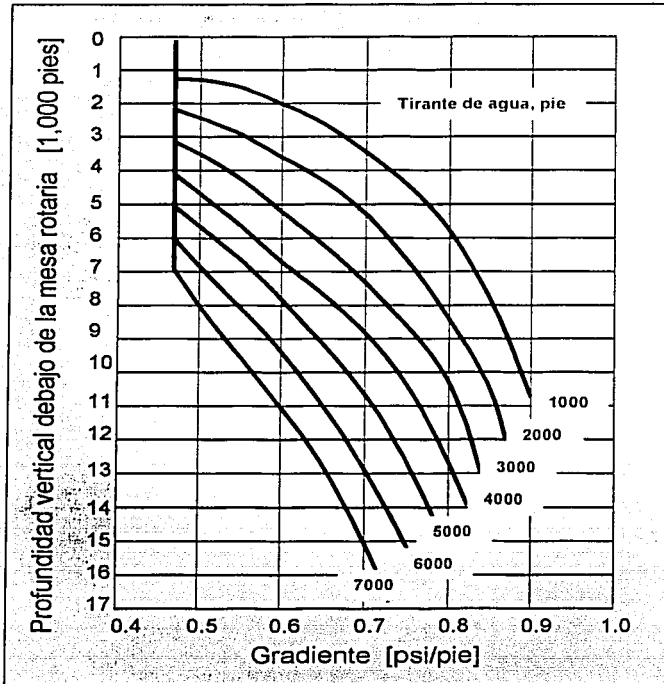


Figura 1.7 Valores de densidad promedio para sobrecarga³.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La Figura 1.8 muestra el cálculo de las curvas de gradiente de sobrecarga para profundidades de 304.8m a 2,133.6m (1,000 a 7,000 pies) con incrementos de 304.8m (1,000 pies). En la figura podemos ver que a medida que aumenta la profundidad, el espacio entre cada curva de gradiente de sobrecarga se va reduciendo. Este tipo de curvas deben ser calculadas para el lugar o región específica en donde las densidades de los sedimentos sean conocidos o puedan ser calculadas.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.8 Datos de densidad promedio para sobrecarga para varios tirantes de agua³.

Por lo tanto, la primera variable en la ecuación 1.5, S/D , es conocida para los casos en aguas profundas.

B. Gradiente de Presión de Poro

El cálculo del gradiente de presión de poro ya se ha revisado en el Tema 1.1, las ecuaciones son las mismas que describen el método de Eaton, por lo cual el paso siguiente del método es calcular la relación de Poisson.

C. Relación de Poisson para cualquier área

El valor más grande de la relación de Poisson de un sedimento y el mayor esfuerzo vertical de la matriz se transmite en la dirección horizontal. Por ejemplo, con altos valores de relación de Poisson se originan valores mayores de gradiente de presión de fractura.

Barker y Wood asumieron que el gradiente de fractura para áreas en aguas profundas del Golfo de México es igual a su correspondiente gradiente de sobrecarga. Rocha y Bourgoyne concluyeron que la presión de poro no tiene efecto sobre los valores de gradiente de fractura. Ambas suposiciones son incorrectas.

Al reexaminar la ecuación (1.5):

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D}$$

Si $\nu = 0.5$, entonces:

$$\frac{F}{D} = \frac{0.5}{1-0.5} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D}$$

$$\frac{F}{D} = 1 \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{S}{D}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Este es el único caso en donde el gradiente de fractura es igual al gradiente de sobrecarga debido a que los esfuerzos de la matriz en todas direcciones es el mismo.

Ahora, si p/D es igual a S/D , entonces:

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{S}{D} - \frac{S}{D} \right) + \frac{S}{D}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} (0) + \frac{S}{D}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{S}{D}$$

Este es el único caso donde la presión de poro no tiene efecto sobre los valores del gradiente de fractura. Aquí todos los gradientes de presión F/D , S/D y p/D son iguales, lo cual es extremadamente raro pero posible.

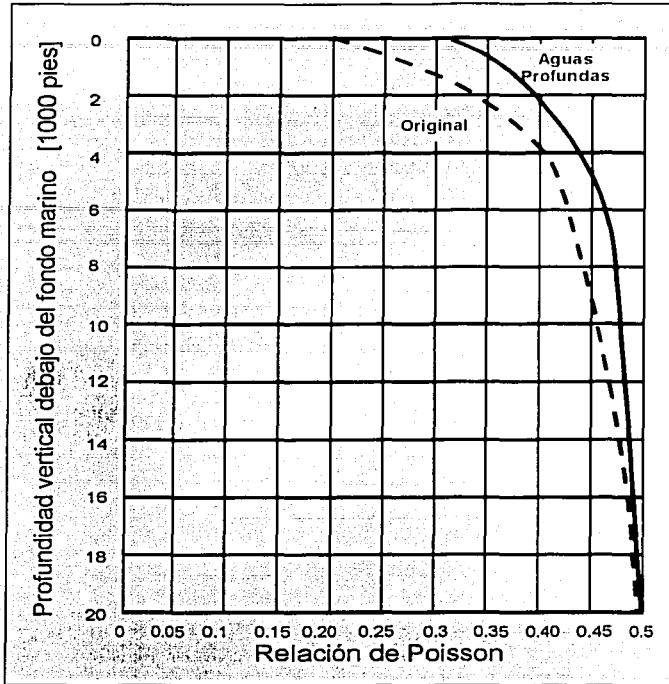


Figura 1.9 Relación de Poisson para la costa del Golfo de México³.

Para construir una curva que muestre a ν como función de D debajo del fondo marino, se debe conocer el gradiente de fractura para el área en cuestión. La ecuación 1.5 puede ser reorganizada de la siguiente forma:

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{F/D - p}{S/D - p} \quad (1.9)$$

Los valores conocidos de F/D , S/D y p/D se deben introducir en la ecuación (1.9). Por ejemplo:

Profundidad del agua = 2000 pies

Gradiente de presión de poro = 0.465 lb/pg²/pie

Prueba de goteo @ 5000 pies debajo de la mesa rotaria = 12.1 lb/gal

Prueba de goteo @ 5000 pies debajo de la mesa rotaria = 0.627 lb/pg²/pie

Entonces, de la Figura 1.8, $SD = 0.68 \text{ [lb pg}^2 \text{ pie]} \text{ y:}$

$$v = \frac{0.627 - 0.465}{0.680 - 0.465} = 0.162$$

$$v = 0.7535$$

$$v = \frac{0.7535}{1 + 0.7535}$$

$v = 0.4297$ a 3000 pies debajo del fondo marino.

De esta manera, fueron desarrolladas las dos curvas mostradas en la Figura 1.9. La curva de la izquierda (valores mas bajos de v) fueron publicados hace 30 años aproximadamente. La curva de la derecha (valores mas altos de v) es el resultado del presente método.

Se han desarrollado ecuaciones para describir estas curvas. Hay diferentes ecuaciones para profundidades de 0 a 5,000 pies debajo del fondo marino, y para profundidades de 5,000 pies y mayores. Estas ecuaciones se describen a continuación:

- **Curva de la costa del Golfo de México (original).**

De 0 a 4999.9 pies debajo del fondo marino.

$$v = -7.5 \times 10^{-9} (D)^2 + 8.0214286 \times 10^{-5} (D) + 0.2007142857 \quad (1.10)$$

y para 5000 pies debajo del fondo marino y superiores se tiene:

$$v = -1.77258 \times 10^{-10} (D)^2 + 9.4748424 \times 10^{-6} (D) + 0.3724340861 \quad (1.11)$$

- **Aguas profundas del Golfo de México**

De 0 a 4999.9 pies debajo del fondo marino.

$$v = -6.089286 \times 10^{-9} (D)^2 + 5.7875 \times 10^{-5} (D) + 0.3124642857 \quad (1.12)$$

y para 5000 pies debajo del fondo marino y superiores se tiene:

$$v = -1.882 \times 10^{-10} (D)^2 + 7.2947129 \times 10^{-6} (D) + 0.4260341387 \quad (1.13)$$

Donde:

$D = \text{Profundidad [pies]}$

Con las ecuaciones (1.12) y (1.13) y la curva de la derecha de la Figura 1.9, se obtienen buenos valores para v para cualquier formación que contenga cantidades significativas de arcillas, gumbo, calizas, etc., así como en otras áreas fuera del Golfo de México, por ejemplo las áreas marinas del Oeste de África. También es posible obtener valores para v por medio de registro sísmicos o sísmicos.

Verificación del método

Los tres pasos precedentes, en el orden dado, se requieren para predecir valores precisos del gradiente de presión de fractura, f/D .

Para probar esta técnica, se usan varios datos de Barker y Wood. Se realizaron pruebas de goteo para un pozo perforado en un tirante de agua de 3,250 pies. Estos son:

<i>PVBMR, pies</i>	<i>PVBFM, pies</i>	<i>Prueba de goteo, lb/gal</i>
5100	1850	10.3
6700	3450	12.2
9050	5800	14.2

Donde:

PVBMR = Profundidad vertical bajo la mesa rotaria

PVBFM = Profundidad vertical bajo el fondo marino

Una revisión de esos datos y las curvas de las Figuras 1.8 y 1.9 dan los siguientes datos, que son necesarios para calcular los gradientes de fractura respectivos para este pozo con 3250 pies de tirante de agua.

<i>PVBMR, pies</i>	<i>S/D</i>	<i>p/D</i>	<i>v</i>
5100	0.58	0.465	0.390
6700	0.68	0.473	0.440
9050	0.75	0.577	0.470

La ecuación 1.5 y los números de arriba, dan los gradientes de fractura de la siguiente manera:

<i>PVBMR, pies</i>	<i>F/D, lb/gal</i>	<i>Prueba de goteo real, lb/gal</i>
5100	0.5380 (10.35)	10.3 (0.5356)
6700	0.6356 (12.22)	12.2 (0.6344)
9050	0.7393 (14.21)	14.2 (0.7384)

En conclusión, la información, tecnología y software ya existe para calcular el gradiente de fractura en aguas profundas.

1.3 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN ANULAR

1.3.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se supervisa la presión anular a tiempo real en el fondo del pozo en el contexto de otros parámetros, la presión en el espacio anular puede ser usada para identificar las condiciones indeseables del pozo, ayudar a sugerir y evaluar los procedimientos y prevenir los problemas operacionales de desarrollo.

La historia de las mediciones de la presión anular se extiende hasta mediados de la década de los 80's cuando Gearhart Industries Inc., proporcionaron los sensores para las herramientas de MWD (*Measurement While Drilling*). Desde entonces, Anadrill y otras compañías de servicio han desarrollado sensores para la medición de la presión anular mientras se perfora.

Para pozos en aguas profundas en donde el margen de diseño entre el gradiente de presión de poro y de fractura es muy reducido, es muy difícil perforar sin información de la presión anular en tiempo real, ya que las mediciones de presión anular ayudan a mantener la densidad equivalente de circulación (DEC) y la densidad equivalente estática (DEE) entre los gradientes de fractura, de presión de poro y de estabilidad del agujero.

Las mediciones de presión anular al ser utilizadas para varias aplicaciones, requieren de tener cuando mucho 20 psi de incertidumbre. Existe un gran número de sensores diferentes disponibles y también con diferentes exactitudes, repeticiones (histéresis), reproducciones y resoluciones de medición.

1.3.2 PRINCIPIOS HIDRODINÁMICOS DE LA PRESIÓN ANULAR

Para entender correctamente la interpretación a la respuesta de los sensores de fondo para presión anular, es importante primero apreciar los principios físicos de los cuales depende la presión anular. La medición de la presión anular tiene dos componentes:

- *Presión estática:* Esta es causada por los gradientes de densidad y de temperatura de los fluidos encontrados en el espacio anular y que están ubicados por encima del sensor de presión (la densidad de la columna de lodo incluye la de los sólidos), por ello se le conoce como DEE (densidad estática equivalente).
- *Presión dinámica:* La presión dinámica depende de: el movimiento de la tubería de perforación (del suaveo, de la surgencia y de la rotación de la tubería de perforación), las presiones inerciales originadas por la aceleración de la sarta o la desaceleración cuando está viajando, el exceso de presión debido a la circulación de un gel y la pérdida de presión requerida para mover los fluidos hacia el espacio anular. El flujo

pasa por restricciones, tales como capas de recortes, formaciones hinchadas, cambios en la geometría del pozo y flujo de los sólidos y líquidos hacia o desde el espacio anular; todo esto contribuye a la presión dinámica. La densidad equivalente de circulación se define como la densidad efectiva del fluido de perforación a una profundidad dada, debida a la presión hidrostática total (incluyendo la presión originada por los recortes) y la presión dinámica.

El entendimiento de las diferentes respuestas de la presión bajo variaciones en las condiciones de perforación requieren una apreciación, tanto de las condiciones hidráulicas estándar (viscosidad, esfuerzo de cedencia, esfuerzo gel), como de las características del flujo laminar y turbulento del fluido de perforación y de cómo esas propiedades varían con la temperatura y la compresibilidad del sistema a condiciones de fondo.

1.3.3 APLICACIONES DE LAS MEDICIONES DE PRESIÓN ANULAR

Un primer uso de las mediciones de presión anular es ayudar a mantener la densidad equivalente de circulación y la densidad equivalente estática entre los gradientes de presión de poro, de fractura y de estabilidad del agujero.

La supervisión de la presión anular en el fondo del pozo se utiliza en aplicaciones de perforación, incluyendo las operaciones bajobalance, los pozos de alcance extendido, pozos de alta presión y de alta temperatura y pozos en aguas profundas.

Las mediciones se llevan a cabo por compañías de servicios y se utilizan para la supervisión de diversos efectos ocasionados por:

- Rotación de la tubería de perforación
- Carga hidrostática debida al contenido de recortes
- Suaveo y surgencia
- Pruebas de goteo
- Pruebas de integridad de la formación
- Detección de pérdidas de circulación

1.3.4 REQUERIMIENTOS FUTUROS PARA LA PREDICCIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA PRESIÓN ANULAR EN AGUAS PROFUNDAS

Si se tiene una predicción de la presión anular más exacta y un modelo de supervisión adecuado, entonces se tendrá un incremento de la eficiencia de perforación y un mejor control pozo. Es por eso que deben ser incorporados los procesos de control asistidos por computadora para alertar a los perforadores de la

importancia de los datos de presión anular y se pueden utilizar como parte de un sistema totalmente automatizado para el control de pozos.

El modelo de presión anular deberá indicar cuándo es necesario un cambio en las operaciones o en los parámetros de perforación.

El objetivo de la supervisión de la presión anular incluye lo siguiente:

- Desarrollo de un modelo calibrado, analítico y soportado por datos de pruebas de campo.
- Desarrollo de los procesos de control para manejar los mecanismos de elevación, bombeo y estrangulamiento, que sirvan como directrices para el perforador.
- Especificaciones de qué es lo que se debe medir.
- Establecimiento de especificaciones de interfase entre el modelo, los sistemas del proceso de control y el equipo relacionado.

El modelo, el cual debe afectar los procesos de control, deberá obtener mediciones reales de presión y temperatura, ritmos de circulación y densidad del lodo. Los datos pueden ser obtenidos del PWD (*Pressure While Drilling*), en la zapata, en la superficie y en el fondo marino.

En un brote, la supervisión de la presión anular deberá permitir al perforador controlar el pozo, sin experimentar un brote secundario o una pérdida de circulación. Para esto, el perforador debe contar con datos precisos de la presión anular que sea capaz de mantener un margen adecuado para la presión y la pérdida de circulación.

El diagrama de flujo asociado con este procedimiento se muestra en la Figura 1.10:

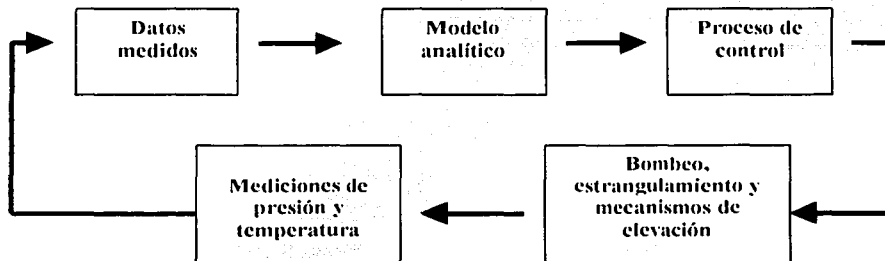


Figura 1.10 Diagrama de flujo del proceso de supervisión y predicción de la presión anular⁴.

Se deben incrementar los modelos hidráulicos existentes e incorporar la información actual del PWD. Además de eso, se requieren modificaciones para capacitar a los operadores para obtener datos de presión en la zapata.

La tecnología PWD es generalmente muy confiable. La tecnología de los procesos de control existe, pero se requieren hacer modificaciones para este uso en particular.

Actualmente existe un gran número de modelos hidráulicos de circulación y estos son comparados con los datos de PWD para tener más exactitud.

1.3.5 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN POR LA PRESIÓN ANULAR

La perforación en aguas profundas presenta problemas con la presión del pozo, los cuales son muy difíciles de manejar. Entre los principales están:

a) Pérdidas de circulación. Estas pueden surgir por:

- Pérdidas de la presión anular durante la circulación normal del fluido de perforación mientras se perfora.
- Presión positiva del pozo desarrollada durante la bajada de la sarta de perforación, de la sarta de trabajo, de la tubería de revestimiento o el movimiento de un liner.
- Circulación a través de la línea de estrangulamiento durante las operaciones de control de pozos.

b) Incidentes de control de pozos. Estos pueden surgir por:

- Reducción de la presión del pozo seguida por una pérdida de circulación.
- Presión negativa del pozo desarrollada al sacar la sarta de perforación, la sarta de trabajo, la tubería de revestimiento o durante el movimiento de un liner.
- Baja presión de fondo requerida durante las principales operaciones de control de pozos.

Los costos directos e indirectos asociados con esos riesgos son sustanciales. En un ambiente de trabajo en donde los costos diarios de perforación pueden exceder los 200,000 dls, es forzosa la necesidad de maximizar la eficiencia de operación manteniendo la seguridad y la integridad del pozo. Para lograrlo, es indispensable mejorar los medios para manejar las presiones anulares del pozo.

1.3.6 MÉTODOS PARA EVALUAR LA PRESIÓN ANULAR

Métodos analíticos

La gran mayoría de técnicas analíticas actuales para la evaluación de la presión anular estática y dinámica para flujo estacionario y transitorio no son aplicables para aguas profundas. Aunque se conoce la ingeniería para tales determinaciones con gran exactitud, las metodologías utilizadas en las principales corrientes reales durante la perforación marina tienen limitaciones en los siguientes casos:

- Caracterización reológica
- Efectos de presión y temperatura
- Concentración anular de recortes
- Comportamiento transitorio

Herramientas de medición

Los datos obtenidos del PWD (*Pressure While Drilling*), esto es, medición de la presión mientras se perfora, son muy bien aceptados para su uso en la perforación en aguas profundas para la supervisión en tiempo real de las presiones anulares, ayudando así a evitar problemas de pérdidas de circulación y de control de pozos. La herramienta PWD que se muestra en la Figura 1.11, es parte del MWD y en ocasiones forma parte de la sarta de perforación.

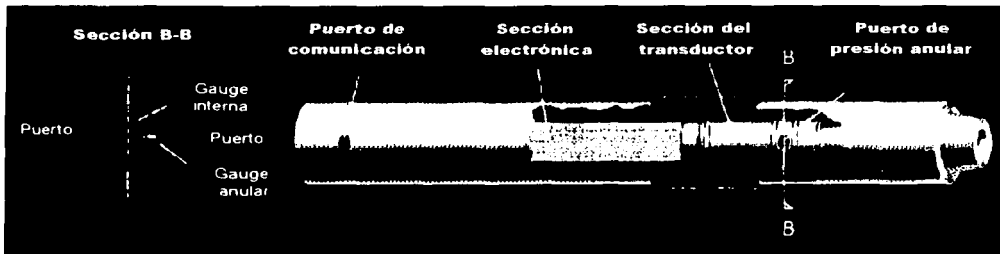


Figura 1.11 Herramienta de medición PWD de Sperry-Sun Drilling Services⁵.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.4 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

1.4.1 INTRODUCCIÓN

El programa de tuberías de revestimiento constituye una parte muy importante del costo total de un pozo y uno de los principales problemas en el diseño del pozo, por lo cual es muy importante conocer los criterios de diseño para pozos perforados en aguas profundas, de tal manera que se pueda asegurar la integridad y seguridad del pozo.

La perforación en tirantes de agua de 150m o más incrementa el número de tuberías de revestimiento y excede la capacidad de los sistemas convencionales.

Debido a los avances tecnológicos en las soluciones a los problemas que se presentan en aguas profundas, existe una gran necesidad de implementar nuevos diseños de tuberías de revestimiento que se adapten a estas soluciones y a los nuevos sistemas, como es el caso de los sistemas de doble densidad y la perforación sin riser, los cuales requieren diseños especializados.

1.4.2 FACTORES CLAVE PARA DETERMINAR LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Ya sea para pozos en tierra o pozos marinos, la primera información necesaria para desarrollar un plan de asentamientos de tuberías de revestimiento es el perfil de la presión de formación contra la profundidad. Esto establece los requerimientos mínimos de densidad del fluido de perforación.

En la práctica, la densidad del fluido de perforación, se mantiene por debajo del valor equivalente para preservar la integridad de la formación, a fin de permitir un margen para la caída de presión por circulación y para propósitos de control del pozo. Generalmente este margen es de 0.5 a 1.0 lb/gal.

La relación entre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y la máxima densidad del fluido de perforación que se puede utilizar sin fracturar la formación se ilustra en la Figura 1.12. Si el tirante de agua fuera de 250 pies (76 m), se requerirían 1,500 pies (457 m) de tubería para la perforación con un lodo de 11.7 lb/gal (1.4 g/cm³). Para 3,000 pies (914 m) de tirante de agua, se requerirían 3,200 pies (975 m) de tubería, para el mismo fluido de perforación en tirantes de agua de 6,000 pies (1829 m), se requerirían 4,000 pies (1220 m) de tubería, con igual densidad de fluido de perforación.

Por lo anterior, se puede ver que los factores clave en la determinación de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento en pozos en aguas profundas son:

- Gradientes de presión de sobrecarga de la formación, del tirante de agua y hasta del tirante de aire arriba del nivel medio del mar.
- Valores promedio de los esfuerzos matriciales de la formación, expresados en términos de la relación de Poisson o del coeficiente de Mathews y Kelly.
- Presión de formación y densidades de fluido asociadas.
- Gradiente de presión de fractura de la formación.
- Márgenes aceptables para control de brotes y prevenir pérdidas de circulación, generalmente entre 0.5 y 1.0 lb/gal (0.06 y 0.12 g/cm³).

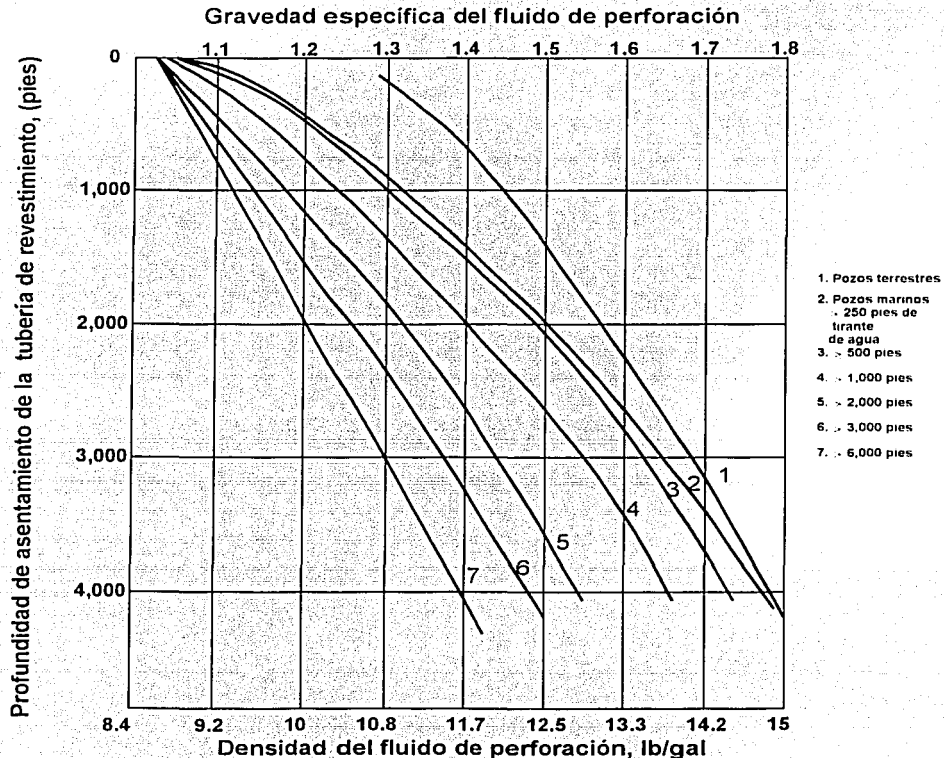


Figura 1.12 Relación entre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y la máxima densidad del fluido de perforación⁶.

Los gradientes de fractura son considerablemente más bajos en el ambiente marino debido a que el agua de mar reduce considerablemente la densidad de sobrecarga promedio, con respecto a un pozo en tierra. Este efecto ya se ha

mostrado en el Tema 1.2 correspondiente a la predicción del gradiente de fractura. La Tabla 1.2 muestra el efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura.

Tabla 1.2 Efecto del tirante de agua sobre el gradiente de fractura

PROFUNDIDAD VERTICAL DEL INTERVALO, pies (m)	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)
2,000 (609)	14.0 (1.68)	10.0 (1.2)	9.5 (1.14)
8,000 (2,438)	17.5 (2.10)	14.0 (1.68)	12.5 (1.50)

Algunos de los aspectos que se presentan cuando se perforan pozos en aguas profundas son:

- Uso de más sartas de tuberías de revestimiento.
- Conjuntos de preventores y risers de mayor capacidad.
- Uso de doble tren de preventores.
- Uso de tuberías de revestimiento expandible (correr dos sartas del mismo diámetro).
- Reducción de la densidad del fluido de perforación arriba del fondo marino mediante el uso de un sistema de doble densidad.

Las tuberías de revestimiento expandibles actualmente son un tipo de tecnología que se encuentra en la etapa de prueba. Tienen diversas aplicaciones, sin embargo, la que concierne en este caso a la industria petrolera es la consistente en la solución de los problemas de flujo de aguas someras, bajos gradientes de presión de fractura y el uso consecuente de numerosas sartas de revestimiento.

El uso de un sistema de doble densidad con un fluido de $1.02 \text{ g}/\text{cm}^3$ (8.5 lb/gal) debajo del fondo marino puede permitir extender las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento sin aumentar el riesgo de problemas de control del pozo por brote o pérdidas de circulación.

La Figura 1.13 muestra un diagrama esquemático del efecto del tirante de agua sobre la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento para el campo Mensa en el Golfo de México, desarrollado por la compañía Shell. El tirante de agua en este campo es de 5,300 pies (1,615 m).

En el caso de los pozos exploratorios, el problema es intentar una planeación de asentamiento de tuberías donde los valores de las presiones anormales deben estimarse a partir de pozos distantes o mediante métodos sísmicos, los cuales están sujetos a mayor incertidumbre.

La colocación del conductor, el cual puede ser de 20", a una mayor profundidad estaría dentro de una zona de mayor resistencia de la formación. En

La colocación del conductor, el cual puede ser de 20", a una mayor profundidad estaría dentro de una zona de mayor resistencia de la formación. En apariencia no habría ninguna razón para no colocarla a mayor profundidad. Sin embargo, el problema principal es si la formación resistirá la presión de circulación durante la cementación. El asentamiento de la tubería conductora es un verdadero problema, especialmente en aguas muy profundas e independientemente de las presiones de formación en las zonas más profundas. Adicionalmente, también deben de considerarse las presiones someras y el potencial de hidrocarburos.

Como se mencionó anteriormente, dentro de las opciones que se tienen cuando el tirante de agua es grande, existen las opciones de utilizar un mayor número de sargas de revestimiento, por un lado, y por otro, reducir la densidad del fluido de perforación arriba del fondo marino mediante el uso de un sistema de doble densidad. En la Figura 1.14 se muestra una comparación entre el número de sargas de revestimiento utilizadas cuando se utiliza perforación convencional con riser marino y el número de sargas utilizadas cuando se omite el uso del riser marino.

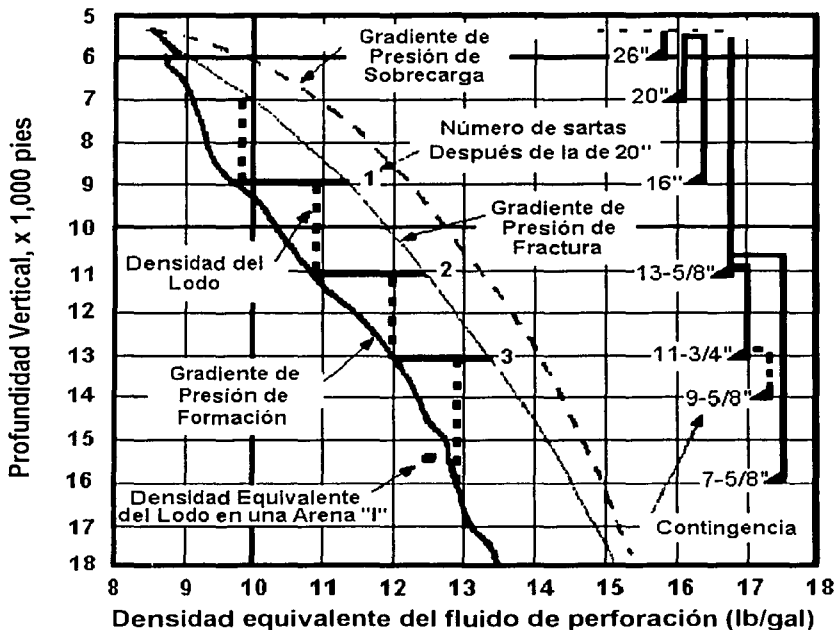


Figura 1.13 Efecto del tirante de agua sobre la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento para el campo Mensa⁶.

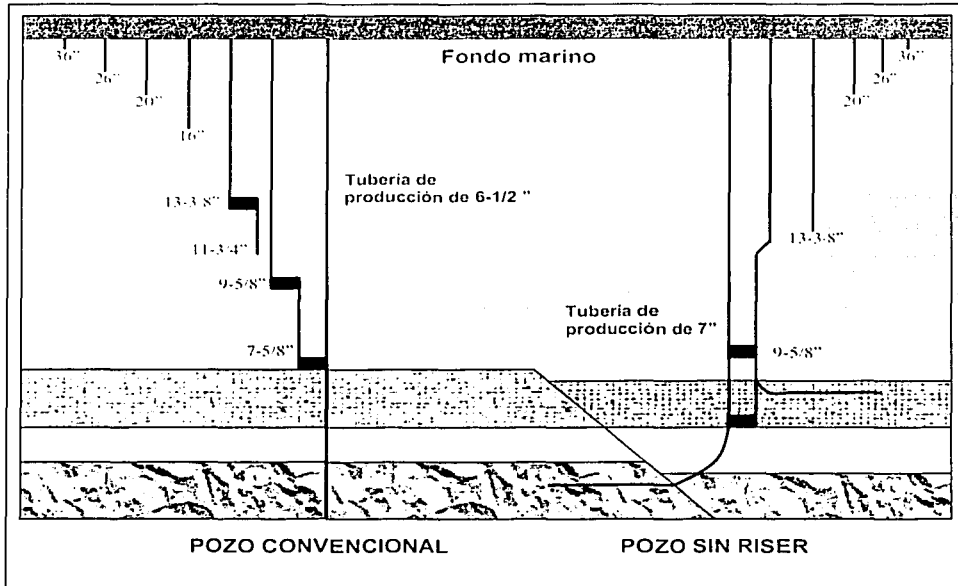


Figura 1.14 Comparación del número de sargas de revestimiento utilizadas en un pozo convencional y un pozo perforado sin riser ambos en aguas profundas⁷.

En realidad existe poca información sobre los aparentes gradientes de presión de fractura en aguas profundas. Esto demuestra los requerimientos para nuevas técnicas de perforación, entre las cuales se incluyen las siguientes:

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

1.4.3 TENDENCIA DE DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Una vez que se han calculado los gradientes de presión de poro y de fractura, que se han determinado los perfiles de temperatura e identificado los riesgos geológicos, se puede entonces empezar el diseño de las tuberías de revestimiento.

La mayoría de los diseños de sartas de revestimiento para aguas profundas han seguido rutas convencionales. Para el desarrollo de un campo en aguas profundas, generalmente es necesario que sea diseñado para una máxima producción. El tamaño de la tubería de producción requerida determinará entonces el mínimo tamaño de tubería de revestimiento requerido.

La mayoría de los pozos actuales en aguas profundas están basados en el siguiente diseño de tuberías de revestimiento:

- a) Conductor de 30"
- b) Tubería superficial de 20"
- c) Tubería intermedia de 13-3/8"
- d) Tubería intermedia de 9-5/8"
- e) Tubería corta de 7"

1.4.2 PROBLEMAS DE DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Los principales factores que afectan los diseños de las tuberías de revestimiento para pozos perforados en aguas profundas son:

1. La presión de poro y los gradientes de fractura.
2. El incremento de las presiones en el cabezal y en la zapata.
3. Las limitaciones de equipo, tales como cabezales y risers de perforación.

En aguas profundas, los diseños de las tuberías de revestimiento, están regulados principalmente por el gradiente de fractura en la zapata de la última tubería. Además, otros factores que deben ser considerados son:

- Los diseños de las tuberías de revestimiento actuales varían de acuerdo a las prácticas del operador.
- No están estandarizadas las metodologías de diseño para aguas profundas.

1.4.5 TECNOLOGÍA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EXPANDIBLE

Existen dos tipos de tuberías de revestimiento expandible: las tuberías de revestimiento expandibles ranuradas y las tuberías de revestimiento expandibles sólidas.

La selección de alguna de ellas dependerá de las características del sistema en el que se pretenda utilizar y de las características operacionales. Los sistemas ranurados son mucho más simples, debido a que necesitan menos fuerza para expandirse.

El proceso de expansión de la tubería de revestimiento expandible se lleva a cabo de manera diferente para cada tipo. En la tubería expandible ranurada se lleva a cabo desde la parte superior de la tubería hasta la parte inferior. En la tubería expandible sólida, se lleva a cabo desde la parte inferior hasta la parte superior de la tubería. El diablo o mandril es la herramienta utilizada para la expansión de la tubería. El mandril es una herramienta que consta de varios cilindros telescópicos, el cual se mueve rápidamente en el interior del agujero para aumentar el diámetro de la tubería (Figura 1.15).

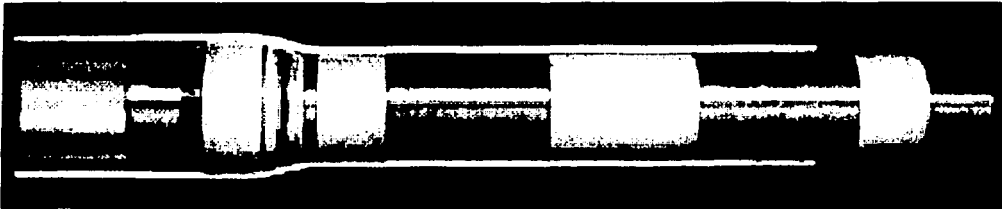


Figura 1.15 Mandril de expansión⁸.

La expansión de la tubería de revestimiento se puede llevar a cabo en pozos con agujero descubierto o con agujero ademado. Esto dependerá de los objetivos que tenga el uso de dicha tubería.

Los principales objetivos del uso de la tubería de revestimiento expandible son:

- Disminuir el efecto telescopiado de la tubería de revestimiento.
- Revestir el interior de las tuberías de revestimiento dañadas o desgastadas y aumentar su capacidad a la presión interna.
- Disminuir el número de sargas de revestimiento.
- Disminuir los costos originados por el uso de un gran número de tuberías de revestimiento.
- Mantener un óptimo tamaño del agujero.

- Alcanzar los objetivos geológicos en aguas profundas.
- Disminuir los problemas de flujos de aguas someras.
- Control de arena.
- Mejorar la productividad.
- Mejorar los diseños de tuberías de revestimiento.
- Necesidad de menos volúmenes de fluido de perforación y de control.
- Menos volúmenes de lechada de cemento.
- Uso en pozos de alta presión y alta temperatura.

El uso futuro de la tecnología de las tuberías de revestimiento expandibles está enfocado a los siguientes sistemas:

- Mejorar los sistemas actuales
- Sistemas con reentradas
- Sistemas con tecnología slender
- Sistemas con tecnología de un solo diámetro

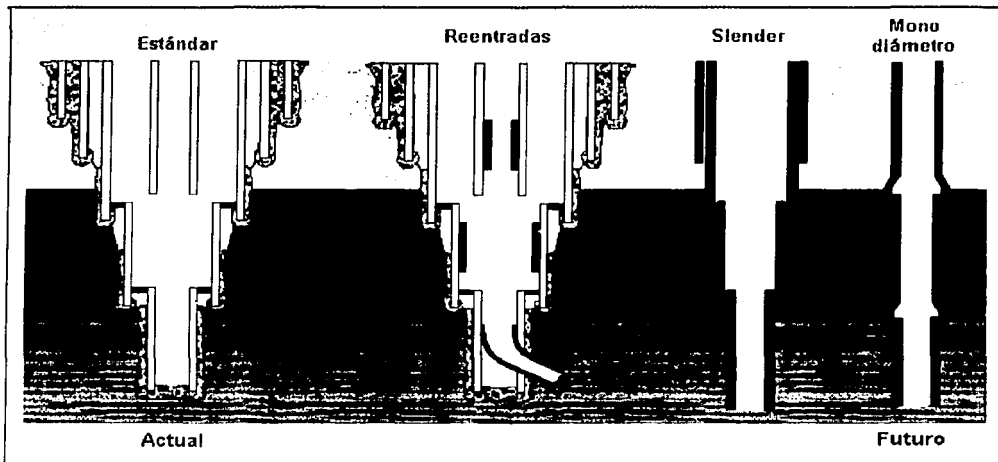


Figura 1.16 Aplicaciones futuras de la tubería de revestimiento expandible².

Es muy importante realizar nuevos diseños de tuberías de revestimientos basados en la tecnología de tubería expandible para que sean aplicados en pozos en aguas profundas.

1.5 RIESGOS DE DISEÑO

1.5.1 EVALUACIÓN DEL RIESGO

El análisis detallado de un prospecto de perforación es crucial para un pozo exitoso. Como los eventos geológicos varían de pozo a pozo dramáticamente, las características de perforación y los riesgos también variarán. Esta diferencia entre pozos es sencillamente la diferencia entre un pozo exitoso y un pozo inseguro y con problemas financieros.

Este análisis permite comparar cualitativamente los parámetros de perforación tales como potencial de flujo de aguas someras, perfil de sobrecarga, perfil de presión de poro, perfil de gradiente de fractura y perfil de velocidad de perforación. Esto está basado en los fundamentos de los gradientes de migración de los fluidos de las micro-cuencas y los límites de capacidad de sello del yacimiento.

Una vez que el análisis de los pozos clave ha sido preparado, se hace una correlación detallada de tiempo contra profundidad de los pozos claves para el pozo propuesto. Usando esta correlación detallada con los gradientes de migración de los fluidos y los límites de capacidad de sello del yacimiento, los parámetros de perforación pueden ser proyectados hacia el pozo propuesto.

Después de hacer todo esto, los riesgos ya pueden ser identificados, cuantificados, mitigados y se puede preparar un diseño y plan del pozo para reducir significativamente los riesgos. La reducción de riesgos implica directamente reducir los tiempos a los que están expuestos el equipo de perforación y el personal a situaciones potencialmente riesgosas. Esto se traduce en pocos accidentes y un ambiente de trabajo seguro. Como un segundo interés, la identificación, cuantificación y mitigación de riesgos reducirán significativamente los costos de incorporación de reservas.

En la búsqueda de todas las alternativas para aumentar la economía y seguridad, la capacidad tecnológica en aguas profundas debe ser perfeccionada para permitir seleccionar la mejor opción para desarrollar campos en dichos ambientes con el mayor provecho y seguridad. No solo es necesario un gran esfuerzo técnico sino también administrativo para lograr este fin. Debido a esto, en la industria petrolera se desarrollan programas tecnológicos cuyos proyectos tienen la finalidad de resolver de manera integral dicho problema, estos proyectos son:

- i. Estabilización de pozos horizontales y altamente desviados.
- ii. Perforación de pozos altamente desviados en areniscas no consolidadas y lutitas inestables.
- iii. Control de brotes y reventones en pozos en aguas profundas.
- iv. Uso de bombas eléctricas sumergibles (ESP's) en pozos submarinos.
- v. Uso de sistemas de separación submarinos (SSS's).
- vi. Uso de sistemas de bombeo submarino multifásico (SMP's).

- vii. Asegurar el flujo en condiciones de aguas profundas.
- viii. Reducción del tiempo de bajada del equipo debido al manejo del conjunto de preventores.
- ix. Uso de unidades de producción estacionaria con terminación seca.
- x. Uso de unidades de producción estacionaria con terminación submarina.
- xi. Adquisición y tratamiento de datos geotécnicos, geofísicos, geológicos y del medio ambiente.

1.5.2 ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

Las técnicas de administración tradicional tienden a dirigir los eventos de una manera reactiva. Muchos de los documentos que se generan en la administración de las actividades diarias, incluyen reportes y estadísticas de seguridad. Debido a la naturaleza dinámica de la industria de la perforación uno puede ser fácilmente consumido con todos estos eventos. Con esta información, la administración decide los pasos a seguir para minimizar los efectos de estas acciones y realizan planes futuros para evitar que vuelvan a ocurrir. Esto puede conducir a un ciclo en donde no existe suficiente tiempo para tener un plan debido a la cantidad de tiempo requerido para reaccionar a todos los eventos que están sucediendo. Por lo anterior, se debe realizar una evaluación proactiva del riesgo basada en las técnicas de administración.

1.5.3 PROCEDIMIENTO PARA IDENTIFICAR, CUANTIFICAR Y MITIGAR RIESGOS PARA EL DISEÑO DE POZOS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El procedimiento para la evaluación del riesgo de un prospecto de perforación en aguas profundas está basado en el concepto de proyectar de lo conocido hacia lo desconocido.

Los pasos de la evaluación son presentados en orden cronológico:

1. *Correlación tiempo-profundidad*

Se refiere a la correlación tiempo-profundidad de todos los eventos geológicos, la cual es absolutamente esencial en la evaluación del pozo.

La evolución de la exploración de hidrocarburos se ha enfocado en el uso de estudios de sísmica 3D. Antes de la perforación de un pozo exploratorio, la única forma de conocer los datos del pozo es mediante los estudios de sísmica.

2. *Análisis de los pozos clave*

El análisis de pozos clave revela la porción conocida del concepto básico de la evaluación de un prospecto de perforación (partir de lo conocido hacia lo desconocido). Deben observarse los perfiles de presión de poro, de presión de fractura y presión de sobrecarga, así como correlacionar los eventos geológicos.

Se sugiere realizar el cálculo de las geopresiones con el método de Eaton, el cual ya fue revisado en temas anteriores.

3. Proyección de los datos de pozos clave al pozo propuesto

La proyección de los datos de los pozos clave al pozo a perforar resulta obligado. Es preciso hacer una identificación de los eventos geológicos de pozo a pozo y su correspondiente cambio en perfiles de los gradientes de presión de poro y de fractura para trasladarlos al pozo objetivo.

De la misma manera el perfil del gradiente de sobrecarga es derivado de los perfiles de los pozos o el pozo clave. De la integración de todos estos se crea una ecuación general de sobrecarga. Finalmente se prepara un perfil de la capacidad de sello del yacimiento para el pozo propuesto.

4. Evaluación del potencial de flujo de aguas someras

El potencial de flujo de aguas someras es muy significativo y debe ser evaluado antes de seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Para ello se puede utilizar nuevamente los estudios de sísmica en 3D y sísmica de alta resolución. Las definiciones, conceptos, causas y métodos para el flujo de aguas someras son presentados en el próximo capítulo, razón por la cual en este momento no se abundará más en ello.

5. Selección de los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento

El análisis del flujo potencial de aguas someras es predominante en la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento conductora. Con la selección de la profundidad de la tubería de revestimiento conductora, los siguientes puntos de asentamiento son seleccionados usando los datos derivados del pozo propuesto.

6. Curva de días contra profundidad

Es muy importante e indispensable la preparación de una curva precisa de tiempo (días) contra profundidad, para planear las operaciones.

El perfil de la velocidad de penetración de los pozos clave debe ser proyectado al pozo supuesto usando una correlación detallada. Esto hace más precisa la preparación de la curva. En esta gráfica se deben incluir algunas otras operaciones detalladas específicas del equipo como el tiempo de viaje.

7. Presión de poro por medio del análisis de velocidades sísmicas

Existen muchos prospectos de perforación que tienen una profundidad total propuesta lejos del equivalente geológico de los pozos claves. Por ello, el uso apropiado de las velocidades sísmicas locales y la capacidad de sello del yacimiento nos proveen de una muy buena estimación de la presión de poro.

1.5.4 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL RIESGO (AQR) EN EL DISEÑO DE POZOS

El método AQR ha sido ampliamente utilizado en la planeación de pozos. Ahora se presenta como una aplicación al diseño de pozos, en aspectos tan importantes como la predicción de la presión de poro, la predicción del gradiente de fractura y al diseño de las tuberías de revestimiento. El AQR considera la incertidumbre de cada una de las variables de entrada y provee las propiedades estadísticas de la presión de poro, gradiente de fractura y la densidad equivalente del fluido de perforación, esto es sus desviaciones y el cálculo de probabilidades. Esta información será más crítica para pozos de alta presión y alta temperatura y para pozos en aguas profundas en donde existe un estrecho margen de diseño.

Como se muestra en la Figura 1.17, en la presente metodología de diseño el ingeniero determina un valor de presión de poro A, un valor de gradiente de fractura C y entonces selecciona un valor de densidad del fluido de perforación B, para que balancee la presión de poro y esta no exceda al gradiente de fractura.

La presión de poro, el gradiente de fractura y la densidad equivalente del fluido de perforación a cualquier profundidad dará una curva de distribución como se muestra en la Figura 1.17. El área traslapada entre las curvas de presión de poro y la curva de densidad equivalente del fluido de perforación representa el riesgo de bajo balance o de que ocurra un brote (R_k), y el área de intersección entre las curvas de gradiente de fractura y la curva de densidad equivalente del fluido de perforación representa el riesgo de pérdida de circulación o de fracturar la formación (R_f).

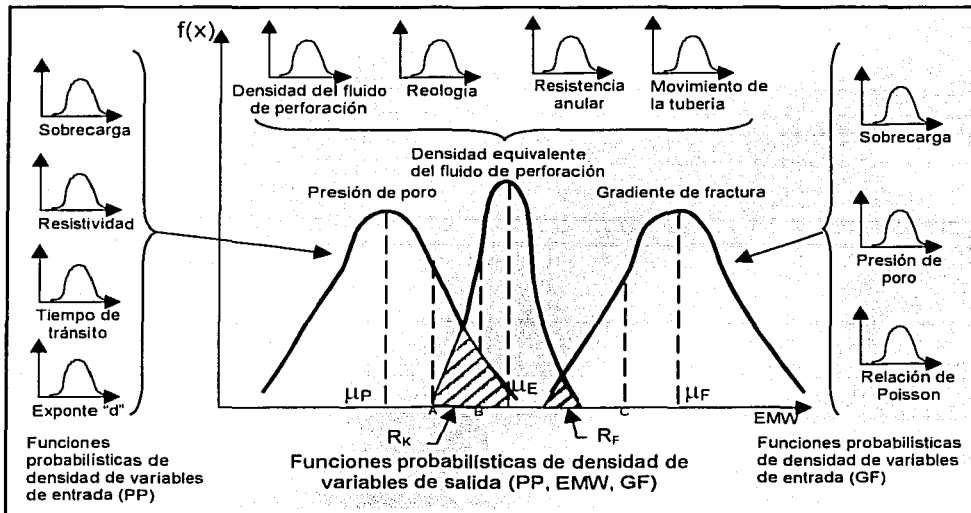


Figura 1.17 Distribución típica de la presión de poro (PP), del gradiente de fractura (GF) y de la densidad equivalente del fluido de perforación en el fondo del pozo¹⁰.

El método de AQR permite determinar los riesgos R_k y R_f de manera cuantitativa.

Los parámetros necesarios para el cálculo cuantitativo del riesgo se discuten discutidos a continuación:

Valor medio: El valor medio μ , es el valor esperado de las densidades promedio. Este es definido como:

$$\mu = \frac{\sum x_i}{N} \quad (1.14)$$

Donde:

x_i = Parámetro considerado en cuestión

N = Número de veces que se considera

Desviación estándar: La desviación estándar σ , es una medida de la dispersión o variabilidad con respecto al valor medio. Está dado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \mu)^2}{N}} \quad (1.15)$$

Coficiente de varianza (COV): El COV cuantifica la dispersión de la desviación estándar por encima del valor medio. Entre mas grandes sean los valores de COV habrá mayor incertidumbre de los datos.

$$COV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (1.16)$$

Para calcular el riesgo de que la densidad equivalente del fluido de perforación sea menor que la presión de poro, o el riesgo de que ocurra un brote, R_k , se deben primero determinar los valores promedio y la desviación estándar de los datos de presión de poro, μ_p y σ_p y los datos de la densidad equivalente del fluido de perforación, μ_E y σ_E .

Para una distribución de presión de poro normal y los datos de densidad del fluido de perforación equivalente normales, el margen entre las dos funciones probabilísticas de densidad (FPD) es también una distribución normal, y tiene un margen medio de:

$$\mu_{EP} = \mu_E - \mu_p \quad (1.17)$$

Donde:

μ_{EP} = Margen medio de seguridad entre la presión de poro y la densidad equivalente del fluido de perforación

y su desviación estándar también se calcula como:

$$\sigma_{EP} = \sqrt{\sigma_E^2 + \sigma_P^2} \quad (1.18)$$

El riesgo de que ocurra un brote R_k a cualquier profundidad dada puede ser determinado por:

$$R_k = 1 - \Phi\left(\frac{\mu_{EP}}{\sigma_{EP}}\right) \quad (1.19)$$

Donde Φ designa a la distribución normal estándar, la cual es una distribución Gaussiana con parámetros $\mu = 0$ y $\sigma = 1.0$.

De forma similar, el riesgo de pérdida de circulación R_f puede ser calculado por:

$$R_f = 1 - \Phi\left(\frac{\mu_{FE}}{\sigma_{FE}}\right) \quad (1.20)$$

Donde:

$$\mu_{FE} = \mu_F - \mu_E \quad (1.21)$$

y

$$\sigma_{FE} = \sqrt{\sigma_F^2 + \sigma_E^2} \quad (1.22)$$

Las aplicaciones del método en la predicción de la presión de poro y la presión de fractura, no solo mejorará las técnicas de los cálculos, sino también ampliará el rango para realizar nuevas aplicaciones en la evaluación del riesgo, administración del riesgo, en la toma de decisiones, la supervisión del riesgo en tiempo real, el control de pozos y los diseños de las tuberías de revestimiento.

2. CONTROL DE POZOS CON EQUIPO SUBMARINO

2.1 FLUJO DE AGUAS SOMERAS

2.1.1 INTRODUCCIÓN

El flujo de aguas someras, es reconocido como uno de los principales problemas para las operaciones de perforación en aguas profundas en el Golfo de México desde que se observó por primera vez en 1985. El flujo de aguas someras ha sido identificado como uno de los 5 problemas más importantes que debe ser atacado en la exploración y producción en aguas profundas, por lo que los operadores han desarrollado varias estrategias y productos para combatirlo.

Los problemas asociados con el flujo de aguas someras han sido de gran impacto para los costos de exploración, perforación y desarrollo de campos en las zonas propensas al flujo de aguas someras. En un estudio realizado de 106 pozos en zonas con flujo potencial de aguas someras se determinó que se gastó un total de 175 millones de dólares tanto en actividades de prevención como de solución al problema, lo que es aproximadamente 1.6 millones de dólares por pozo. Generalmente un pozo gasta el 34% en prevención y el 66% en soluciones.

Debido a los altos costos que este problema provoca, la mayoría de los operadores prefieren primero identificar las zonas con flujo potencial de aguas someras y después tratar de mitigarlos con una inversión pequeña, ya que las zonas con flujo de aguas someras no son de interés económico.

De acuerdo a un reporte emitido por Fugro Geoservices Inc. aproximadamente el 70% de los pozos perforados en aguas profundas han experimentado flujo de aguas someras.

Actualmente no existe un método sísmico capaz de identificar y caracterizar con exactitud el flujo de aguas someras. Debido a esto los operadores no tienen otra opción que resolver el problema después de que este se ha presentado. Es por ello que en la sección 2.1.5 se mencionarán algunas soluciones al problema durante la perforación de pozos en aguas profundas.

2.1.2 DEFINICIÓN DE FLUJO DE AGUAS SOMERAS

El flujo de aguas someras puede ser definido como el flujo de agua por fuera de la tubería de revestimiento estructural hacia el fondo del océano. Este flujo de agua puede desgastar el soporte estructural del pozo, lo cual conduce al pandeo de la tubería de revestimiento y subsecuentemente la daña. Este fenómeno compromete la integridad del pozo, dando como resultado la pérdida del control del pozo.

El flujo de aguas someras se refiere al flujo de agua proveniente de una formación sobrepresionada cerca de la parte superior del pozo o en la zona somera del pozo. Aunque esos flujos pueden ocurrir en cualquier tirante de agua, son más prevalentes en tirantes de agua mayores a 600m. Típicamente ocurren a profundidades por debajo del fondo marino de 100 a 600m, pero también pueden ocurrir hasta 2100m o más por debajo del fondo marino.

El control del flujo de aguas someras se hace más difícil debido al problema de la ventana operativa reducida del fluido de perforación.

El flujo de agua de la zona sobrepresionada es causado por algunas condiciones severas. La presión hidrostática inducida mediante un fluido de perforación en la zapata puede fracturar una formación somera, provocando una pérdida de columna hidrostática y un patrón de flujo para el agua. Normalmente las arenas permeables presurizadas se hinchan cuando son perforadas sobre balance y empiezan a fluir cuando la circulación se detiene.

Los problemas más significativos del flujo de aguas someras son aquellos asociados con la erosión del soporte estructural del pozo cuando el flujo se extiende hasta el fondo marino detrás de una o más sartas de tubería de revestimiento. La Figura 2.1 muestra el tipo de abertura encontrado y que es provocado por el flujo de aguas someras.

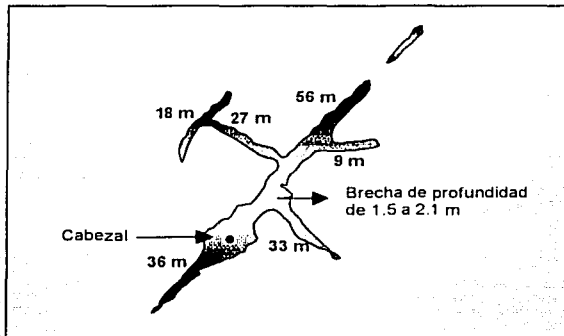


Figura 2.1 Brecha formada en el fondo marino por el flujo de aguas someras¹¹.

En la actualidad, se ha reconocido el daño que el flujo puede ocasionar a los pozos cercanos a través de la erosión y el "mining" de las arenas, las cuales afectan la integridad estructural de los pozos vecinos (Figura 2.2).

La erosión es la falla en la superficie de la arena de la pared del pozo debido a un derrumbe dentro del pozo o como resultado de una turbulencia creada por el flujo desde la barrena. El mining es la producción de arena con la producción del agua de formación, es el flujo de arena con agua.

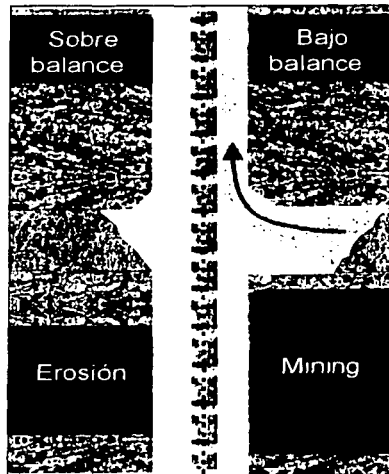


Figura 2.2 Erosión y mining de arenas¹².

2.1.3 MECANISMOS QUE ORIGINAN EL FLUJO DE AGUAS SOMERAS

Partiendo de estudios realizados en pozos en aguas profundas, se han identificado cuatro mecanismos que originan el flujo de aguas someras, estos son:

- a) Fracturas inducidas
- b) Almacenamiento inducido
- c) Arenas geopresionadas en intervalos del conductor
- d) Transmisión de geopresiones a través de los canales de cemento.

A continuación se describen brevemente cada uno de estos mecanismos:

a) Fracturas inducidas

En el mecanismo de fracturas inducidas, la presión generada en la zapata excede al esfuerzo de la formación ocasionando la generación de una fractura por la cual fluyen los fluidos del pozo hacia la superficie. Estas fracturas ocurren generalmente en el conductor (20") o en las secciones superficiales del pozo (16" o 13-3/8"), ver la Figura 2.3. Esta presión puede ser ocasionada por la fricción en el pozo, del empaque, de los recortes suspendidos o debido al incremento de la densidad del fluido de perforación.

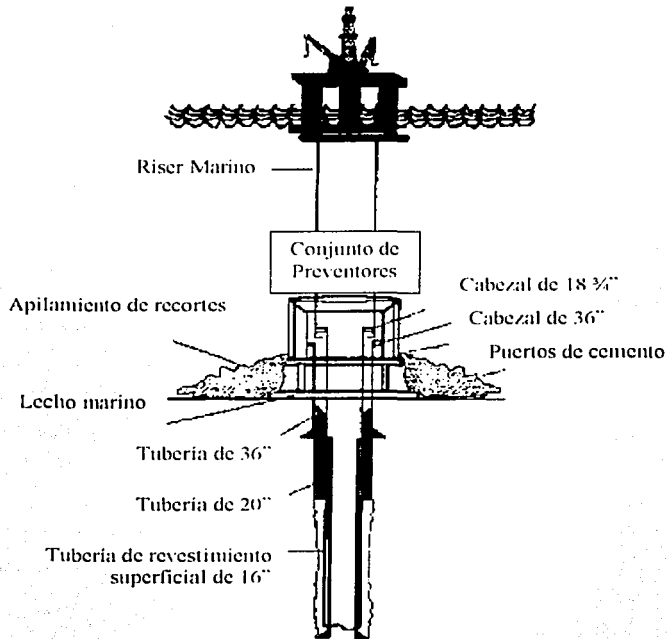


Figura 2.3 Tubería de revestimiento superficial y apilamiento de recortes¹³.

La fractura provee un canal de paso aislando el cemento cerca de la zapata, en cuyo caso el flujo ocurrirá entre el conductor (típicamente de 20") y la tubería de revestimiento estructural (generalmente de 30" o 36"). La fractura provee una trayectoria hacia la superficie del fluido de perforación no consolidado, en este caso, el flujo produce pequeños volcanes superficiales los cuales permiten escapar el fluido y transportar los recortes de la formación.

b) Almacenamiento inducido

El almacenamiento inducido describe una condición que es producida cuando las presiones generadas en la columna del fluido penetran la zona somera porosa y permeable de arenas o limos los cuales estuvieron previamente sometidos a una presión normal. Este es un fenómeno que comúnmente se presenta en estratos de sedimentos en aguas profundas por encima de la primera formación sello. En sedimentos muy someros, las lutitas generalmente tienen la suficiente porosidad y permeabilidad para ser penetradas.

Este mecanismo normalmente se presenta debajo de la tubería de revestimiento estructural mientras se está perforando o instalando la tubería de revestimiento en el conductor (previo a la corrida del arreglo de preventores y riser). Cuando la circulación se detiene, la formación cargada está a una presión más alta que la del pozo, lo cual provoca una invasión de fluidos hacia el pozo, esto puede ser observado en la cabeza del pozo con la ayuda de un ROV.

c) Arenas geopresionadas en el intervalo del conductor

La perforación de arenas geopresionadas antes de instalar el riser y los preventores, es la causa más común del flujo de aguas someras. También es uno de los mecanismos que causan más daño. Las prácticas de control de pozos convencionales no son posibles cuando se llega a las arenas geopresionadas antes de instalar el conductor de 20" y el cabezal de alta presión (antes de instalar el conjunto de preventores y el riser). No hay un sistema cerrado para completar la circulación y el conjunto de preventores no mantienen una hermeticidad respecto a la presión.

En estos casos generalmente se perfora con agua marina y gel para barrido (1.02 g/cm^3 - 1.05 g/cm^3). Esta columna de fluido provee un gradiente insuficiente para contener la geopresión de las arenas. Cuando una arena geopresionada no es controlada, el agua de la formación fluye hacia el océano transportando sólidos de la formación y provocando un hinchamiento potencialmente grande en las arenas. Si se permite el flujo mientras se está corriendo y cementando la tubería de revestimiento, el agua de la formación puede contaminar el cemento y formar canales en el cemento. Esto puede significar un gran riesgo para el pozo que incluso podría perderse.

Cuando se perforan formaciones geopresionadas, los recortes hacen más denso al fluido de perforación (en este caso agua marina) que tiende a contener el flujo. A diferencia del almacenamiento inducido, el flujo de las arenas geopresionadas tiende a incrementar con el tiempo, por una parte es debido al desplazamiento de algún material denso de perforación y por otra, es debido al incremento del área de las arenas geopresionadas tal como el aumento del diámetro del agujero. Generalmente, los sedimentos se acumulan alrededor de la tubería estructural.

Existen dos modelos generales que pueden ser usados para describir el origen de las geopresiones en las arenas geopresionadas someras, estos son:

1. Compactación desequilibrada.
2. Compactación diferencial.

En el modelo de compactación desequilibrada, el incremento de la geopresión es el resultado de una rápida depositación de la zona geopresionada que incrementa la presión de poro. El flujo de agua hacia el lecho marino de la zona geopresionada es obstaculizado por un sello (Ver Figura 2.4). Generalmente

los sellos son secciones condensadas con bajo ritmo de depositación, formados en grandes áreas. Los sellos comúnmente están compuestos por sedimentos de granos finos (arcillas y nanofósiles) con una muy baja permeabilidad. La compactación desequilibrada es causada por la rápida sedimentación sobre el sello y por la alta presión a la que se encuentran entrapados los fluidos por debajo de él.

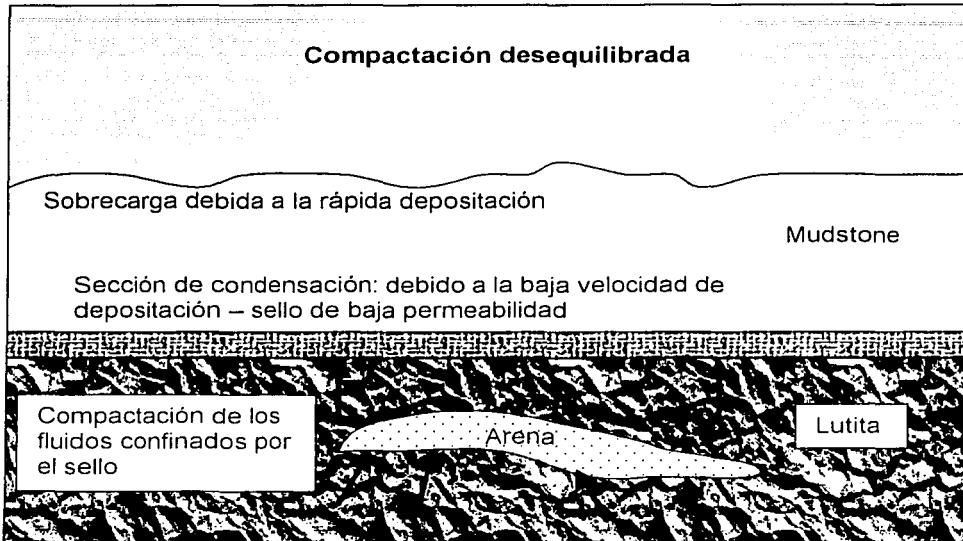


Figura 2.4 Compactación desequilibrada como fuente de geopresiones¹³.

El modelo de compactación diferencial está representado por una arena entrapada en un lutita, por un sello suprayacente a la lutita, y por una diferencia en el espesor de los sedimentos suprayacentes a la lutita.

La Figura 2.5 muestra que la presión de sobrecarga generada sobre la lutita transmite una fuerza lateral sobre la arena.

d) Transmisión de geopresiones a través de canales de cemento.

El flujo de aguas someras puede también ser causado por una mala cementación del conductor o de las tuberías de revestimiento superficiales.

Las geopresiones son transmitidas hacia la parte superior del pozo a través de los canales de cemento. La presión transmitida está en función de la densidad del fluido que pasa por los canales.

Los sólidos que contiene el fluido que pasa por los canales (fluido de perforación) incrementan la presión transmitida hacia la parte superior del pozo. Si

está presión es entrampada por un sello o propiamente por el cemento de la tubería de revestimiento, la presión transmitida podría represionar a la formación disminuyendo su presión de fractura. Si esta presión es más grande que la presión de fractura de la formación, está puede fracturarse. En un caso extremo, podría causar que el conductor o la estructura de la sarta de revestimiento se rompieran.

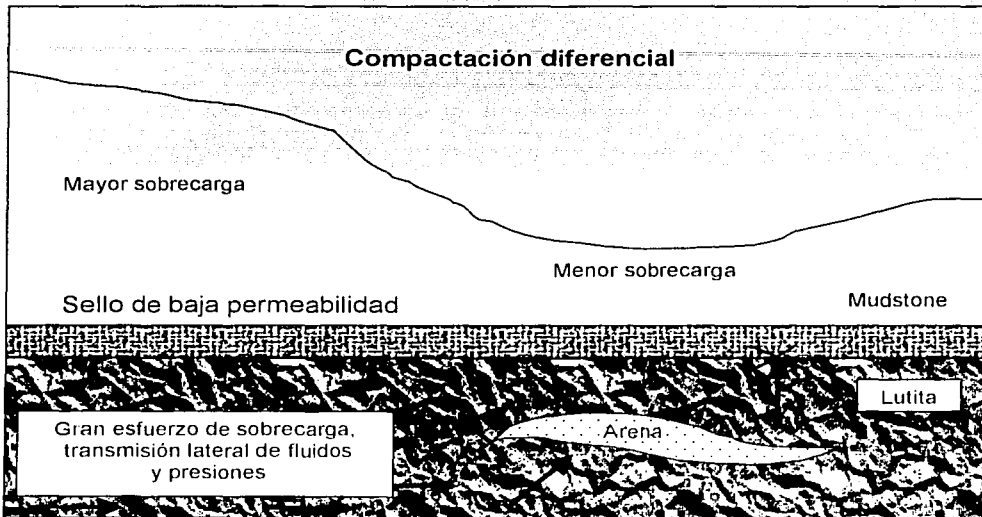


Figura 2.5 Compactación diferencial como fuente de geopresiones¹⁴.

2.1.4 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DEBIDO AL FLUJO DE AGUAS SOMERAS

Dentro de los problemas que se generan por la presencia de flujo de aguas someras se han identificado los siguientes:

a) Brotes

Han sido documentados casos en donde la tubería de perforación ha presentado brotes inmediatamente al perforar la zona de arenas someras. El mecanismo exacto que ocurre al producir la presión de impulso que expulsa violentamente la tubería de perforación no ha sido bien identificado. Solo se sabe por el operador, que fue en una zona geopresionada y que la formación estaba bajo balanceada. El intervalo fue perforado sin riser el cual pudo haber ayudado a darle la rigidez necesaria a la sarta de perforación. La sobrepresión en las arenas pudo haber sido suficiente para levantar el aparejo de fondo fuera del pozo. El

hinchamiento de las arcillas pudo haber reaccionado lo suficiente y formar un sello alrededor de la barrena y actuar como un pistón en el pozo.

b) Pérdidas de circulación

Los flujos de aguas someras se extienden hasta el lecho marino dando como resultado flujo cerca de la cabeza del pozo, pequeñas fisuras en el lecho marino, volcanes de fluido de perforación, grietas y cráteres. Algunas veces causan extensos flujos de fluido de perforación en el lecho marino, fracturas y cañones que se extienden decenas de metros (Figura 2.6).

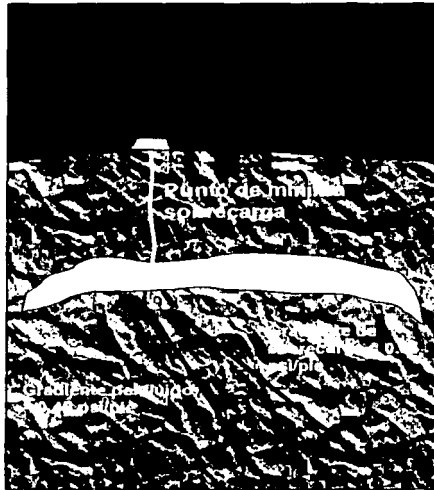


Figura 2.6 Formación de volcanes de presión¹².

La perforación con pérdida de circulación inducida, usualmente se presenta en el primer intervalo del riser, por ejemplo, en la tubería de revestimiento de 16". Debido a que la zapata superficial se asienta generalmente a 600m debajo del fondo marino, la ventana operativa del fluido de perforación es aún más reducida. El bajo esfuerzo de las arenas no consolidadas en las zonas someras hace más crítico el problema.

c) Pandeo de las tuberías de revestimiento

El flujo de aguas someras se manifiesta regularmente como un flujo que sale por una abertura proveniente de la cabeza 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. Los flujos detrás de la tubería de revestimiento pueden ocasionar el aumento del daño por fricción entre la tubería de revestimiento y la formación, el hundimiento en el cabezal del pozo y de la tubería de revestimiento, además de su pandeo, como se muestra en la Figura 2.7.

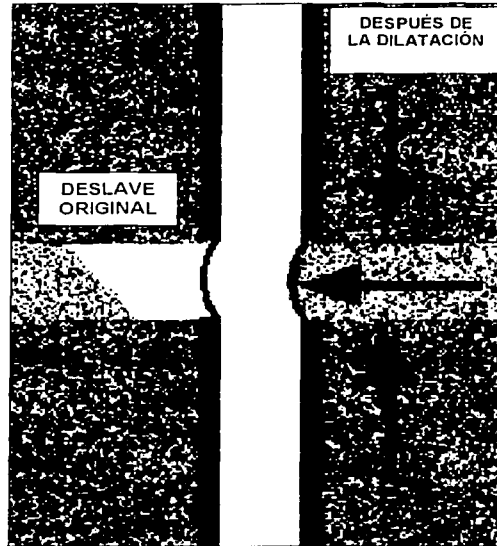


Figura 2.7 Pandeo de la tubería de revestimiento debido a la dilatación de las arenas¹².

d) Problemas asociados a la cementación de las tuberías de revestimiento.

La cementación de la tubería de revestimiento a través de intervalos con flujo de aguas 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, con espacios anulares grandes y bajas densidades de la lechada de cemento. Se utilizan fluidos pre-cementantes SSF (*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 sellado anular completo. Se ha probado que las cementaciones con espuma parecen ser las lechadas más efectivas para controlar los flujos de aguas 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 ductibilidad, mejora el aislamiento térmico y desarrollan resistencia a la compresibilidad superiores a bajas temperaturas.

e) Formación de hidratos

La formación de los hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas puede tener muchos efectos adversos. En el Tema 2.2 se revisarán con más a detalle cada uno de ellos.

2.1.5 SOLUCIONES AL PROBLEMA DE FLUJO DE AGUAS SOMERAS

El hecho de conocer la zona del problema no representa ninguna garantía de solución a los problemas de perforación en aguas profundas. 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 son generalmente operaciones costosas y problemáticas.

Actualmente el estado del arte de la tecnología de perforación en aguas profundas presenta diversas áreas de investigación y desarrollo de tecnología. Como soluciones para el problema de flujo de aguas someras se tienen las siguientes:

a) Soluciones partiendo de base de datos de flujo de aguas someras

La recolección de datos para entender un problema es uno de los métodos más efectivos para combatir los problemas. La mayoría de los datos disponibles sobre el flujo de aguas someras están en forma de historias de casos, como aquellas publicadas por la SPE. Esta base de datos contiene información histórica relevante y técnica acerca del flujo de aguas someras, ocurridas principalmente en las aguas profundas del Golfo de México.

La base de datos incluye un rango amplio de información que contiene resúmenes de pozos, reportes de perforación, estudios de riesgo, resultados de pruebas de goteo, tablas de datos de disparos, archivos de tuberías de revestimiento y cementaciones, así como reportes de fluidos de perforación de la mayoría de los pozos incluidos. También son representados muchos tipos de registros incluyendo registros de fluidos y de MWD. También se incluyen en la base de datos registros de presión de poro, densidad de las lutitas, temperatura, sonido, otros indicadores de flujo de agua, inducción, rayos gamma, densidad, neutrón, echados de la formación, RFT y registros de evaluación del cemento.

b) Modificación de la permeabilidad

Esta técnica consiste en bombear un sellador de la matriz, el cual consiste de un monómero y un activador para interrumpir el flujo de agua, controlar la pérdida de circulación y ayudar a consolidar a la formación.

El uso de fluidos gelados se usa para disminuir la permeabilidad de la formación en la zona de flujo de aguas someras. La práctica general para el uso de esta técnica implica perforar un intervalo predeterminado dentro de la zona de flujo de aguas someras, sacar la barrena hasta un punto por encima de la zona y entonces bombear el fluido gelado a través de la barrena. Dependiendo de la composición del fluido, de la temperatura y de la cantidad de activador presente será el tiempo de formación o solidificación del gel. Esto, además de disminuir la capacidad de flujo del agua de formación, incrementará la integridad estructural de la zona. En un caso ideal, dicha integridad estructural de la formación permitirá realizar la apertura del agujero, el asentamiento y cementación de la tubería de revestimiento y además proveer un sello entre el cemento y la formación.

c) Nuevos diseños de lechadas de cemento

Debido al alto potencial de flujo y a las bajas temperaturas, el flujo de aguas someras requiere de lechadas especiales. Las propiedades necesarias de estas lechadas son: tiempos de transición cortos (el tiempo de transición es el tiempo requerido por la lechada de cemento, bajo condiciones estáticas, para ir desde un esfuerzo gel de cero hasta un esfuerzo máximo en el que el cemento está fraguado) y un aceptable desarrollo de esfuerzo. El período de tiempo de desplazamiento de una lechada de cemento antes de que este empiece a desarrollar la estructura del gel es llamado tiempo de retraso del gel. Este es el periodo de transición durante el cual una columna de cemento tiene el suficiente esfuerzo gel para soportarse a si misma. Es muy importante tratar de minimizar el tiempo de transición en una lechada de cemento, aunque esto es muy difícil de lograr a bajas temperaturas. La naturaleza expansiva de los cementos espumantes compensa el volumen perdido durante el tiempo de transición.

Han sido desarrolladas mezclas especiales con las propiedades requeridas a través de la química. Ahora existen diferentes mezclas usadas en diferentes partes del mundo. Los componentes de esas mezclas son usualmente adaptadas a las necesidades y a las características de los cementos locales o de las diferentes regiones. Una ventaja de los cementos espumantes usados en el flujo de aguas someras es que estos permiten modificar la densidad de la lechada de cemento durante las operaciones.

d) Métodos no convencionales de instalación de conductores

Un método no convencional de instalación de un conductor consiste en correrlo sobre una sarta de perforación. El mecanismo de impulso, usa un motor de fondo y una barrena para remover los recortes dentro del conductor mientras este se está introduciendo. Los beneficios de esta técnica incluyen la eliminación

del espacio anular del conductor en donde normalmente ocurre el flujo de aguas someras y además permite controlar el flujo de gas somero (Figura 2.8).

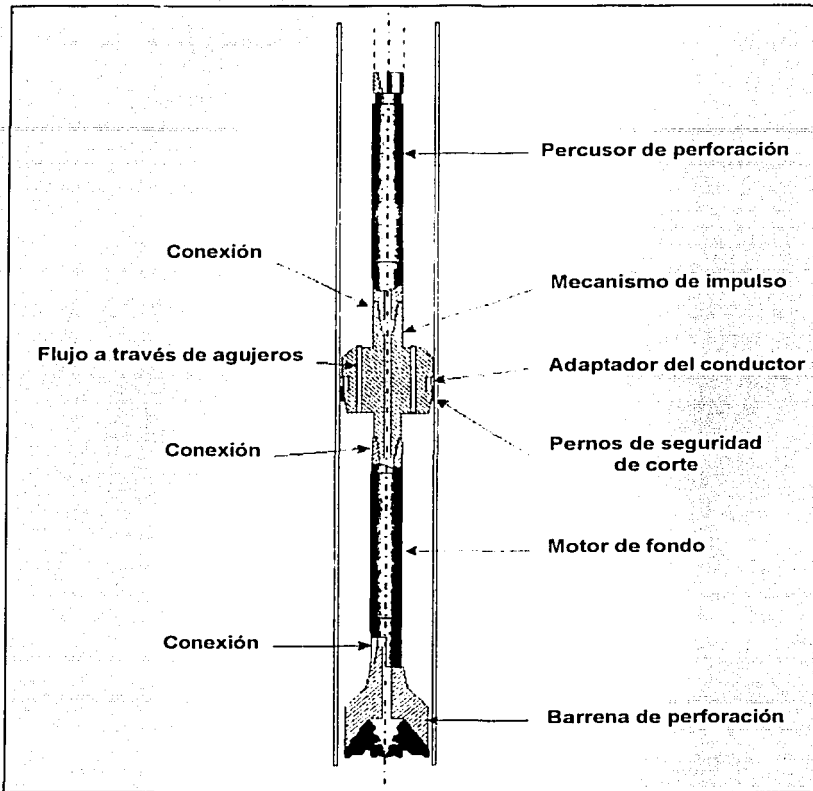


Figura 2.8 Mecanismo de instalación de un conductor¹¹.

e) 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.

Realmente, la perforación sin riser puede resolver muchos problemas, tales como configuraciones del sistema de perforación, el control de presiones del pozo, la inestabilidad del pozo, la capacidad del equipo, el flujo de agua en formaciones

someras, el número de sartas de revestimiento y la pérdida de circulación. Por esto se considera como una alternativa atractiva para la exploración y explotación de los campos en aguas profundas.

f) Sistemas 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, se amplía la ventana operativa del fluido de perforación.

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.

Debido a estas características, este sistema permite:

- 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 Industrial Conjunto (JIP), dedicado a crear soluciones prácticas a los obstáculos encontrados durante la perforación en aguas profundas. A principios de 1996, esta alianza inició la búsqueda de la tecnología de doble densidad para solucionar problemas tales como:

- Altas presiones
- Bajos gradientes de fractura
- Ambientes en aguas profundas y ultraprofundas
- Flujo de agua en formaciones someras
- Control de zonas de pérdida de circulación
- Incidentes de control de pozos

g) Tubería de revestimiento expandible

La tubería de revestimiento expandible fue desarrollada para reemplazar la 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 de un diablo que se corre 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

h) Técnicas de cementación avanzadas

Estas técnicas están enfocadas a reducir los efectos de las bajas temperaturas en aguas profundas sobre el tiempo de transición prolongado del cemento. Para mitigar este problema se utilizan las siguientes técnicas:

- Utilizar cementos de baja densidad
- Cementación con nitrógeno

i) Alternativas de solución químicas

Una de las soluciones al flujo de aguas someras es bombear químicos tratados que puedan consolidar y reducir la permeabilidad de esas zonas, después de bombear estos químicos es necesario complementar la operación con el estado del arte de las prácticas de cementación.

Existen muchos materiales diferentes para consolidar la formación y reducir la permeabilidad, los materiales más usados son:

- Polímeros de cadena cruzada
- Soluciones monoméricas polimerizadas in-situ
- Resinas

Para que el fluido inyectado tenga éxito en las zonas de flujo de aguas someras, este debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- El fluido debe distribuirse uniformemente y después sellar o consolidar la formación.
- Ayudar a que la formación resista las fuerzas que causan el flujo.
- Tener la suficiente resistencia y adhesión para mantener un sello efectivo y consolidar a la formación hasta que el pozo pueda ser cementado, como es el caso de los fluidos gelados.
- Permitir que el tiempo de bombeo del fluido pueda ser controlado a bajas temperaturas en la zona de flujo de aguas someras.

Además, se debe contar con las técnicas apropiadas de desplazamiento para que el fluido inyectado pueda ser desplazado dentro del pozo, se introduzca dentro de la formación no consolidada y permita fijarla.

j) Uso de risers marinos de alta capacidad volumétrica

El uso de risers marinos de alta capacidad volumétrica ofrece un medio ambiente de perforación sobre balance. Ayuda a eliminar el mining de las arenas. Se usan aditivos para el fluido de perforación avanzados y costosos que ayudan a reducir la reactividad de las arcillas y la pérdida de fluidos. La presencia del riser provee un soporte lateral para reducir o contener los brotes de la tubería de perforación. La presión hidrostática originada por la columna de fluido ayuda a mantener una condición sobrebalance mientras se fragua el cemento. La primera desventaja es la alta densidad equivalente de circulación producida por el peso de los recortes que tienen que ser transportados hacia la superficie, lo cual hace más difícil el uso del riser de alta capacidad debido al problema de la ventana operativa del fluido de perforación.

k) Fluidos de perforación utilizados para la perforación de pozos en zonas de flujo de aguas someras

El sistema de fluidos de perforación ideal para la perforación de pozos con flujos de aguas someras debe proporcionar tanto la presión hidrostática necesaria como la protección química de las formaciones no consolidadas.

Una buena práctica para perforar en zonas de flujo de aguas someras es considerar un desplazamiento del fluido con un diseño especial utilizando fluidos pre-cementantes SSF (*Settable Spotting Fluids*), que son fluidos con contenido de cementantes, seguidos de una cementación rápida con cemento ligero, ya sea con espumas o con materiales ligeros. De esta manera tendremos un material dúctil y fuerte que selle el espacio anular en un tiempo suficiente.

Los silicatos de sodio cuando se mezclan con cationes divalentes, como los del calcio, forman un gel que ayuda a estabilizar y obstruir el flujo de agua con arena mediante la gelación in situ. Sin embargo, antes de intentar la inyección de cualquier fluido para la consolidación de la formación, se deben también considerar los efectos del daño potencial de fracturamiento.

Utilizando micro fibras de celulosa se pueden consolidar los sólidos dentro de un fuerte y estable enjarre. Estas fibras también viscosifican el fluido y le proporcionan la capacidad de acarreo de barita, carbonato de calcio y otros materiales incluidos en la pérdida de circulación, así como de los sólidos perforados.

2.2 FORMACIÓN DE HIDRATOS

2.2.1 INTRODUCCIÓN

Los hidratos son una mezcla sólida de gas y agua que en apariencia son semejantes al hielo sucio (Figura 2.9). Se pueden formar a temperaturas arriba de 32°F (0°C) con la presión requerida. Las altas presiones hidrostáticas del fondo marino y los bajos ambientes de temperatura encontrados en la perforación en aguas profundas, incrementan la probabilidad de la formación de los hidratos en las líneas de estrangulación, en las líneas de matar, en los risers, en los preventores y en los cabezales submarinos.



Figura 2.9 Formación de hidratos en el fondo marino en ambientes en aguas profundas¹⁴.

2.2.2 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS

Los hidratos fueron observados por primera vez por Davy en 1810. Fueron introducidos a la industria petrolera en 1934 por Hammerschmidt, quien determinó que esas sustancias fueron las responsables de congelar unas líneas de transmisión de gas.

Los hidratos son parte de un grupo de sustancias conocidas como clatratos, ya que consisten de moléculas "host" (agua) que forman una retícula que sirve para atrapar a las moléculas de gas. El metano, etano, propano, butano, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono son conocidos por formar hidratos con el agua.

Una propiedad muy importante de los hidratos es la cantidad de gas atrapado en un volumen dado. Un pie cúbico (0.028m³) de hidrato puede contener 170 pies cúbicos estándar (4.8m³) de gas. Cuando los hidratos se descomponen mediante una reducción de la presión o por el incremento de la temperatura, producen un volumen grande de gas.

Las condiciones de presión y temperatura a las cuales los gases y el agua forman hidratos estables han sido calculadas con exactitud. La composición del gas natural es un factor muy importante que afecta a la formación de hidratos. A medida que la gravedad específica del gas incrementa, los requerimientos de presión y temperatura necesarios para la formación de hidratos llegan a ser menos severas. Esta característica de los hidratos de gas se muestra en la Figura 2.10.

Un segundo factor que afecta a la formación de hidratos es la composición de la fase líquida. Muchas sustancias cuando son adicionadas a la fase líquida disminuyen la temperatura de formación de los hidratos a una presión dada.

Ocurre un superenfriamiento cuando la temperatura de la mezcla gas-líquido es menor que la temperatura de equilibrio de los hidratos a una presión dada.

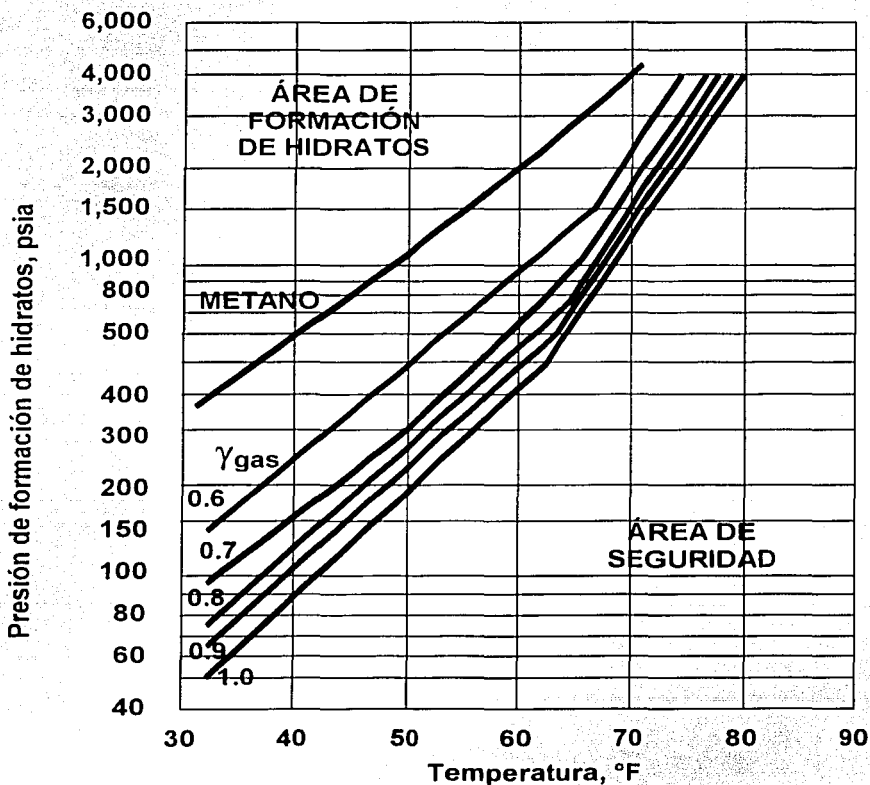


Figura 2.10 Condiciones favorables para la formación de hidratos¹⁵.

Gradientes de temperatura

Con el incremento del tirante de agua, la temperatura estática marina normalmente declina bruscamente en forma parabólica. Para el caso del Golfo de México la temperatura promedio (Figura 2.11) declina rápidamente en un rango de 9°C(48°F) a 457m(1500 pies).

Debajo de esta profundidad, la temperatura del agua declina más lentamente hasta 4°C(40°F) a 914m(3000 pies).

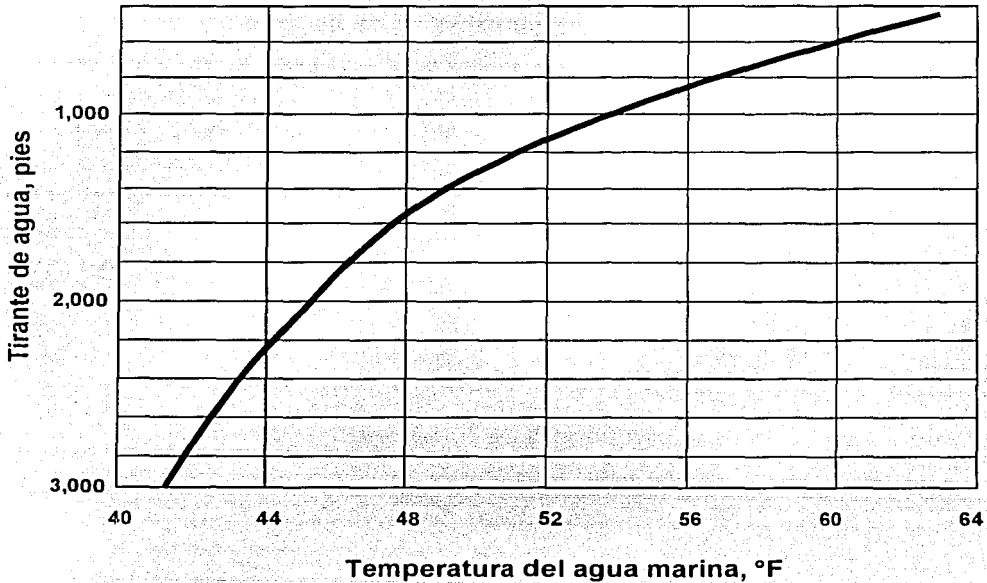


Figura 2.11 Temperatura promedio de las aguas marinas del Golfo de México vs tirante de agua¹⁵.

2.2.3 EFECTOS DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DURANTE LAS OPERACIONES DE CONTROL DE POZOS

La formación de los hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas tiene muchos efectos adversos, entre los cuales se pueden incluir:

1. Taponamiento de las líneas de estrangulación y las líneas de matar, impidiendo su uso en la circulación del pozo.

2. Formación de un tapón en los preventores o debajo de ellos lo cual impide la supervisión de la presión del pozo por debajo de ellos.
3. Formación de un tapón alrededor de la sarta de perforación en el riser, los preventores o la tubería de revestimiento, lo cual impide el movimiento de la sarta de perforación.
4. Formación de un tapón entre la sarta de perforación y los preventores, lo cual impide el cierre completo de los preventores.
5. Formación de un tapón en la cavidad del ariete de un preventor cerrado impidiendo que este se pueda abrir completamente.

2.2.4 CONTROL DE HIDRATOS

Los esfuerzos por controlar los problemas potenciales que originan los hidratos, las herramientas y los medios para hacerlo se enfocan a la aplicación de los métodos de predicción, de prevención y remoción.

a) Métodos de predicción

Los métodos de predicción, consisten esencialmente en los cálculos del comportamiento termodinámico que hacen posible determinar las curvas de disociación de hidratos (Figura 2.12).

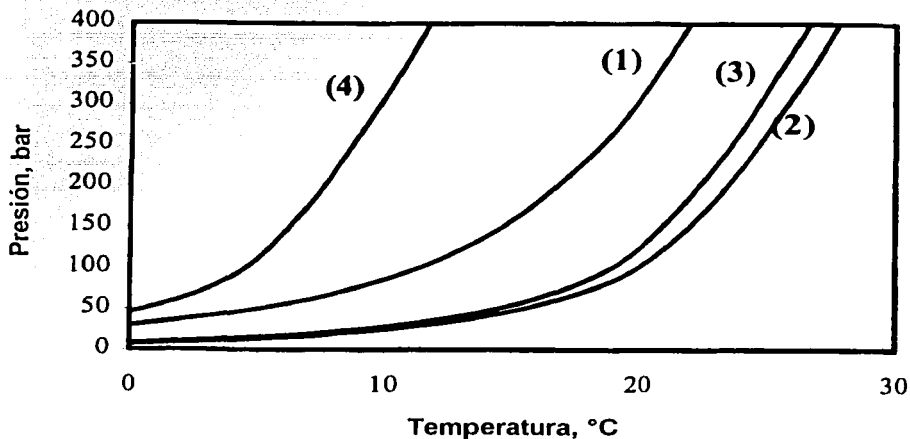


Figura 2.12 Curvas de disociación de hidratos, (1) Metano, (2) Gas natural, (3) Gas natural y agua salada, (4) Gas natural y agua con más de 30% en peso de metanol¹⁶.

Ya que la formación de hidratos puede ocurrir a bajas temperaturas (o altas presiones), desde un punto de vista más práctico, la curva de disociación es normalmente considerada como el límite para la formación de hidratos.

b) Métodos de prevención

La única manera de prevenir la formación de hidratos es mantener las condiciones de presión y temperatura fuera de la región de formación de hidratos (delimitada por la curva de disociación). Esto se puede lograr mediante el aislamiento o calentamiento de las tuberías o equipo para reducir las pérdidas de calor. Esto puede ser logrado también, mediante el movimiento de la curva de disociación hacia la zona de bajas temperaturas con la ayuda de la inyección de inhibidores termodinámicos. Ambas soluciones tienen un gran impacto económico y limitantes técnicas.

Inhibidores termodinámicos

La inhibición termodinámica ha sido el método más usado para la inhibición de hidratos de gas. La composición del sistema o las condiciones de operación, son alteradas de tal manera que estén por encima del rango de presiones y temperaturas de operación. El sistema de hidrocarburos cae fuera de la región de presión y temperatura en la cual ocurre la formación de hidratos. (Figura 2.13)

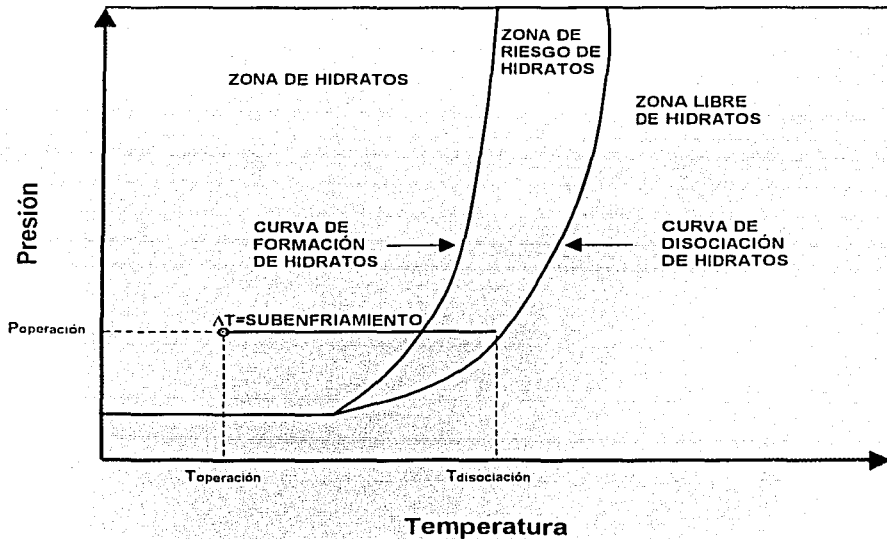


Figura 2.13 Diagrama PVT para la formación de hidratos de gas. Definición gráfica de un Subenfriamiento¹⁷.

Para mantener las presiones y temperaturas fuera de la región de formación de hidratos se le realizan ajustes al sistema, tales como aplicación de calor, uso de tuberías de aislamiento o adicionando componentes químicos (inhibidores termodinámicos) que cambian el comportamiento de la nueva mezcla.

Inhibidores de baja dosificación

Este tipo particular de inhibidores fue desarrollado en los últimos 10 años. Estos inhibidores no operan mediante el cambio de las condiciones termodinámicas del sistema, sino que actúan en las fases iniciales de la formación de hidratos mediante la modificación de las propiedades reológicas del sistema. Estos inhibidores se clasifican en:

- Cinéticos: Retrasan la formación de los núcleos y el crecimiento de los cristales de hidratos.
- Anti-aglomerantes: A diferencia de los inhibidores cinéticos no interfieren con la formación de los hidratos pero impiden la aglomeración por un período de tiempo.

Para saber cual de los inhibidores usar, es recomendable saber las condiciones del sistema y conocer las características de los inhibidores. La tabla 2.1 muestra una comparación entre ambos inhibidores.

Tabla 2.1 Comparación entre los inhibidores cinéticos y los anti-aglomerantes

Inhibidores cinéticos	Anti-aglomerantes
No son afectados por el % de agua	Afectados cuando el % de agua > 40
Trabaja con superenfriamientos hasta 10°C	Trabajan a condiciones más severas
Son solubles en agua	Solubles en agua y aceite
Bajo crecimiento de cristales	Impiden la aglomeración de hidratos
Inyección en puntos de enfriamiento	Inyección en puntos de turbulencia

c) Métodos de remoción

En general, los hidratos pueden disolverse mediante el uso de cuatro esquemas básicos, estos son:

1. Mecánicos: Los hidratos son removidos mediante la aplicación directa de una fuerza mecánica, como la perforación o presión diferencial.
2. Depresurización: La presión a la cual se encuentra el tapón de hidratos es reducida por debajo de la presión de equilibrio de los hidratos a la temperatura prevaleciente. Consecuentemente, el bloque de hidratos empieza a disociarse.

**FALTA
LAS
PAGINAS**

68

A

69

2.3 SISTEMAS DE CONTROL

2.3.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se realiza una perforación en aguas profundas, el éxito, la eficiencia y seguridad deben girar alrededor de los sistemas de control, así como del equipo submarino y de los sistemas de seguridad.

El control de pozos en aguas profundas, presenta numerosos problemas. Una parte esencial durante un procedimiento de control de un pozo, consiste en mantener la presión de fondo constante mientras varía la presión de bombeo y el tamaño del estrangulador. Por tal razón, el desarrollo de programas de cómputo es de gran utilidad para simular situaciones de control de pozos y así elaborar procedimientos que permitan trabajar adecuadamente y conocer los límites de operación del equipo.

Dentro de los retos que enfrenta la industria petrolera para lograr el control de un pozo en aguas profundas se encuentran:

- Bajos gradientes de fractura
- Flujos de aguas someras
- Inestabilidad mecánica y fisicoquímica del pozo
- Nuevos diseños de tuberías de revestimiento
- Nuevas técnicas de control de pozos
- Detección temprana de brotes
- Procedimientos especiales para matar el pozo
- Gas acumulado en el riser
- Bolsas de gas entrampadas en los preventores
- Control de hidratos

De ahí la importancia de seleccionar un sistema de control adecuado a las necesidades de seguridad y operación del equipo utilizado al realizar diversos trabajos en aguas profundas.

2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

En la actualidad existen cinco tipos de sistemas de control disponibles para la operación de los sistemas de producción submarinos. Recientemente, se han comenzado a desarrollar nuevos tipos de sistemas de control, utilizando tecnología de fibra óptica.

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

- Hidráulico directo
- Hidráulico con válvulas piloto
- Hidráulico secuencial
- Electrohidráulico
- Electrohidráulico multiplexado

Tres de estos tipos de sistemas de control (hidráulico directo, hidráulico con válvulas piloto e hidráulico secuencial) cuentan únicamente con el movimiento de fluido hidráulico para operar los componentes. Los dos restantes (electrohidráulico y electrohidráulico multiplexado) utilizan además, fluido eléctrico.

La selección de un sistema en particular, requiere de una especificación clara de las funciones operacionales requeridas en campo, tanto de capacidad como de confiabilidad y costo.

2.3.3 PROBLEMAS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Los problemas generales que han presentado los sistemas de control conocidos, se mencionan a continuación:

a) Presiones de operación hidráulica

Las presiones de operación hidráulicas para un sistema de producción submarino serán probablemente incrementadas en aguas profundas para contrarrestar los efectos adversos de la profundidad sobre los tiempos de respuesta y la eficiencia del acumulador. Incrementando la presión de operación hidráulica desde 3,000 psi hasta 5,000 psi se obtienen mejores tiempos de respuesta y una pequeña capacidad del acumulador para las mismas tareas.

b) Tiempos de respuesta prolongados

El tiempo de respuesta de las señales hidráulicas aumenta debido al efecto de la profundidad. Los sistemas de control multiplexados están muy bien probados para aplicaciones de producción y perforación en aguas profundas. Los sistemas de control eléctricos aunque no están bien probados ofrecen ventajas significantes en la potencia y en las velocidades de transmisión. Es muy importante revisar los sistemas de control en aguas profundas para seleccionar aquel que ofrezca el sistema apropiado de señal y de potencia.

c) Acumuladores submarinos

Los acumuladores submarinos llegan a ser problemáticos porque la precarga necesaria para contrarrestar la presión a una cierta profundidad impide que se complete la prueba del sistema de control antes de que este funcione y limita las funciones que deben ser verificadas en la superficie antes de la instalación submarina.

d) Conectores eléctricos

Los conectores conductivos han sido probados a las profundidades de interés, y se observó que estos se desalineaban y descalibraban sobre todo para grandes tirantes de agua. La principal causa de falla es que existe humedad y ruptura de las conexiones, para ello se ha implementado el uso de uniones conductivas y uniones inductivas.

e) Distribución química y medición

La distribución y la medición de los productos químicos de los pozos es un problema serio para los operadores, debido a que es necesaria una dosificación química exacta a muy bajos gastos, además de una buena distribución de las tuberías ya que varias localizaciones submarinas necesitan líneas de inyección química individual desde la superficie para cada pozo. Esto incrementa significativamente el costo de los umbilicales. Se debe minimizar el número de líneas de abastecimiento químico desde la superficie para garantizar el control de la dosificación de los químicos requeridos.

f) Paquetes compatibles con ROV's

Para superar algunos de los problemas clave de los sistemas de control en aguas profundas, tales como el manejo del equipo, la longitud y complejidad de los umbilicales, es necesario que los pods de control y otras herramientas de los sistemas de control convencionales sean compatibles para trabajar con ROV's.

g) Umbilicales

Los problemas principales asociados a los umbilicales son los altos costos y la vulnerabilidad al daño, por lo cual es necesario desarrollar nuevos diseños de umbilicales enfocados a minimizar estos problemas.

h) Corrosión

El costo de los materiales utilizados en los módulos de control submarinos es mínimo e irrelevante cuando se compara con las consecuencias de falla por corrosión.

La corrosión superficial es solo uno de los aspectos del problema. Los agrietamientos y picaduras por corrosión pueden afectar los metales más comúnmente utilizados.

La Tabla 2.2 muestra que algunos materiales tienen en general buena resistencia a la corrosión superficial, pero pueden tener baja resistencia a los agrietamientos y picaduras por corrosión.

Tabla 2.2 Indicación de la corrosión de algunos metales en agua salada

Metal	Corrosión General	Picaduras	Agrietamiento
Acero Inoxidable	MARC	MBRC	MBRC
Aleación Cromo-Níquel	MARC	ARC	BRC
Aleación Cobre-Níquel 400	ARC	ARC	ARC
Aleación Cobre- Níquel-Hierro	ARC	MBRC	MARC
Acero al Carbón	MBRC	ARC	ARC

MARC - Muy Alta Resistencia a la Corrosión

ARC - Alta Resistencia a la Corrosión

BRC - Baja Resistencia a la Corrosión

MBRC - Muy Baja Resistencia a la Corrosión

2.3.4 DESVENTAJAS Y LIMITANTES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN AGUAS PROFUNDAS ACTUALES

a) Sistema hidráulico directo

Este sistema, se utiliza en aplicaciones donde las distancias para el control son relativamente cortas, entre el árbol y las instalaciones de producción, usualmente menos de 3,000 m, y donde se requiere un número limitado de funciones para el control submarino. Cuando la distancia es mayor, el tiempo de respuesta se incrementa drásticamente.

Cuando el número de funciones de control requeridas se incrementa, la complejidad y el costo de las líneas umbilicales también aumenta.

Debido a que aumenta el tamaño de las líneas umbilicales, también incrementa su costo de tal manera que tiene un alto impacto sobre el costo completo del sistema, llegando a ser en algunos casos entre el 50% y 60% del costo total del sistema. Este sistema de control puede accionar más de un equipo submarino, si es que se está explotando un yacimiento y el sistema seleccionado proporciona la energía hidráulica para diferentes equipos. Con esto se incrementa el número de líneas umbilicales y la complejidad del sistema, haciendo más difícil su operación.

Este sistema requiere mucho espacio para la instalación de los equipos que lo integran (unidad de potencia, paneles de control, etc.) con el correspondiente peso de estos. Debido a lo anterior, el diseño e instalación están pensados para un único sistema sin capacidad de crecimiento, por lo que entre mayores funciones se requieran controlar, más equipo de respaldo se requerirá (incrementando volumen y peso), además aumenta el número de líneas umbilicales y sus longitudes.

Esto ocasiona que el tiempo de respuesta sea más lento. En un accionamiento de cierre de algún dispositivo de producción, apertura o estrangulación de válvulas en pozos productores, puede no ser tan serio como lo sería en el accionar de los preventores durante la perforación o en el proceso de control de brotes.

b) Sistema hidráulico con válvulas piloto

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

En este sistema al ir incrementándose el número de funciones, al igual que en el sistema hidráulico directo, resulta más complejo y conforme aumenta la longitud y número de los cables umbilicales, el tiempo de respuesta es cada vez mayor, haciéndolo en este caso poco confiable.

c) Sistema hidráulico secuencial

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. Esto es, una vez que se ha establecido la secuencia de operación de las válvulas, no es posible hacer cambios.

El sistema también está limitado por el número de combinaciones de válvulas que pueden ser operadas, ya que el número de pasos para incrementar la presión de operación está limitado por la máxima presión hidráulica de seguridad y el incremento de presión requerido para diferenciar entre un paso y el siguiente.

Las principales desventajas del sistema hidráulico secuencial son:

- Los sistemas no cuentan con retorno de lectura de datos.
- No son apropiados para profundidades de agua de más de 900 m.
- Alto nivel de complejidad mecánica.

d) Sistema electrohidráulico

Uno de los principales inconvenientes que presenta el sistema de control electrohidráulico es que los costos son más elevados comparados con todos los sistemas hidráulicos, aunque es más conveniente su aplicación a profundidades entre 450 m y 600 m.

Otra limitante que se tiene en el sistema electrohidráulico es el cable, el resto del sistema es altamente seguro. Los mayores problemas en los cables son los extremos y el limitado radio de curvatura, aunque no por esto el sistema deja de ser seguro.

Otra desventaja de estos sistemas de control es que se requieren conexiones eléctricas en el árbol, donde se utilizan dos tipos de conexiones: la conductiva y la inductiva. Con esto aumenta la complejidad de las líneas umbilicales y las interfaces submarinas. Por este motivo, el sistema electrohidráulico se utiliza en situaciones donde en el diseño el número de dispositivos y componentes es limitado.

Las principales desventajas del sistema de control electrohidráulico son:

- Es menos confiable que los sistemas de control hidráulico
- Son más costosos que los sistemas de control hidráulico
- El equipo utilizado es el más complejo
- Los pods de control no son útiles en el campo

e) Sistema electrohidráulico multiplexado

Este es el sistema de control más utilizado ya que permite controlar un gran número de componentes. Es una versión mejorada del sistema electrohidráulico multicableado.

Este sistema reduce los requerimientos de espacio en la plataforma o barco y permite tener un acceso total sobre los sistemas submarinos de reparación e intervención de pozos en aguas profundas.

Aunque este sistema ofrece muchas ventajas sobre los demás sistemas, también tiene desventajas, estas son:

- Más costoso que el sistema de control hidráulico
- Menos confiabilidad y más complejo que los sistemas hidráulicos
- Reparaciones difíciles y costosas
- Conexiones eléctricas submarinas

2.4 ARREGLOS DE PREVENTORES

2.4.1 INTRODUCCIÓN

Los nuevos arreglos de preventores tienen más funciones y capacidades de supervisión que los utilizados antiguamente. Debido a la importancia de los preventores y a su sistema de control para la seguridad del personal y del ambiente de trabajo, estos deben ser altamente confiables.

Los requerimientos de los preventores en aguas profundas son fundamentales para una perforación segura. Estos requerimientos están muy relacionados al medio ambiente de perforación específico. Los cambios en las características en el pozo pueden requerir cambios en el equipo de los preventores y en el equipo de control de pozos, por eso es muy importante discutir los cambios en los arreglos de preventores, las necesidades y los problemas de operación en aguas profundas.

2.4.2 TIPOS DE ARREGLOS DE PREVENTORES UTILIZADOS EN AGUAS PROFUNDAS

Basado en la literatura en aguas profundas, la clasificación del arreglo de preventores utilizados es la siguiente:

a) Arreglo típico de preventores submarinos

La Figura 2.15 muestra un arreglo típico de preventores usado para la perforación en aguas profundas. El arreglo tiene un tamaño de 18 $\frac{3}{4}$ pulgadas y durante la perforación trabaja con un promedio de presión de 15,000 psi. El arreglo esta formado por dos preventores anulares y de cuatro preventores de arietes. El sistema típico consta de tres o cuatro líneas de salida. Cada línea de salida está conectada a la línea de estrangulamiento o a la línea de matar a través de dos válvulas de retención que cuentan con un sistema que permite ajustar automáticamente una falla o error al detonar un aparato automático.

La mayoría de los arreglos de preventores usados para aguas profundas son iguales a los arreglos utilizados para pozos con tirante de agua somero. Sin embargo, algunos arreglos para aguas profundas son controlados por un sistema multiplexado para reducir el tiempo de respuesta de los preventores. Algunos arreglos de preventores para aguas profundas incluyen dos arietes de corte ciego para incrementar la probabilidad de corte de la tubería de perforación y sellar totalmente el pozo en caso de que algún otro preventor falle.

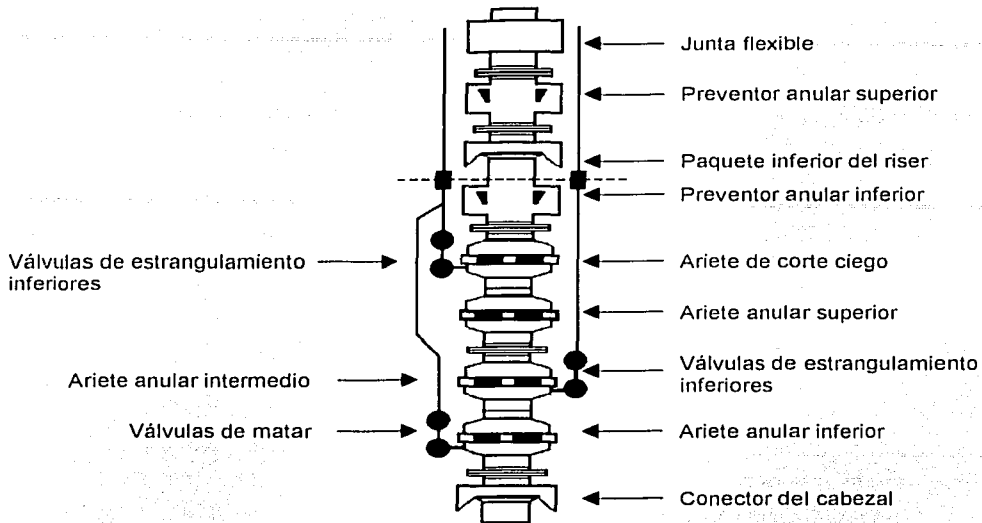


Figura 2.15 Arreglo típico de preventores submarinos¹¹.

b) Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas

Este tipo de arreglo surgió por la necesidad de optimizar el mantenimiento de los preventores, específicamente para el cambio de los arietes, lo cual es posible debido a sus características hidráulicas. Fue desarrollado de manera conjunta con un carrusel para el cambio de arietes submarinos para ahorrar el tiempo de viaje de llevar el conjunto hasta la superficie para realizar el cambio de arietes. En aguas profundas, esto ahorra hasta una semana o más, lo cual implica un ahorro superior a 1 millón de dólares.

Las características más importantes de este arreglo son:

- Incluye un arreglo ligero.
- Incluye compuertas que abren hidráulicamente.
- Contiene un nuevo sistema de cierre de arietes que no requiere ser ajustado.
- Sus cavidades no están soldadas para permitir cambiar los sellos.
- Cuenta con un sistema de sello en las compuertas.
- Son de naturaleza modular, lo cual permite adaptar preventores esféricos para disminuir el tamaño y el peso del conjunto.
- Los arietes cuentan con gomas que soportan altas temperaturas.
- Los arietes de corte se ajustan en cualquier cavidad.

- Las piezas de repuesto de este tipo de arreglo son compatibles con los arreglos submarinos.

En la Figura 2.16 se muestra este tipo de arreglo de preventores:

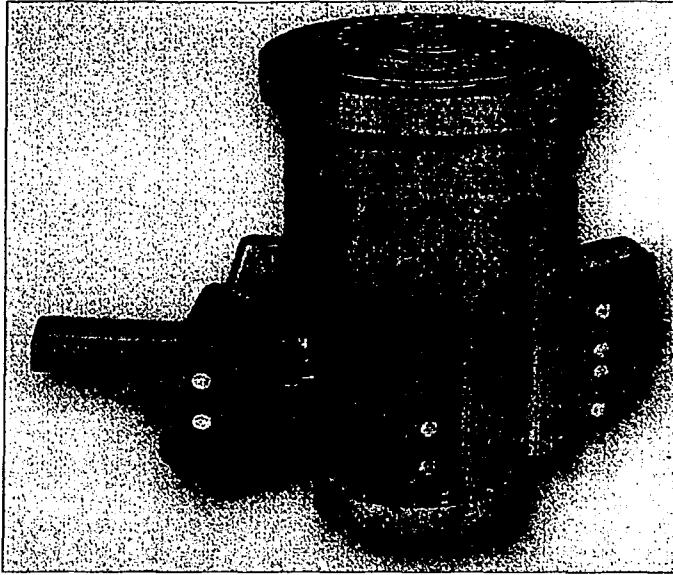


Figura 2.16 Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas²⁰.

c) Arreglo de preventores superficiales

Los arreglos de preventores superficiales han sido utilizados en operaciones de perforación en plataformas semisumergibles en regiones donde se perfora en ambientes en aguas profundas. El concepto de preventores superficiales fue utilizado para la perforación de pozos exploratorios en ambientes donde el agua va de 100 a 500 pies debido a su bajo costo. Este concepto de preventores superficiales fue exitoso y se ha comprobado que pueden ser comparados con los arreglos tradicionales de preventores submarinos. El concepto de arreglo de preventores superficiales se comenzó a utilizar en aguas profundas hace 5 años en Indonesia.

El tamaño del arreglo de preventores esta determinado por el diseño y por los requerimientos de terminación del pozo. Se prefiere utilizar el arreglo de preventores más pequeño posible debido a su bajo peso y su fácil maniobrabilidad. El arreglo consiste de tres arietes preventores que trabajan hasta 10,000 psi y un preventor anular que trabaja hasta 5,000 psi. Todos los arietes

pueden ser equipados con un mecanismo que permite el cierre. Cada línea de estrangulamiento puede ser equipada con dos válvulas de retención de 3 1/16 pulgadas. Cada línea de matar puede ser equipada con dos válvulas de retención de 2 1/16 pulgadas. Todas las válvulas de la línea de matar y de estrangulamiento pueden ser operadas hidráulicamente y pueden trabajar hasta 10,000 psi. Una plataforma autoelevable puede ser acondicionada con el equipo necesario para colocar un arreglo de preventores superficiales.

2.4.3 SISTEMAS DE CONTROL PARA CONJUNTOS DE PREVENTORES

Los sistemas de control deben ser cada vez más confiables al ser usados en aguas profundas, para lo cual es necesario contar con los siguientes parámetros:

- Altas presiones de operación
- Tiempos de respuesta menores
- Mejoramiento de los sistemas de respaldo
- Seguridad de funcionamiento

Actualmente se usan dos tipos de sistemas de control para conjuntos de preventores para su operación en aguas profundas, estos son los sistemas de control electrohidráulicos multiplexados y los sistemas hidráulicos de respuesta inmediata que son una modificación de los sistemas de control hidráulicos directos con la finalidad de adaptarse a los tirantes de aguas profundas.

a) Sistemas de control electrohidráulico multiplexados

Los sistemas de control de preventores han sido sometidos a los cambios y avances más significativos. Actualmente, existen cuatro proveedores mayores de los llamados sistemas multiplexados de la cuarta generación.

El tamaño y el peso de los pods varían según el fabricante desde 10,000 hasta 30,000 lb, lo cual tiene un efecto significativo sobre el potencial de recuperación de los pods. En la Figura 2.17 se muestra el diagrama de los componentes de un sistema de control electrohidráulico multiplexado.

La principal ventaja de un sistema multiplexado sobre los sistemas electrohidráulicos multicableados es que son mucho más pequeños, el cable de control es más ligero y menos susceptible a enviar señales falsas generadas por un corto-circuito o falla.

Los sistemas de control multiplexados se usan actualmente en unidades flotantes de posicionamiento dinámico las cuales son manufacturadas por Shaffer (antiguamente Koomey), Cooper Oil Tools (antiguamente Cameron Iron Works), Tri-Tech Systems y Kongsberg de FMC. Estos sistemas han sido utilizados con bastante éxito.

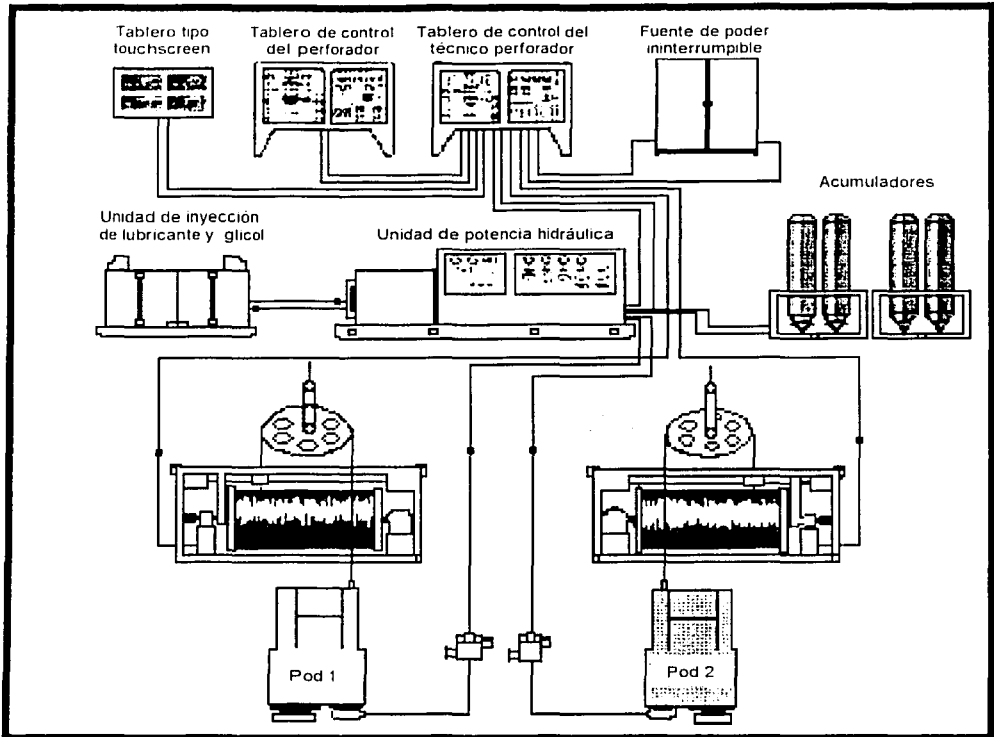


Figura 2.17 Sistema de control electrohidráulico multiplexado²¹.

b) Sistemas de control hidráulicos de respuesta inmediata

Las compañías Hydril y Shaffer desarrollaron los sistemas hidráulicos de respuesta inmediata extendiendo la capacidad de operación para aguas profundas de los sistemas hidráulicos directos. Por lo tanto, los sistemas de respuesta inmediata ofrecen la simplicidad y la confiabilidad de los sistemas hidráulicos y con una capacidad de respuesta comparable a un sistema multiplexado en tirantes de agua de 1,500m. Por ejemplo, un sistema hidráulico estándar tiene una señal de tiempo de 15 segundos a 914m de profundidad; un sistema de respuesta inmediata tiene un tiempo de respuesta de señal de solo 4.5 segundos a 914m.

Un sistema de respuesta inmediata incluye un múltiple superficial especial y un múltiple submarino de respuesta inmediata, junto con el resto del sistema submarino hidráulico convencional.

La principal consideración cuando se selecciona entre un sistema hidráulico de respuesta inmediata y un sistema multiplexado será normalmente el tiempo requerido para una desconexión de emergencia. El potencial de conseguir de 4 a 10 segundos adicionales disponibles en una situación de desconexión emergente puede ser un factor determinante, especialmente para una unidad de perforación de posicionamiento dinámico.

2.4.4 PROBLEMAS DE LOS PREVENTORES EN AGUAS PROFUNDAS

Los principales problemas que presentan los preventores al ser utilizados en aguas profundas son:

- Las bajas temperaturas causan problemas de gelación del fluido de perforación afectando a los elastómeros de los preventores y además permitiendo la formación de hidratos.
- Problemas con la capacidad de los arietes y con sus sistemas de cierre.
- Problemas de la capacidad de sello de los preventores originados por la presencia de hidratos.
- Necesidad de nuevas configuraciones o arreglos de preventores.
- Problemas con los sistemas de control relacionados con los sistemas de respaldo acústico principalmente en eventos de desconexión del riser.
- Problemas con los sistemas de control relacionados con los tiempos de respuesta.
- Pérdidas de tiempo ocasionados por fallas en los subsistemas de los preventores (preventor anular, conector, junta flexible, preventor de arietes, válvula de la línea de matar y de estrangulamiento y del sistema de control). Esta pérdida de tiempo representa en la perforación en aguas profundas aproximadamente el 4% del tiempo de perforación.

2.5 CONTROL DE BROTES

2.5.1 INTRODUCCIÓN

Se estima que el 95 % de la zona inexplorada marina es en tirantes de agua que exceden 900 m, con un alto potencial de reservas. El incremento inevitable en las actividades de perforación en aguas profundas en varias regiones del mundo incrementa también los problemas de control de pozos específicos de este ambiente.

A medida que la industria petrolera avanza en la exploración en aguas profundas, los riesgos de tener brotes incrementan debido a las dificultades relativas a su detección y control en estos ambientes.

La ubicación del arreglo de preventores es la principal limitación en el proceso de control de brotes. La detección y el tratamiento de un brote requiere tener un equipo confiable, además de los procedimientos y prácticas diferentes a aquellas que se tienen para pozos convencionales en tirantes de agua someros, en los cuales el arreglo de preventores está colocado en la superficie. El problema de la ventana operativa del fluido de perforación hace más difícil el control de brotes en aguas profundas.

2.5.2 DEFINICIÓN DE BROTE

Un brote se define como un problema de control de un pozo en el cual la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Cuando se presenta esta situación, la presión de la formación hace que los fluidos que se encuentran en ella fluyan hacia el interior del pozo, este flujo es llamado brote. Cuando se controla exitosamente un brote, se dice que se ha matado el pozo; de manera inversa, si el brote no se controla se presenta el descontrol del pozo y se tiene un reventón. En la Figura 2.18 se muestra el escenario de un brote submarino.

Los fluidos de la formación asociados con un brote son: aceite, agua, gas o una combinación de ellos. Existen diferencias en la forma como van cambiando las presiones que van asociadas a un brote de gas o de líquidos, a medida que se circula el brote.

La severidad de un brote depende principalmente de dos factores: de la permeabilidad de las rocas y de la presión diferencial impuesta.

a) Brote de gas

Este tipo de brote es el más peligroso, debido a que las presiones que debe soportar tanto la tubería de revestimiento como la formación expuesta, son las

mayores. También debe considerarse la tendencia del gas a migrar a través de la columna de fluido cuando no está circulando. Si el gas migra sin que se le permita expandirse, mantendrá su misma presión a medida que se mueve y por lo tanto, aumentará la presión en todos los puntos del pozo, incluyendo la presión en la tubería de revestimiento, la presión sobre la formación y la presión de fondo en la tubería de perforación. A medida que este tipo de brote se circula con un control adecuado, la presión en la tubería de perforación aumentará continuamente hasta que el gas llegue a la superficie y a medida que el gas empiece a salir del pozo, la presión en la tubería de revestimiento para comenzar a disminuir.

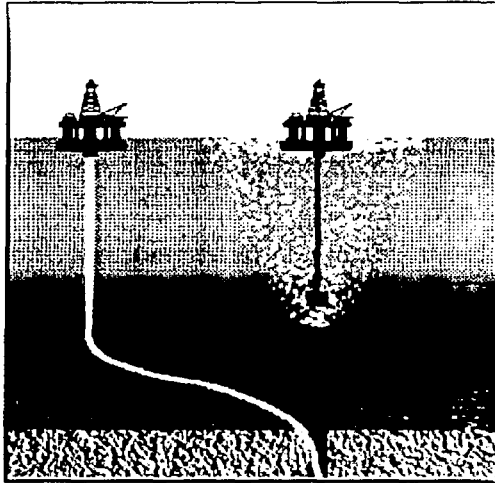


Figura 2.18 Escenario de un brote submarino²².

b) Brote de líquido

Un brote de líquidos no se expande a medida que se va circulando y las variaciones de la presión en la tubería de revestimiento son mucho menores que las asociadas con un brote de gas. Con frecuencia ocurre que la presión en la tubería de revestimiento disminuye a medida que el brote se circula, desde el espacio anular frente a los lastrabarrenas, hacia el espacio anular de mayor área frente a la tubería de perforación. Esto se debe a que los fluidos del brote ocuparán menor espacio vertical en aquella parte de la sarta donde exista una mayor capacidad. Una disminución de la presión en la tubería de revestimiento es una clara indicación de un brote de agua y esta presión debe permanecer más o menos constante mientras se circula el brote.

2.5.3 PROBLEMAS POR LA PRESENCIA DE UN BROTE

Durante la perforación de pozos en aguas profundas, se presentan varios problemas relativos a la presencia de brotes. Aunque en realidad no se altera la mecánica del control del pozo, los métodos de implementación si pueden ser sustancialmente diferentes debido al equipo utilizado cuando se perfora con grandes tirantes de agua.

La mayoría de los problemas en aguas profundas pueden dividirse en dos categorías:

- a) Brotes que se presentan sin tener una cantidad suficiente de tubería de revestimiento cementada que permita utilizar los métodos convencionales de control.
- b) Brotes que se presentan con suficiente tubería de revestimiento cementada con lo cual se puede cerrar el pozo.

Los posibles problemas que se tendrán ante la presencia de un brote en aguas profundas son:

- Fugas en el conjunto de preventores
- Pérdida de la bomba de circulación del brote
- Estrangulador taponado
- Barrena parcialmente taponada
- Barrena taponada
- Estrangulador o múltiple de estrangulación erosionado
- Pérdida de la capacidad de circular con la barrena en el fondo
- Desprendimiento de una tobera
- Brote con falla en la tubería de revestimiento y/o en el cemento
- Presiones excesivas en la tubería de revestimiento
- Presiones excesivas en la tubería de perforación
- Rotura en la sarta
- Ruptura en la tubería de perforación
- Pérdida de circulación arriba de la zona del brote
- Pérdida de circulación por debajo de la zona del brote
- Ocurrencia de brotes con la barrena fuera del fondo
- Ocurrencia de brotes sin tubería dentro del pozo

2.5.4 MÉTODOS DE DETECCIÓN DE BROTES EN AGUAS PROFUNDAS

La detección de brotes y el control de pozos son de gran importancia para las operaciones en aguas profundas. La mejor alternativa antes del control de pozo es la prevención de brotes, que no siempre es posible efectuarla. Por lo tanto, las soluciones más prácticas son la detección temprana del brote y el control seguro del mismo.

En la literatura se muestran varios sistemas desarrollados para detectar brotes en tiempo real mediante el análisis de datos de flujo y otras mediciones superficiales y del fondo del pozo.

En la perforación en aguas profundas se utilizan métodos de detección de brotes diferentes a los utilizados en pozos terrestres y pozos submarinos con tirantes de agua someros debido a los efectos geométricos del arreglo de preventores en el fondo marino, los cuales son:

- Un volumen anular muy grande en el riser cuando los preventores están abiertos.
- Un volumen muy pequeño en la línea de estrangulamiento cuando los preventores están cerrados.

La gran capacidad del riser hace que la detección temprana de brotes sea complicada en aguas profundas, ya que es necesario cerrar el pozo antes de que el gas pase por los preventores.

a) Herramientas de medición MWD

La literatura también muestra otros sistemas para la detección temprana de brotes cuando se perfora con un sistema de gradiente doble en aguas profundas. Uno es la presión negativa generada por una herramienta MWD emitida por una fuente de señal. Esta señal viaja a través del espacio anular y puede ser supervisada por un sensor localizado en el conjunto de preventores. La amplitud acústica y el ángulo de fase de la onda acústica presentan grandes variaciones por pequeños cambios en la frecuencia natural.

Otra técnica de detección de brotes es el uso de un interferómetro sónico instalado en una herramienta MWD.

Otra forma de observar el pozo cuando las bombas están apagadas, es a través del uso de un geófono en la cabeza del pozo. Las ondas son generadas al nivel de los preventores y dirigidas hacia el pozo, mientras un sensor acústico, también instalado en los preventores las captura mediante una reflexión sónica.

b) Sistemas de detección de brotes basado en la medición de la diferencia crítica de flujo

Está ampliamente aceptado en la literatura que el flujo es una medida que proporciona la indicación más rápida de un brote. Por lo tanto, los datos de flujo son el indicador más empleado.

Un problema de los métodos convencionales es el alto nivel de ruido al momento de tomar las mediciones de flujo. El flujo de fluido de perforación es medido con sensores, los cuales son particularmente sensibles. En el caso de aguas profundas, también han causado problemas con los sistemas de detección de brotes.

Estos sistemas de detección de brotes dependen únicamente de la diferencia crítica de flujo como indicador para detectar brotes, el cual consiste de una alarma que es generada cuando el flujo neto del pozo excede el nivel predeterminado. La segunda generación de sistemas emplea un método más sofisticado de la medición de esa diferencia de flujo. Este sistema incrementa la tolerancia al ruido y también reduce las situaciones de falsa alarma.

c) Método probabilístico Bayesiano

El método probabilístico Bayesiano es un ejemplo de los nuevos sistemas de detección temprana de brotes en aguas profundas. La aproximación estadística trata de disminuir el problema del ruido y la incertidumbre de eventos de brotes con el objetivo de eliminar falsas alarmas provocadas por datos erróneos.

La estructura del modelo permite hacer el modelado tanto del flujo que entra así como del flujo que sale en el pozo y de esta forma obtener la diferencia de flujos, permitiendo que otros eventos del equipo que afectan el flujo sean fácilmente distinguidos del brote.

Los dos componentes principales del detector de brotes Bayesiano son el modelo seleccionado (modelo de brotes, modelo de movimiento de la tubería y modelo de bombeo) y la estructura del modelo probabilístico (modelo probabilístico de Bayes). (Figuras 2.19 y 2.20).

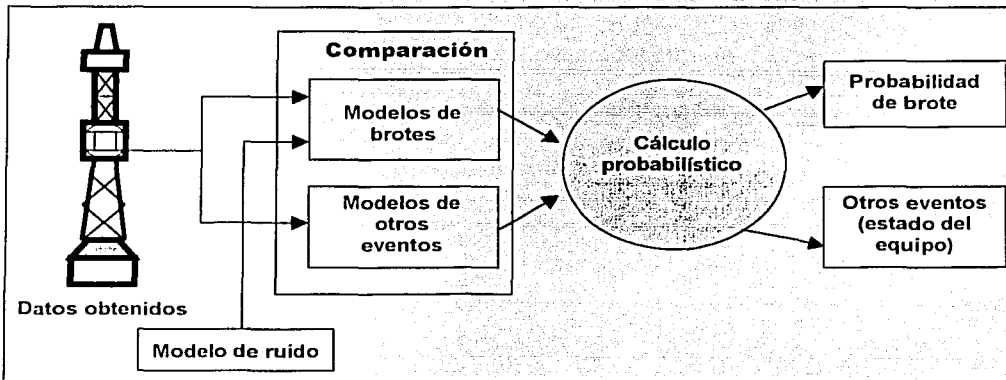


Figura 2.19 Esquema simplificado del detector de brotes Bayesiano²³.

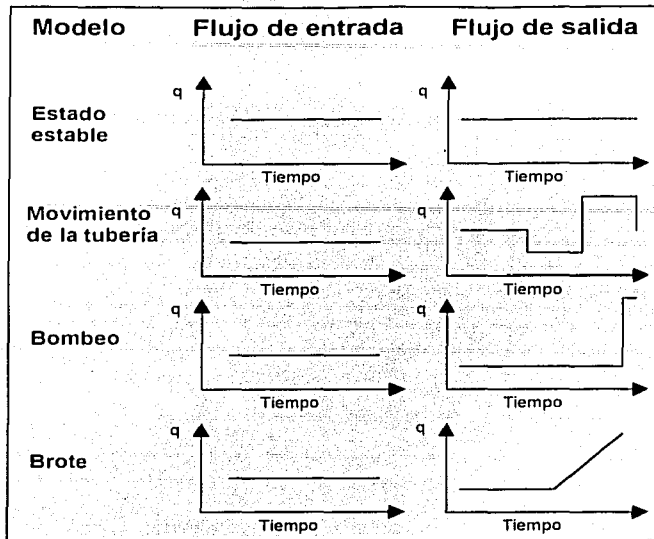


Figura 2.20 Esquema de varios tipos de modelos de flujo en el sistema²³.

2.5.5 MÉTODOS DE CONTROL DE BROTES EN AGUAS PROFUNDAS

El control de pozos en aguas profundas es realizado con simuladores modernos de brotes, los cuales muestran claramente que la peor etapa en términos de la presión de fractura no es cuando el gas entra al agujero sino cuando el fluido entra a la línea de estrangulamiento, en este caso tanto la presión hidrostática y las caídas de presión en la línea de estrangulamiento se incrementan.

El control de pozos en aguas profundas es una situación muy difícil de manejar. Cuando el tirante de agua incrementa, las caídas de presión en la línea de estrangulamiento también incrementan, mientras que las pruebas de goteo decrecientan.

A continuación se presentan algunos métodos empleados para el control de brotes en aguas profundas:

a) Método del perforador para aguas profundas

Una opción para mantener el proceso de control del pozo siempre y cuando no se exceda la presión de fractura en la zapata es el nuevo método del perforador desarrollado para el campo Girassol.

El método está diseñado bajo un principio muy simple. Un óptimo gasto reducido de circulación que está diseñado de acuerdo a las caídas de presión inducidas en la línea de estrangulamiento. El objetivo es llevar a cabo un equilibrio hidráulico en el agujero en cualquier etapa de control del pozo para evitar exceder la presión de fractura en la zapata. Esto no es posible cuando se selecciona arbitrariamente el gasto de circulación, debido a que de esta forma las caídas de presión por fricción podrían ser altas.

La metodología desarrollada en el nuevo método del perforador permite una mejor selección de los parámetros de control, principalmente el gasto de circulación y el margen de seguridad con el objetivo de cumplir con las 4 condiciones siguientes:

1. La presión de fondo se debe mantener constante durante el control del pozo.
2. La presión en la zapata siempre se debe mantener por debajo de la presión de fractura.
3. El gasto de circulación se debe elegir con el objetivo de reducir el tiempo del proceso de control.
4. La variación de los parámetros superficiales (presión en el stand pipe, presión del estrangulador, presión en los preventores, posición del estrangulador) debe ser estable para permitir un fácil uso del método.

b) Método de gasto de flujo adicional (GFA)

El método consiste en mezclar en el conjunto de preventores, el fluido de circulación con un fluido de menor densidad y propiedades reológicas que va a proporcionar un gasto de flujo adicional al fluido circulado. La densidad y las propiedades reológicas de la mezcla que entra a la línea de estrangulamiento son menores comparadas con las propiedades originales del fluido de perforación, lo cual provoca un decremento en la columna hidrostática y en las caídas de presión por fricción dentro de la línea de estrangulamiento. Con un apropiado gasto reducido de circulación (GRC) y gasto de flujo adicional, el efecto de las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento puede ser menor o quizá ser eliminada. La presión de fondo se puede mantener constante si se usa un estrangulador superficial y también si se utiliza un gasto reducido de circulación apropiado al gasto de flujo adicional. En la Figura 2.21 se presentan gráficamente el método del perforador convencional y el método de gasto de flujo adicional (GFA).

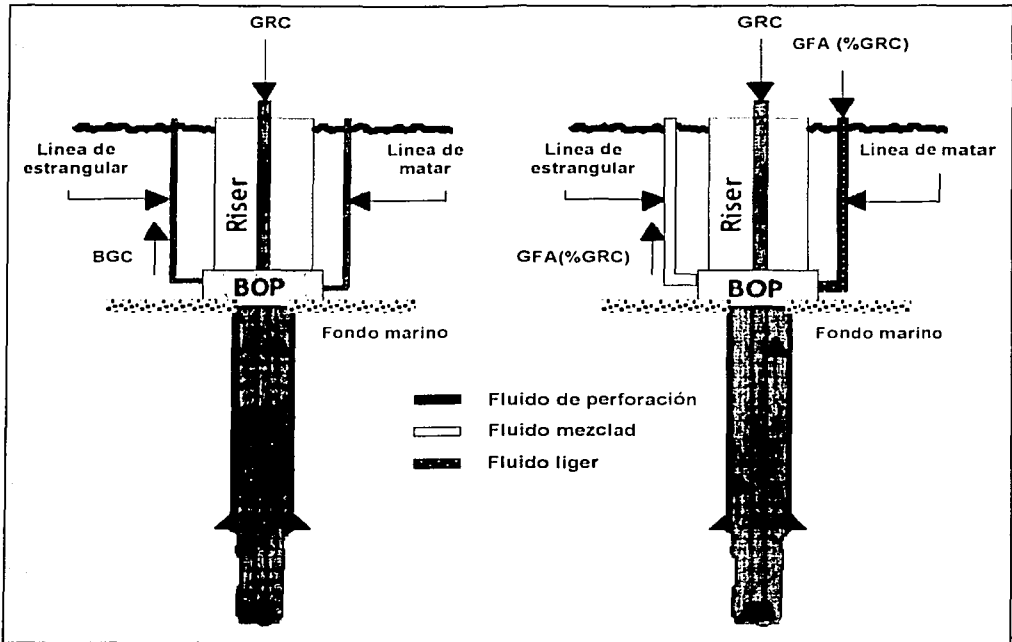


Figura 2.21 Diferencia entre el método del perforador convencional y el método GFA².

Selección del fluido empleado para el gasto de flujo adicional

Las especificaciones para el fluido del gasto de flujo adicional son:

- El fluido debe ser lo más ligero posible.
- Debe ser totalmente compatible con el sistema del fluido de perforación.
- El medio debe ser aceptable para el fluido.
- La reología de la mezcla del fluido de perforación y del fluido (GFA) debe ser menor que la reología del sistema original del fluido de perforación.

Consideraciones operacionales

La vía para inyectar el gasto de flujo adicional depende del equipo que se encuentra en el riser y de la configuración de los preventores. Con un riser equipado con una línea de inyección química con un diámetro apropiado (mínimo de 2") puede ser usada para facilitar la circulación del brote hacia la superficie a través de las líneas de estrangulamiento y de matar. En otro caso, el fluido puede ser bombeado a través de la línea de matar. Debido al bajo valor de gasto de flujo adicional, se recomienda utilizar la unidad de bombeo de cementación.

c) Método de la máxima presión anular superficial permisible, MPASP

Un gran problema cuando se controla un brote es saber si se fracturará o no la formación en la zona de la zapata. En general, no hay forma de supervisar la presión hidráulica directamente en la zapata, únicamente se tiene la forma de inferir y probar el problema de fractura por medio de otras mediciones. La técnica convencional consiste en supervisar la presión de estrangulamiento durante el proceso de matar el pozo y compararla con la máxima presión estática anular superficial permisible (MPASP_{estática}), la cual es calculada a partir de la prueba de goteo:

$$MPASP_{estática} = P_{LOT} - (\rho_{circulando} - \rho_{LOT}) \times DS_{zapata} \times g \quad (2.1)$$

Donde:

- P_{LOT} = Presión en la prueba de goteo
- ρ_{LOT} = Densidad del fluido en la prueba de goteo
- $\rho_{circulando}$ = Densidad del fluido que está circulando
- DS_{zapata} = Profundidad de la zapata
- g = Aceleración gravitacional

La ecuación 2.1 implica las condiciones estáticas del fluido y una columna de fluido arriba de la zapata. Esto es válido si el gas no ha pasado por la zapata cuando se esta cerrando el pozo y si tampoco se ha presentado una presión en el estrangulador que pueda fracturar la zapata. Durante la fase de control, el fluido siempre está siendo circulado y en algunos puntos el gas estaría por arriba de la zapata, de esta manera una o ambas condiciones de la ecuación 2.1 siempre serían falsas.

En aguas profundas, se ha observado que las pérdidas de circulación arriba de la zapata son considerables. Esto se atribuye en gran parte a la línea de estrangulamiento (PL_{el}). Si las pérdidas son conocidas, la máxima presión anular superficial permisible en la línea de estrangulamiento puede ser calculada de la siguiente manera:

$$MPASP_{el} = MPASP_{estática} - PL_{el} \quad (2.2)$$

Mientras se circula fluido sin gas a través de la línea de estrangulamiento por arriba de la zapata, se obtiene un valor nuevo y más bajo para la máxima presión permisible en el estrangulador.

Una vez que el gas llega a la zapata, la ecuación 2.2 debe ser modificada por un termino adicional Δh dado que la presión hidrostática en la zapata comenzaría a disminuir, causando que la máxima presión anular superficial permisible (MPASP) aumente. Este número es muy difícil de cuantificar en el campo debido a que no se tiene un conocimiento cierto de la posición del gas. Si se tiene conocimiento de la distribución del gas, un simulador puede calcular la

máxima presión anular superficial permisible dinámica (MPASP_{dinámica}) y demostrar los efectos opuestos del incremento de las caídas de presión por fricción y de la disminución de la presión hidrostática.

$$MPASP_{dinámica} = MPASP_{estática} - PL_{cl} - \Delta h_{zapata} \quad (2.3)$$

El valor de Δh_{zapata} es negativo cuando hay gas arriba de la zapata y positivo cuando hay fluido. En pozos en aguas profundas, el gas entra a la línea de estrangulamiento y se expande rápidamente, incrementando la velocidad del gas y del fluido así como las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento.

El resultado final es una presión de estrangulamiento que excede a la máxima presión estática anular superficial permisible cuando el gas esté en la línea de estrangulamiento.

d) Método de la máxima presión permisible en los preventores $P_{BOPm\acute{a}x}$

Muchas de las razones por las cuales el método MPASP no es usado cuando se realizan actividades de control en aguas profundas son debido a los efectos causados por la línea de estrangulamiento. Si se eliminan estos efectos, podríamos tener un indicador más estable para fracturas en la zapata y que pueda ser usado en el campo. La supervisión de la presión en los preventores nos da esta oportunidad.

Usando la presión en los preventores para inferir la presión en la zapata, se eliminarían las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento así como los efectos hidrostáticos del gas en la línea de estrangulamiento. Los efectos que permanecerían son las caídas de presión por fricción entre la zapata y el preventor, y cuando el gas está presente, los efectos hidrostáticos entre la zapata y el preventor. Las caídas de presión por fricción son pequeñas en la tubería de revestimiento, en distancias cortas éstas son más grandes, sin embargo, los efectos hidrostáticos disminuyen. Por ejemplo, para un brote del mismo tamaño, es mejor usar el método $P_{BOPm\acute{a}x}$ en un pozo en aguas profundas que el método MPASP en un pozo en tierra con una zapata a la misma profundidad debido a que la presión en los preventores es más alta.

En términos prácticos, la presión en los preventores puede ser supervisada durante la prueba de goteo y conocida en la formación fracturada (P_{BOPLOT}). Al momento de matar el pozo, la máxima presión permitida en los preventores ($P_{BOPm\acute{a}x}$) se puede calcular:

$$P_{BOPm\acute{a}x} = PBOP_{LOT} - (\rho_{circulando} - \rho_{LOT}) \times (D_{s_{zapata}} - D_{BOP}) \times g \quad (2.4)$$

En lugar de supervisar la presión de estrangulamiento y compararla con la MPASP, mejor se supervisa la presión en los preventores y se compara con la $P_{BOPm\acute{a}x}$.

3. INSTALACIONES Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

3.1 ANCLAJE DE UNIDADES EN AGUAS PROFUNDAS

3.1.1 INTRODUCCIÓN

La tendencia actual de la industria petrolera marina de moverse dentro de aguas cada vez más profundas ha conducido a incrementar los cambios en el anclaje de unidades en aguas profundas. Los sistemas de anclaje y su desarrollo son ahora vistos por los operadores como una técnica contrastante sobre el costo efectivo de desarrollo de campos en aguas profundas.

En muchos casos, debido a los altos costos de establecimiento de una unidad de perforación en una localización en aguas profundas, deben ser desarrolladas soluciones a los problemas de anclaje cuyos costos efectivos hagan viable la exploración en aguas profundas. De manera similar, para la producción en aguas profundas se requiere un método seguro y económico de anclaje de unidades de producción.

Generalmente los sistemas de anclaje representan el 20% del total de los costos de la arquitectura de cualquiera de las unidades flotantes submarinas (incluyendo los costos de los sistemas de risers, malacates y las estructuras submarinas asociadas).

Considerando el gran número de yacimientos no explorados que existen en aguas profundas y aguas ultra profundas, los avances en la tecnología de anclaje puede resultar de gran valor para la economía de producción de los campos marinos.

3.1.2 TIPOS DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN

a) Unidades fijas de perforación

El desarrollo marino de la perforación, se puede realizar a través de plataformas fijas. Están diseñadas de tal manera que se puedan instalar equipos de perforación, terminación y reparación de pozos. La perforación con plataformas fijas se puede llevar a cabo actualmente en tirantes de agua de hasta 420m, con plataformas fijas de la 2ª generación, las cuales tienen una estructura fija flexible y una forma diferente a las plataformas fijas tradicionales.

Algunas plataformas son autosuficientes y albergan todos sus componentes tales como equipo y áreas de personal, otras requieren de un barco de apoyo.

b) Unidades móviles de perforación

Las unidades de perforación móviles marinas que se conocen hoy en día, son sofisticadas piezas de maquinaria creadas a partir de la necesidad de perforar en aguas cada vez mas profundas, producto de la ingeniería de diseño estructural

marina. Con los nuevos conceptos de ingeniería se produjeron los equipos de perforación con que se cuenta hoy en día.

Existen cinco tipos básicos de unidades de perforación móviles marinas y son las siguientes: sumergible, autoelevable, semisumergible, barcos de perforación y plataformas de patas tensionadas. El último tipo de plataformas desarrolladas son las plataformas tipo SPAR. En la figura 3.1 se muestra la evolución de las estructuras marinas:

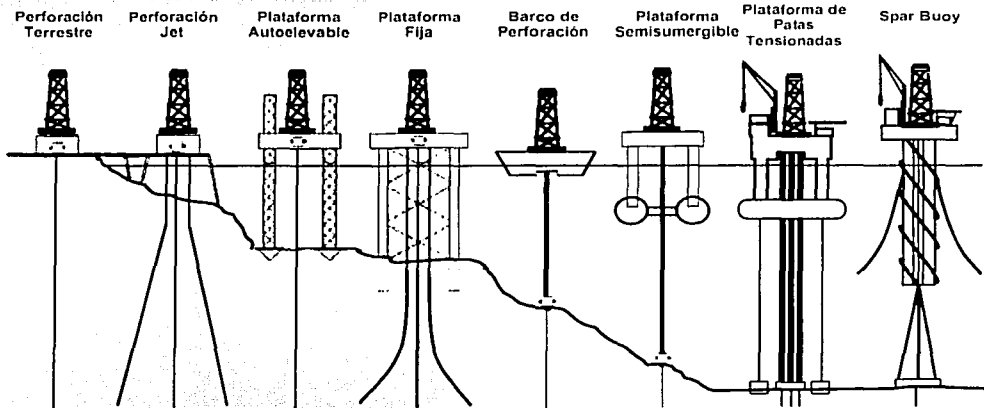


Figura 3.1 Evolución de las estructuras marinas²⁴.

3.1.3 LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS DE ANCLAJE CONVENCIONALES EN SU USO EN TIRANTES DE AGUA PROFUNDOS

Los sistemas de anclaje convencionales y sus limitaciones con respecto al anclaje en aguas profundas son:

a) Sistemas de catenaria

Un sistema de anclaje tipo catenaria utiliza un componente de fuerza horizontal de las líneas de anclaje para proveer las fuerzas de apoyo o restitución, las cuales mantienen anclada la unidad flotante. Cualquier movimiento inducido por las condiciones del ambiente u otras cargas sobre las unidades de anclaje causan un incremento en la tensión en el sistema de anclaje. Esta tendencia a enderezar la catenaria provee un incremento horizontal o fuerzas de apoyo o restitución y la acción del sistema de catenaria bajo cargas variables. Adicionalmente proveen un efecto de amortiguamiento (disminución de la amplitud

de onda) el cual amortigua las cargas del sistema. Existen dos principales tipos de sistemas de anclaje de catenaria, el de cadenas y el de cables de acero. También hay combinaciones entre ambos sistemas.

a.1) Sistema de anclaje con cadenas

En aguas profundas, el peso de un sistema de anclaje con cadenas produce una excesiva catenaria con altas cargas verticales y cargas horizontales muy pequeñas. Cualquiera de las fuerzas ambientales aplicadas a la unidad anclada requerirá de una gran unidad compensadora la cual puede exceder los parámetros limitadores del riser marino.

El gran componente vertical de las cargas de anclaje implicará también una gran reducción de la capacidad de carga en la superficie. Además de esto, el peso de todo el sistema de cadenas y los problemas asociados, comprueban que tales sistemas no deben ser considerados para su uso en aguas profundas.

a.2) Sistemas de anclaje con cables

Estos sistemas tienen una mayor relación esfuerzo/peso comparado con el sistema de cadenas. El sistema es proporcionalmente más rígido que un sistema de cadenas lo cual implica tener las cargas más altas debido al decremento del efecto de amortiguamiento.

La reducción del componente vertical de carga de anclaje implica un incremento variable de la capacidad de carga comparado con un sistema de cadenas a la misma profundidad de agua.

Las longitudes de cable requeridas para asegurar la integridad del sistema hacen que esta opción no sea atractiva para el anclaje en aguas profundas.

a.3) Sistemas de anclaje combinados

Las unidades de perforación ancladas diseñadas para tener una cierta capacidad en aguas profundas son generalmente ajustadas mediante una combinación de sistemas los cuales comúnmente utilizan las mejores características tanto del sistema de cadenas como del sistema con cables. Dichos sistemas son también ajustados para las unidades flotantes de producción. El sistema combinado está generalmente diseñado de tal manera que la sección de cables forme la parte elevada de la catenaria, produciendo un perfil de catenaria somero, buenas fuerzas horizontales y una óptima capacidad de carga. La sección de cadena se encuentra generalmente en la parte baja (en el ancla) del sistema de anclaje y asegura una adecuada longitud de conexión.

Como la cadena tiene un alto peso unitario comparado con el cable se necesita menos cadena que cable para tener un mismo peso equivalente. Por ejemplo, 500 metros de cadena de 76mm y grado ORQ pesan 56 toneladas. Esto es equivalente en peso a 1650 metros de cable de 90mm (correspondiente en esfuerzo a cadena de 76mm ORQ). Por lo tanto, en un tirante de agua de 1200

metros con cadena de longitud de 1200 metros, la cadena pesará alrededor de 116 toneladas, sin incluir el ancla y antes de realizar alguna tensión en el sistema. Esto implica tener altas cargas sobre las plataformas.

b) Sistemas de anclaje de patas tensionadas

Los sistemas de anclaje de patas tensionadas son, en general, utilizados solo para sistemas de anclaje permanentes o semipermanentes como los sistemas de producción flotante de carga y descarga, FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*). Las razones de esto son las siguientes:

- Los anclajes de patas tensionadas requieren anclas que permitan grandes fuerzas verticales.
- La fabricación e instalación de anclas apropiadas, tales como pilotes perforables y de concreto, es una tarea de alto costo la cual, a la fecha, se considera innecesaria para el anclaje de unidades de perforación móviles.
- Las unidades móviles de perforación ancladas de manera convencional son ajustadas con sistemas de anclaje de catenaria los cuales podrían requerir antes del anclaje un sistema de patas tensionadas. La desinstalación de un sistema estándar de unidades de perforación es una operación muy costosa y tardada.
- El sistema inherente de anclaje rígido produce las más altas tensiones, las cuales pueden exceder los límites de diseño del equipo de anclaje para las unidades de perforación. Sin embargo, ha habido avances significativos en la tecnología de anclaje, tanto para las anclas como para los componentes de las líneas de anclaje.

3.1.4 PROBLEMAS DE LOS SISTEMAS DE ANCLAJE EN AGUAS PROFUNDAS

a) Problemas de operación

Las operaciones de anclaje en aguas profundas requieren de un proceso de planeación complejo. En aguas someras, la planeación requerida para asegurar un eficiente y efectivo costo de operación es relativamente directo. Para el anclaje en aguas profundas, sin embargo, los niveles de complejidad, dificultad y costos asociados se incrementan de manera exponencial con el aumento de la profundidad. Para cualquier unidad anclada, ya sea móvil o fija, el sistema de anclaje debe ser seguro. Para asegurar el sistema de anclaje y lograr que sea desarrollado eficientemente y con un costo efectivo es necesario planear la estrategia de instalación e identificar en una etapa temprana las unidades flotantes que serán utilizadas para el desarrollo de un sistema de anclaje.

Las primeras restricciones en la planeación de las operaciones de instalación de un sistema de anclaje en aguas profundas son:

a.1) *Peso del sistema de anclaje*

La catenaria en los sistemas de anclaje combinados en aguas profundas se ha desarrollado con respecto a la catenaria desarrollada en sistemas de anclaje en aguas someras. Las unidades de perforación ancladas con capacidad en aguas profundas son, en general, tensionadas con sistemas de anclaje combinados. Tal combinación de sistemas, dependiendo del componente de longitud por unidad de peso, puede ser usada exitosamente en tirantes de agua de hasta 1,500 metros.

A pesar de que el funcionamiento del sistema es considerado en general como bueno, existen problemas significantes que surgen durante el despliegue del anclaje y su restablecimiento debido al peso del sistema de anclaje. Esto limita las opciones para la selección de unidades.

a.2) *Cargas de despliegue*

Sistemas de catenaria

Los sistemas de anclaje de catenaria para equipo de perforación móvil generalmente se ajustan con anclas de arrastre empotradas. El diseño de las anclas de arrastre empotradas requieren que no se generen fuerzas de elevación en el ancla mediante el sistema de anclaje. Esto requiere entonces que el sistema de catenaria quede bien anclado.

Para asegurar una adecuada longitud del sistema de anclaje, es importante que el ancla sea desplegada en el rango correcto.

Para controlar los costos y asegurar una exploración viable en aguas profundas deben considerarse diversas alternativas de las estrategias en los sistemas de anclaje.

Sistemas de patas tensionadas

El sistema de anclaje de patas tensionadas no está disponible para equipos de perforación en aguas profundas como tal, sin embargo, éste es usado en aplicaciones de unidades de producción en aguas profundas, en los cuales se puede incluir un equipo de perforación.

Las cargas de despliegue sobre las anclas de empuje de las unidades flotantes pueden disminuir significativamente si se usan los sistemas de anclaje de patas tensionadas. Sin embargo, debido a la naturaleza de estos sistemas, las anclas de arrastre empotradas (las cuales son los tipos de anclas más fácilmente desplegables y recuperables) no pueden ser usadas debido a las altas fuerzas verticales impuestas en la ancla. A la fecha, las anclas usadas para los sistemas de patas tensionadas han sido los pilotes convencionales (de empuje o perforables y de concreto), los pilotes de succión o las anclas de cargas verticales.

Los pilotes de anclaje convencionales requieren unidades flotantes especializadas para su despliegue en el fondo marino. Los pilotes de succión y las anclas de cargas verticales se despliegan mediante las anclas de empuje de las unidades flotantes de gran capacidad.

a.3) Daño del equipo de anclaje

Los sistemas de anclaje en aguas profundas son generalmente hechos con combinaciones de cadena y cable de acero o cadena y cable sintético. Debido a su tamaño, la integridad de una cadena de anclaje de una unidad flotante no es generalmente de interés durante la planeación de operación de un sistema de anclaje en aguas profundas. De este modo, la cadena es inspeccionada y renovada solo cuando es necesario.

Las líneas de anclaje de un sistema con cable de acero son muy gruesas, sin embargo, son más susceptibles al daño que las cadenas. La causa del daño del anclaje con cable de acero es generalmente debido al uso y rompimiento durante las operaciones de despliegue y recuperación.

La mayoría de las formas de daño a los cables de acero pueden ser evitadas a través de un buen diseño y planeación, la selección de un sistema adecuado de equipo marino de anclaje y mediante el uso de procedimientos correctos de manejo del sistema de anclaje.

Los cables sintéticos de anclaje, aunque no son muy gruesos, están sujetos al daño durante las operaciones de despliegue y recuperación. Así como sucede con los cables de acero, los cables sintéticos son más susceptibles a ser dañados durante las operaciones de manejo.

Para las operaciones de anclaje en unidades FPSO, el riesgo de daño de las líneas sintéticas es minimizado. Sin embargo, para el anclaje de las unidades móviles de perforación deben ser desplegados y recuperados repetidamente y el riesgo de daño de los cables se incrementa considerablemente.

b) Problemas de los sistemas de anclas

b.1) Anclas de arrastre empotradas

Las anclas de arrastre empotradas requieren alto pretensionamiento para asegurar un correcto empotramiento. El uso de un dispositivo de tensionamiento en aguas profundas ocasiona complicaciones significantes y costos de operación. Si se despliegan directamente de una unidad móvil de perforación, el malacate puede no tener la suficiente potencia para soportar el peso de un sistema de catenaria para producir la suficiente tensión en el ancla para asegurar el empotramiento.

El tipo y tamaño de las anclas de arrastre empotradas deben ser cuidadosamente seleccionados considerando las condiciones del lecho marino. En condiciones extremas, esto es, con condiciones de suelos duros y suaves las anclas de arrastre de empotramiento no se pueden sostener. En suelos de dureza media tienen mejor apoyo.

Las anclas de arrastre empotradas son diseñadas para que puedan soportar las tensiones verticales por el sistema de anclaje. Requieren el uso de unidades flotantes con anclas de alta capacidad de empuje para su despliegue en localizaciones en aguas profundas. A medida que el tamaño y el peso de las anclas se incrementan para compensar las condiciones del diseño de cargas, aumentan las condiciones de requerimientos de las capacidades de las unidades flotantes.

b.2) Anclas de cargas verticales

Las anclas de cargas verticales fueron desarrolladas recientemente y han sido utilizadas en un gran número de ocasiones con mucho éxito. Fueron diseñadas específicamente para el mercado de aguas profundas. El diseño permite a la ancla aceptar fuerzas verticales altas y un gran ángulo en los sistemas de anclaje de patas tensionadas. La metodología de despliegue es relativamente compleja y requiere grandes capacidades de las anclas de empuje de unidades flotantes.

Las anclas de cargas verticales son difíciles de empotrar y requieren una fuerza de arrastre del 50% de la capacidad de carga total. No es factible el empotramiento cementado en arena o en roca y es problemático en arcillas duras. Estas anclas son similares a las anclas de arrastre empotradas, en el sentido de que es difícil definir su posición y la profundidad del empotramiento del ancla de carga vertical con precisión para llevar a cabo el despliegue. Esto puede reducir la confiabilidad en la integridad del sistema de anclaje.

b.3) Pilotes de anclaje convencionales

Los pilotes de anclaje convencionales están diseñados y construidos para aplicaciones específicas de acuerdo a las condiciones del lecho marino y son también muy costosos. Estos pueden ser diseñados para usarlos con sistemas de catenaria o en sistemas de anclaje de patas tensionadas.

Los pilotes de anclaje convencionales presentan problemas al ser desplegados, esto se debe principalmente a que:

- a) El pilote es conducido dentro del fondo marino usando un dispositivo de impacto o uno vibratorio.
- b) El pilote es desplazado dentro de un agujero perforado y cementado in situ por seguridad.

La resistencia de los pilotes de anclaje depende principalmente de las dimensiones del pilote, del esfuerzo del suelo y de la técnica de instalación del pilote. Una vez desplegados, los pilotes de anclaje son muy seguros.

Los pilotes convencionales requieren del uso de un buen soporte, el cual debe ser desplegado en el fondo marino y posteriormente ser recuperado.

Los requerimientos hidráulicos y eléctricos aumentan la complejidad y el costo de instalación de los pilotes convencionales en aguas profundas, ya que se necesitan martillos y equipo asociado para su operación.

Los pilotes convencionales son convenientes para aplicaciones de producción, pero no son recomendados para el anclaje de unidades móviles de perforación.

b.4) Anclas de succión

Las anclas de succión, son parecidas a los pilotes convencionales, son individualmente diseñadas y fabricadas para condiciones específicas del fondo marino y del sistema de tensión. Pueden ser diseñadas para usarse con sistemas de catenaria y sistemas de anclaje de patas tensionadas.

Estas anclas requieren una cuidadosa alineación durante el despliegue y su uso está limitado para suelo duros como corales y arcillas. Están generalmente diseñadas para ser recuperadas pero también están diseñadas para localizaciones específicas en donde tienen un pequeño valor de recuperación. Han sido utilizadas para aplicaciones de producción en aguas profundas pero su uso es muy limitado para la perforación exploratoria en aguas profundas.

c) Problemas de anclaje con cables de fibras sintéticas

Los problemas clave bajo revisión incluyen el comportamiento dinámico de los cables y las propiedades de los materiales de que están contruidos, de su diseño, pruebas, instalación y mantenimiento.

La durabilidad es el mayor problema que debe ser atacado, citando la necesidad de formular métodos para identificar el daño causado por una tensión mínima. La fatiga por compresión axial es otro asunto a tratar debido a las altas cargas por tensión a las que están sujetas las líneas de anclaje.

Otro gran problema es la cuantificación de las propiedades de tensión y torque, una vez que la composición de la línea de anclaje es conocida. El análisis deberá tomar en cuenta la influencia de los métodos de instalación.

Un problema muy importante de desarrollo de nuevos materiales es que no existe el equipo con la suficiente capacidad de carga y longitud para comprobar el comportamiento y las propiedades de los materiales. Actualmente se tiene equipo de prueba de solo un poco más de 2,000 toneladas de capacidad. Por ello, muchos de los proyectos de incorporación de nueva tecnología se han basado en datos de pruebas a pequeña escala.

3.1.5 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS DE ANCLAJE EN AGUAS PROFUNDAS

a) Estrategias de anclaje

Han sido desarrolladas dos estrategias principales de anclaje de unidades en aguas profundas dirigidas a los problemas de anclaje. Estas son:

1. La metodología de cargas distribuidas para el despliegue de sistemas de anclaje de catenaria convencional para anclaje de equipo móvil de perforación en aguas profundas.

2. Estrategias de pre-instalación. A pesar de que estas estrategias puedan ser utilizadas para el despliegue de sistemas de catenaria convencional, son en general más efectivas cuando además se incluyen las nuevas tecnologías de anclaje. Estas tecnologías incluyen anclajes verticales de elevación, pilotes de succión y variantes de ambos tipos.

a.1) *Estrategia de cargas distribuidas*

La estrategia de despliegue por cargas distribuidas fue desarrollada originalmente por Exxon para el despliegue de sistemas de anclaje de catenaria en aguas profundas del Golfo de México.

La metodología reduce significativamente las cargas sobre los malacates de las unidades flotantes y el equipo de despliegue durante la operación y permite una cierta reducción en los requerimientos básicos.

a.2) *Pre-instalación del sistema de anclaje*

Las unidades móviles de perforación son, en general, ajustadas permanentemente con un sistema de anclaje el cual es desplegado y recuperado en cada localización. Las unidades de producción flotantes que permanecen en una cierta localización por un periodo de tiempo considerable son generalmente ancladas a un sistema permanente de anclaje el cual es instalado antes de la llegada de las unidades. La técnica de preinstalación tiene ventajas para ciertas aplicaciones pero no es una solución universal. No es económicamente viable comprar o rentar un sistema completo de anclaje para programas de corta duración.

b) Incorporación de nuevos sistemas de anclaje

b.1) *Sistemas de anclaje tensionados utilizando fibras sintéticas*

Para obtener una reducción en el peso, en los costos y en los movimientos horizontales, los sistemas de anclaje tensionados utilizando fibras sintéticas, TMS, por sus siglas en inglés *Taut Mooring Systems*, son una alternativa interesante.

Este sistema instalado sobre una plataforma semisumergible se ilustra en la Figura 3.2:

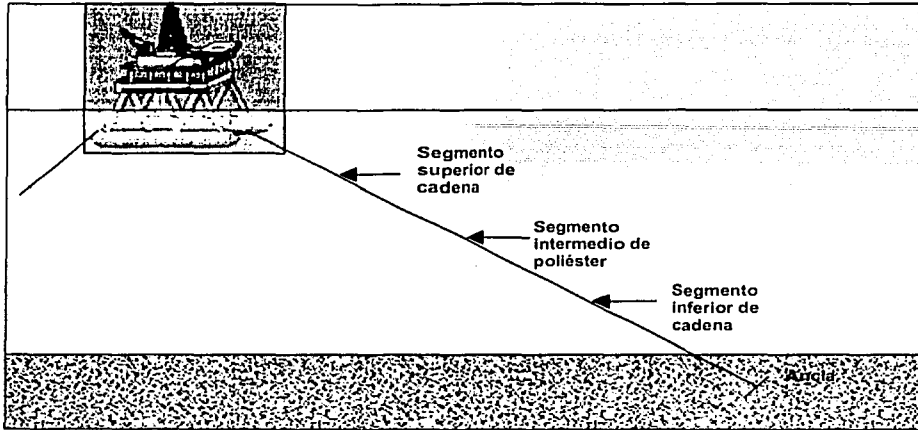


Figura 3.2 Plataforma semisumergible con sistema de anclaje tensionado²⁵.

Las principales ventajas de este sistema son:

- Se tiene menos peso en el sistema de anclaje, lo cual es muy importante para las aplicaciones en aguas profundas.
- Un sistema de anclaje tensionado proporciona menos movimientos horizontales, generalmente $\frac{1}{4}$ de un sistema de catenaria de acero. Esto tiene una implicación directa sobre el diseño del riser.
- Menos huella del sistema de anclaje; no hay riesgo potencial del equipo submarino.
- Fácil manejo debido a su bajo peso.
- Más barato que los sistemas convencionales en aguas profundas.

c) Anclaje de unidades utilizando nuevos sistemas de anclas

c.1) Sistema de pilotes perforables

Los sistemas de anclaje con pilotes perforables son un concepto novedoso para la instalación de anclajes de estructuras y unidades flotantes permanentes o temporales. El sistema está actualmente en una fase ventajosa de desarrollo y está en proceso de patentización. El sistema se considera muy confiable para el

anclaje de unidades móviles de perforación y de unidades FPSO, para aguas profundas.

Los requerimientos clave de funcionamiento de los nuevos sistemas de anclaje se ordenan, en orden de prioridad, de la siguiente manera:

- Confiabilidad
- Alta capacidad de cargas verticales y horizontales
- Bajos costos de instalación
- Adecuados para un amplio rango de condiciones del suelo
- Minimizar los tiempos del proyecto

Los sistemas de anclaje de pilotes perforables ofrecen una solución amplia para los problemas de anclaje en aguas profundas, las cuales no las proveen los sistemas existentes tales como los pilotes de succión, los pilotes de empuje y las anclas de carga vertical.

Este sistema ha sido diseñado para ofrecer ventajas específicas para la instalación de sistemas de anclaje en aguas profundas utilizando los sistemas de anclaje de catenaria o el de patas tensionadas además de otros dispositivos de anclaje.

Las principales características del sistema son:

1. La confiabilidad es asegurada mediante la capacidad de instalar el pilote consistentemente a la profundidad de diseño en una variedad de condiciones.
2. La alta resistencia del pilote para cargas laterales y verticales en una amplia variedad de suelos. Esto se lleva a cabo mediante la capacidad de penetrar dentro de formaciones con altos valores de resistencia. Puede ser cementado para incrementar su resistencia.
3. Los costos de instalación se reducen, ya que el pilote se perfora a profundidad en una sola etapa permitiendo una instalación rápida en aguas profundas, utilizando la tecnología de perforación disponible.
4. El pilote se perfora sin rotar el cuerpo del pilote, permitiendo preinstalar una línea de anclaje.

c.2) Anclas de succión con placa de sujeción

Este diseño ha sido desarrollado para reducir los costos asociados con las anclas de succión y las dificultades asociadas con la instalación de anclas de cargas verticales.

El ancla es un dispositivo híbrido que usa propiedades del ancla de succión y también del ancla de carga vertical.

Las ventajas principales son la reducción en los costos de fabricación asociados con las anclas de succión y mayor capacidad de empotramiento.

c.3) Pilotes de succión modular

El pilote de succión modular es esencialmente un pilote conformado de dos partes, la parte superior del pilote se utiliza para desplegar la sección inferior del ancla. El pilote se instala de la misma manera que un pilote de succión convencional. Las ventajas del sistema son que se reducen los altos costos de fabricación asociados con las anclas de succión. La naturaleza modular del sistema permite su adaptabilidad para una amplia variedad de condiciones del suelo.

d) Nueva tecnología de materiales en los sistemas de anclaje

Con el constante crecimiento de la exploración y producción en aguas profundas, es necesario encontrar alternativas de materiales que ofrezcan soluciones económicas y convenientes para el anclaje de unidades. Esto se está reflejando en la industria petrolera marina con la iniciativa de adaptar nuevos materiales, tales como:

- Poliéster
- Aramids (*Aromatic Polyamide*)
- HMPE (*High Modulus Polyethylene*)
- Nylon
- Fibra de plástico reforzado

Existen al menos tres tipos de manufactura de cables, estos se muestran en la Figura 3.3 y son:

- Cable con cuerdas trenzadas paralelas
- Cable con cuerdas plegadas paralelas
- Cable con arreglo de 36 cuerdas simple

Se debe tomar en cuenta que no existe ninguna experiencia capaz de determinar cual de las posibles alternativas de cables sintéticos es la mejor para el anclaje en aguas profundas.

La aplicación de los materiales de fibra de plástico reforzado dentro de los sistemas de anclaje representa un gran avance tecnológico. En años recientes el costo de los compuestos de los materiales de fibra de plástico reforzado se ha reducido considerablemente.

Existen un gran número de ventajas en las propiedades mecánicas que la fibra de plástico reforzado ofrece por encima de los materiales marinos

tradicionales. En la tabla 3.1 se presenta una comparación de los presentes materiales de los sistemas de anclaje y la fibra de plástico reforzado.

Tabla 3.1 Comparación de la fibra de plástico reforzado con otros materiales

Características del material	Cadena	Cable de acero	Cable sintético	Fibra de Plástico Reforzado (FRP)
Costo	Alto	Moderado	Moderado	Bajo
Rango de aplicación de tirante de agua (m)	75<500	350<1250	350<2500	75<2500
Relación resistencia-peso	Bajo	Moderado	Alto	Alto
Tolerancia a la fatiga por tensión	Pobre	Moderado	Bueno	Bueno
Tolerancia a la fatiga por compresión	Bueno	Bueno	Pobre	Bueno
Modulo elastico	Alto	Moderado	Bajo	Alto
Propiedades elasticas lineales	Si	Si	No	Si
Enredado de la línea en el fondo marino	Si	No	No	Posiblemente
Sensibilidad de la instalación a la manipulación	Bueno	Bueno	Pobre	Bueno
Terminación de líneas	Simple	Compleja	Compleja	Simple

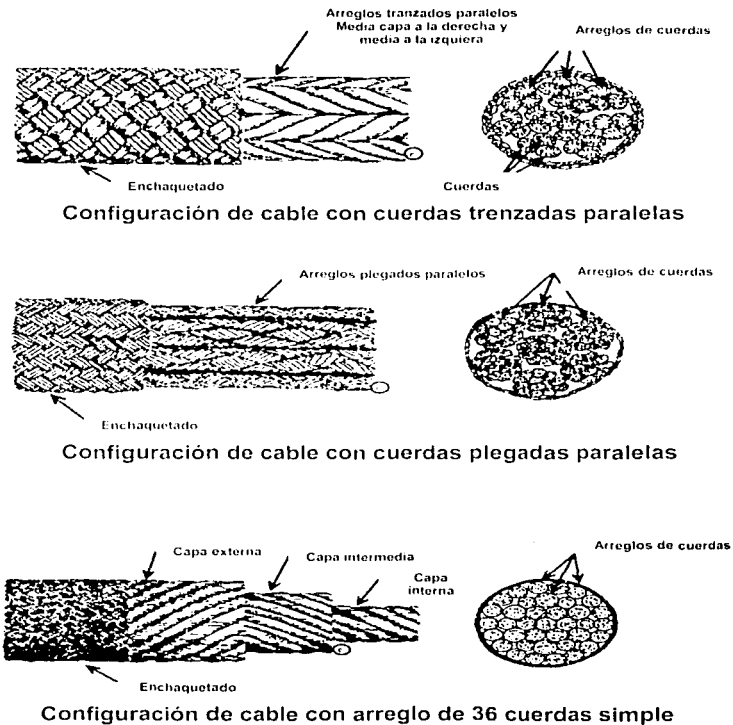


Figura 3.3 Construcciones típicas de cables sintéticos²⁰.

3.2 SISTEMAS DE DOBLE GRADIENTE

3.2.1 INTRODUCCIÓN

En ciertas cuencas sedimentarias en el mundo, tales como el Golfo de México, el Oeste de África y Brasil se presenta el problema de la ventana operativa del fluido de perforación como resultado de la reducción de las presiones de sobrecarga. A medida que aumenta la profundidad, la diferencia entre las curvas de la presión de poro y la presión de fractura es más reducida. Debido a esto, mantener el balance de la presión del pozo y la estabilidad del agujero es muy problemático y en muchos casos limita la capacidad de alcanzar la profundidad deseada. Con el fin de perforar pozos que caen dentro de esta categoría, de manera convencional, se requieren frecuentemente sargas de tubería de revestimiento adicionales para minimizar el riesgo y permitir la perforación.

La idea de una perforación con gradiente doble fue introducida por primera vez en los años 60's. La primera generación de sistemas de perforación de doble gradiente usa los arreglos de preventores submarinos y risers adaptados para ser utilizados en perforación con doble gradiente con risers llenados con agua. Las modificaciones incluyen la inclusión de líneas auxiliares para retorno de fluido, mientras que el riser contiene un tubo con agua marina y que fue aislado del pozo. También es requerido equipo adicional para el bombeo del fluido de retorno a la superficie.

3.2.2 CONCEPTO DEL DOBLE GRADIENTE DE PERFORACIÓN

El concepto básico de la perforación de doble gradiente es crear una situación en la cual el pozo percibe que solo existe agua marina por encima del lecho marino, para ello se utilizan dos tipos de fluidos, el primero es agua marina y se localiza dentro del riser entre el equipo superficial y el fondo marino, y el segundo, el fluido de perforación que va del fondo marino hacia el pozo, asentando el equipo en el lecho marino para permitir tratar al pozo como si este fuera un pozo terrestre (Figura 3.4).

En la Figura 3.5 se muestra que la línea de presión hidrostática del fluido de perforación representa a una columna de fluido de bajo peso interceptando las líneas de presión de poro y de presión de fractura en un ángulo muy grande. El intervalo de profundidad vertical bajo el cual este gradiente de fluido de perforación ligero es capaz de permanecer dentro de las líneas de presión de poro y de presión de fractura es bastante corto, y debe asentarse una tubería de revestimiento para prevenir la pérdida de circulación o las entradas al pozo. Recíprocamente, con el sistema de doble densidad, al empezar en el fondo marino con una pendiente reducida entre las líneas de los gradientes de presión de poro y de presión de fractura, la línea de doble gradiente permite de manera significativa mayor profundidad entre los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento como se ilustra en la Figura 3.5.

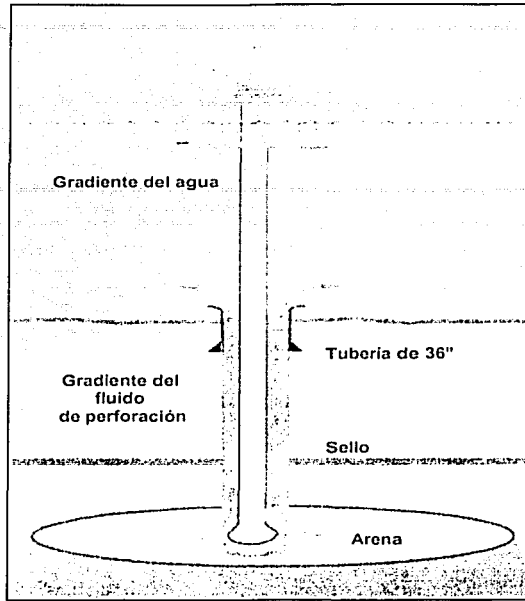


Figura 3.4 Concepto de doble gradiente.

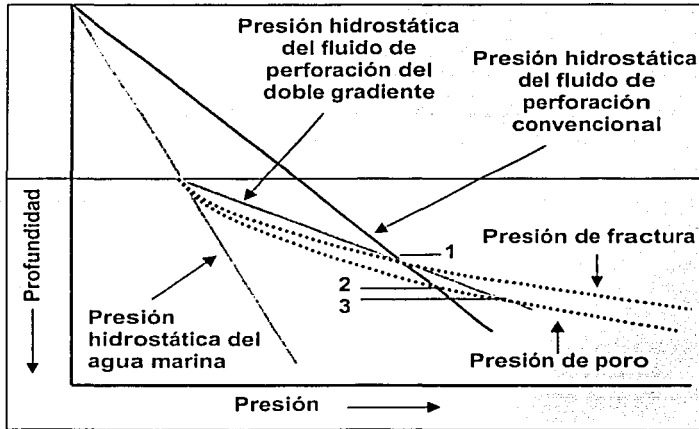


Fig. 3.5 Comparación de los efectos de la presión hidrostática en un sistema de perforación convencional y en una perforación con sistema de doble gradiente. La pendiente pronunciada de la línea convencional limita la perforación entre los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento (1-2) comparado con una línea de doble gradiente (1-3), la cual es similar a los gradientes de presión de poro y de presión de fractura²⁷.

Un aspecto importante de un sistema de doble densidad es que se pueden utilizar fluidos más pesados que en un sistema de gradiente simple. Además, el pozo es controlado solamente con agua marina por encima de los preventores.

3.2.3 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DE DOBLE GRADIENTE

En un sistema de gradiente simple, los gradientes de presión de poro, de fractura y del fluido son referenciados al equipo. En un sistema de doble gradiente de perforación, todos los gradientes son referenciados al lecho marino. De esta forma, el problema de la ventana operativa entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro empieza a disminuir significativamente.

El primer beneficio desde el punto de vista del diseño de un pozo es que se reduce el número de tuberías de revestimiento necesarias. Un segundo beneficio es que se amplía la ventana operativa del fluido de perforación y esto permite disminuir los problemas de brotes y pérdidas de circulación en los pozos. Además los problemas de tiempo se reducen significativamente.

Estos beneficios podrían permitir un ahorro de 5 a 15 millones de dólares por pozo. Además, permite a la industria alcanzar sus objetivos geológicos para cualquier profundidad y para un tamaño de agujero de 12 ¼ pulgadas de diámetro. Este tamaño de agujero permite la terminación de pozos horizontales y multilaterales, y desde la tubería de producción hasta el lecho marino se tendrá un agujero de 7 pulgadas para que los pozos alcancen su gasto máximo (Figura 3.6).

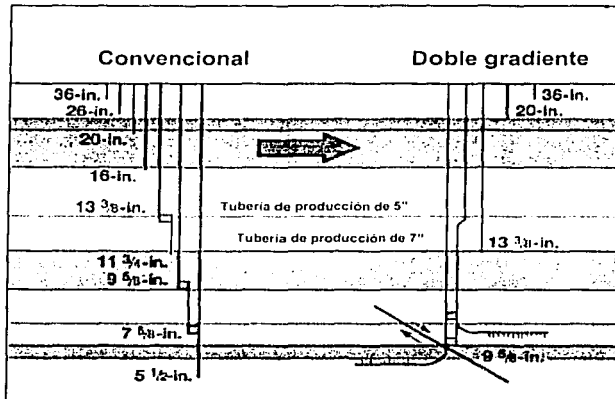


Figura 3.6 El sistema submarino de doble densidad permite varios tipos de terminaciones²⁸.

Existen también beneficios ambientales por regresar el fluido y los recortes de la perforación hacia la superficie en lugar de descargarlos al lecho marino.

El sistema de doble gradiente mejora el control de pozos mediante la capacidad de detectar los brotes de manera temprana y circularlos a altos gastos.

En ambientes de aguas profundas se necesita tener pozos más económicos, operaciones seguras, capacidades para alcanzar objetivos geológicos profundos y además alta productividad, todo esto está disponible en equipos existentes y utilizando la tecnología de perforación de doble gradiente.

Es fácil entender por qué el sistema de doble densidad empieza a ser el método seleccionado para perforar en aguas profundas.

3.2.4 RETOS TÉCNICOS PARA LLEVAR A CABO UN SISTEMA DE DOBLE GRADIENTE EN AGUAS PROFUNDAS

Se debe tomar en cuenta que aunque el agujero está expuesto a una presión ejercida solamente por el agua de mar encima del fondo marino, en realidad el fluido está siendo regresado al equipo. La tecnología de perforación con doble gradiente debe vencer los obstáculos mecánicos relacionados con el regreso del fluido y de los recortes al equipo sin exponer al agujero a la presión de la columna de fluido que se ejerce en el fondo marino.

Selección de equipo: Un diseño de sistema de doble gradiente es altamente dependiente del equipo, por lo cual, es un proceso crítico que deben superar los operadores y las compañías. Para ello es necesario adaptar el equipo existente convencional y desarrollar equipo nuevo. Los sistemas de doble gradiente requieren algunos componentes especializados que no son usados en la perforación convencional, algunos de ellos incluyen:

- Bombas para regresar el fluido de perforación, desde el lecho marino hasta la superficie.
- Un abastecedor de energía para las bombas.
- Una fuente de energía hidráulica para operar válvulas submarinas.
- Una válvula en la sarta de perforación para eliminar el efecto de tubo en U asociado con la perforación con doble gradiente.
- Un dispositivo rotatorio submarino para proveer una barrera entre el fluido en el pozo y el agua marina en el riser.
- Tanques de doble circulación (uno para el fluido de perforación y otro para agua marina).

Problemas logísticos de integración del equipo: Antes de integrar el equipo que será utilizado en un sistema de doble gradiente este debe ser sujeto a pruebas. Debido a que no existe equipo desarrollado específicamente para sistemas de doble gradiente, en la actualidad se realiza una integración de equipo entre compañías. Además de que deben ser revisados varios aspectos del equipo a utilizar tales como:

- Aspectos mecánicos
- Métodos operacionales
- Métodos de aislamiento mecánico entre el fluido y el agua marina
- Capacidades de equipo

3.2.5 MÉTODOS PARA LLEVAR A CABO UN SISTEMA DE DOBLE GRADIENTE EN AGUAS PROFUNDAS

Ya se han mencionado las ventajas que tiene el sistema de doble gradiente. Es muy importante conocer los métodos para llevar a cabo un sistema de doble gradiente. Los métodos reportados en la literatura son:

1. *Inyección de nitrógeno*: Este método fue elaborado a partir de pruebas con procedimientos de perforación con aire y técnicas de bajobalance en donde el nitrógeno se usa para reducir la densidad del fluido en el riser.
2. *Método del doble riser*: En este método se usa un riser de revestimiento unido al riser de perforación. Se usa una bomba submarina en el riser de revestimiento para regular los regresos del fluido de perforación. Se usa un sensor de presión en el conjunto de preventores submarinos para supervisar la presión hidrostática. Este desarrollo combina equipo y procedimientos probados en campo y equipo en aguas profundas.

Estos dos primeros métodos serán presentados con énfasis sobre el equipo y procedimientos operacionales requeridos para implementarlos exitosamente. Ambos métodos emplean equipo y procedimientos existentes.

3. *Mudlift*: La perforación con Mudlift es un término usado para describir un sistema de perforación flotante en aguas profundas en donde el fluido de perforación es bombeado desde lecho marino hasta la unidad flotante de perforación para crear el efecto del doble gradiente.

1. Método de inyección de nitrógeno

Existen varias propuestas para llevar a cabo un sistema de doble densidad utilizando nitrógeno, estas son:

- a) Inyección de nitrógeno para elevar el fluido de perforación en el riser.
- b) Llenar totalmente el riser marino de perforación de 21" con gas y hacer el levantamiento del fluido.
- c) Inyección de nitrógeno con un riser concéntrico de alta presión.

La Figura 3.7 ilustra un ejemplo de la inyección de nitrógeno dentro de un arreglo de preventores submarinos.

En la figura, un riser concéntrico de 13 3/8" podría ser corrido primero en un riser de perforación marino de 21". El riser concéntrico permite instalar un preventor rotatorio en la parte superior de la tubería de revestimiento en el contrapozo marino el cual controlará el retorno del flujo. Lo más importante del riser concéntrico es que reduce el volumen anular de gas requerido. La inyección de nitrógeno en un fluido de densidad de 1.94 g/cm^3 (16.2 lb/gal) puede lograr una densidad del fluido de 0.83 g/cm^3 (6.9 lb/gal) por encima del lecho marino.

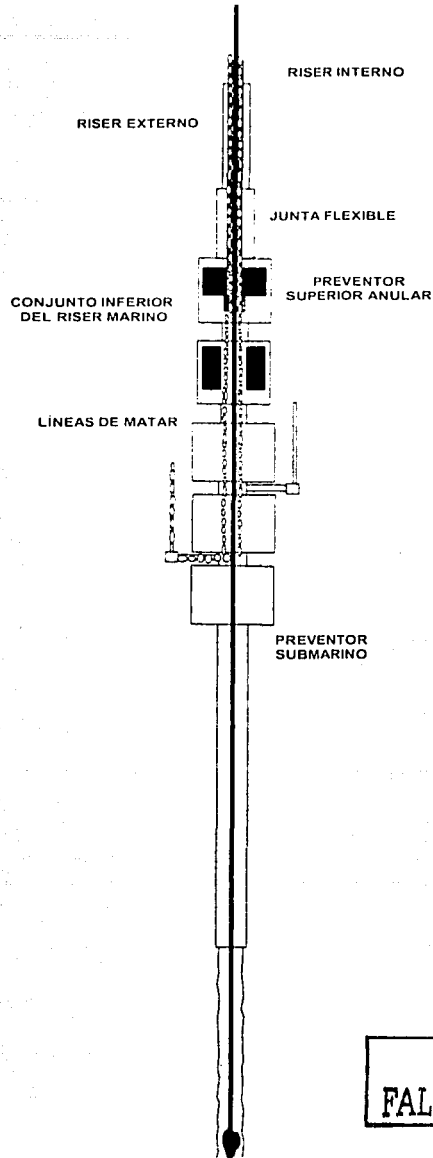


Figura 3.7 Inyección de nitrógeno dentro de un arreglo de preventores submarinos²⁹.

Características del método

El método de inyección de nitrógeno para llevar a cabo un doble gradiente tiene varias características muy importantes, estas son:

- No se necesita equipo subsuperficial nuevo.
- Todas las operaciones del equipo se llevan a cabo desde la superficie.
- Los generadores de nitrógeno son temporalmente instalados o ya son parte del equipo.
- No es necesaria una inversión mayor en la tecnología de doble gradiente.
- El equipo puede ser rentado.
- Combina tecnologías ya probadas de perforación.
- El riser concéntrico reduce el volumen de gas necesario.

2. Método del doble riser (bombear doble densidad)

Este es otro método propuesto para efectuar un sistema de doble gradiente que solo utiliza equipo convencional y que puede ser más útil en pozos en aguas profundas, en donde son requeridos bajos gastos de fluido y en donde la probabilidad de que se presenten brotes es muy alta. Este método usa una bomba auxiliar para inducir una parte del fluido de perforación en el riser. Los requerimientos de bombeo están dentro de los límites de diseño de las bombas eléctricas sumergibles usadas actualmente en producción, y la bomba es recuperable y sin necesidad de mover los preventores y el riser.

La capa de fluido de perforación flotante en el riser mantiene balanceada la presión de poro y la presión de fractura. Este es básicamente un sistema de doble gradiente del fluido de perforación. Sin embargo, este método no fue considerado en un principio muy seguro debido a la dificultad en la detección de brotes. Con la inclusión de los dispositivos de lectura de presión más precisos y confiables colocados en los preventores, y los métodos mecánicos, este método empezó a ser una buena opción. La presión leída en los preventores nos da un buen indicador de la elevación de la columna de fluido, esto permite la detección de brotes, la detección de pérdidas de circulación y permite al riser ser utilizado como un tanque de almacenamiento.

La Figura 3.8 ilustra el equipo propuesto para llevar a cabo un doble gradiente mediante la creación de una capa flotante de fluido de perforación. Además, es necesaria la última generación de equipo de perforación para hacer posible esta técnica. Como se muestra en la Figura 3.8, está unido un riser y los preventores para perforación en aguas profundas a un riser de retorno de fluidos. Una bomba sumergible en el riser lleva los recortes desde el pozo para crear la capa de fluido flotante.

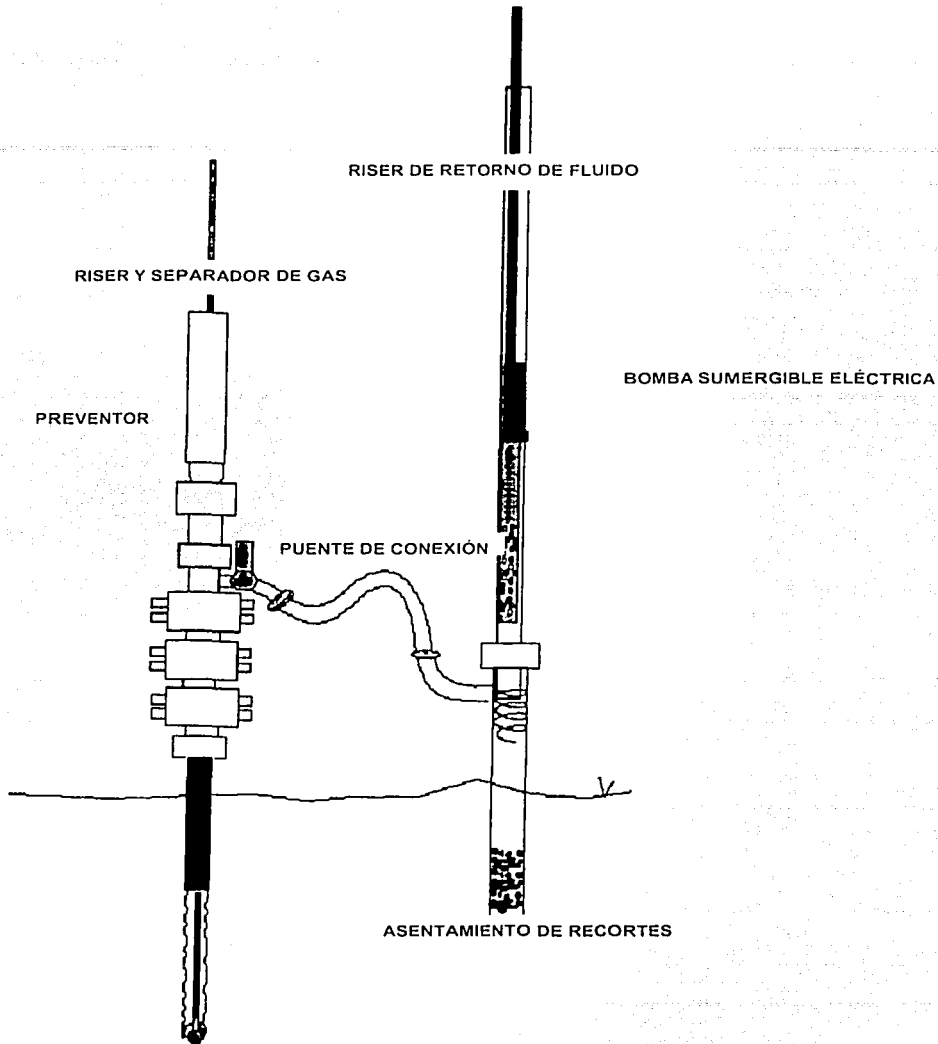


Figura 3.8 Equipo para llevar a cabo un sistema de doble gradiente mediante la creación de una capa flotante de fluido de perforación²⁹.

Características del método

Este método también tiene varias ventajas, las principales son:

- Durante el control del pozo y la perforación, el riser con la capa de fluido de perforación flotante actúan como un separador de gas con características inherentes de control de pozos.
- El asentamiento de recortes debajo de la bomba provee una base para el riser secundario pero al mismo tiempo actúa como un separador de sólidos.
- Este método tiene la ventaja sobre el método de inyección de nitrógeno de ser menos dinámico. Las bombas pueden controlar el sistema completo.

3. Método Mudlift

La perforación con sistema Mudlift, es una técnica de perforación en aguas profundas que usa una bomba submarina para regresar el fluido de perforación a la superficie. El fluido de perforación ejerce un gradiente de presión desde el fondo del pozo hacia el lecho marino y la bomba de propulsión submarina mantiene otro gradiente de presión desde el lecho marino hasta la superficie.

El sistema MudLift incluye una bomba submarina y un sistema desviador además de un arreglo de preventores submarinos. Las líneas de retorno reemplazan el riser marino convencional en la perforación sin riser. Esto reduce los requerimientos de almacenamiento del fluido de perforación.

Cuando el sistema Mudlift es usado con un riser marino convencional, el riser es llenado con agua marina y el fluido de perforación es bombeado hacia las líneas de retorno. Cuando es usado con líneas de retorno independiente, el sistema Mudlift permite la perforación sin riser. Entendiendo que la perforación sin riser se refiere a la falta de un riser marino convencional.

Ventajas de operación del sistema Mudlift sobre un sistema convencional

La perforación con sistema Mudlift reduce altamente los costos de perforación en aguas profundas. Gran parte de esta reducción de costos es llevada a cabo mediante la eliminación de dos o tres sartas de tubería de revestimiento comparado con un programa de tuberías de revestimiento convencional. Adicionalmente, el control de sobrebalance rápido, fácil y seguro ayuda a mejorar las velocidades de penetración y la vida de la barrena.

A continuación se enlistan las principales ventajas operacionales de perforar con un sistema Mudlift:

1. Controlar el sobre balance para mejorar el comportamiento de la perforación.
2. Mejora significativamente la hidráulica de la perforación.
3. Resuelve el problema de la pérdida del riser.
4. Permite circular los brotes
5. Permite realizar desconexiones de emergencia con seguridad y limpieza.

3.3 RISERS DE PERFORACIÓN

3.3.1 INTRODUCCIÓN

La perforación en aguas profundas presenta varios cambios y guías para la configuración, la operación de los risers y la necesidad de ser ampliados para aplicaciones en ambientes hostiles.

La exploración en el Golfo de México y el Oeste de África se está moviendo dentro de tirantes de agua cada vez más grandes. El incremento del tirante de agua y las corrientes severas experimentadas en la mayoría de estas áreas exigen requerimientos de diseño más severos sobre los sistemas de risers de perforación. Estas condiciones no son compensadas simplemente mediante el incremento de la tensión del riser o el uso de juntas flotantes.

Todos los estados de operación del riser desde la instalación hasta la desconexión llegan a ser más difíciles que en tirantes de aguas someros, por eso, la configuración del riser debe ser cuidadosamente optimizada. Además, no es suficiente considerar al riser de manera aislada sino también su interacción con el cabezal y el conductor. Las prácticas convencionales de operación y de configuración del riser deben ser mejoradas para maximizar la vida útil del riser.

3.3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS CON SISTEMAS DE RISERS CONVENCIONALES EN AGUAS PROFUNDAS

Uno de los problemas básicos y más cambiantes en operaciones en aguas profundas es el uso de risers marinos. El riser marino es usado para proveer una conexión entre la unidad flotante de perforación y el cabezal. Este sirve como guía para la tubería de perforación dentro del agujero y como retorno del fluido hacia la superficie. También soporta la línea de estrangulación y línea de matar.

A pesar de que los risers marinos han sido usados con mucho éxito para profundidades que exceden los 2,100m, es impráctico extrapolar las tecnologías actuales con un riser marino a 300m de profundidad debido a los problemas que a continuación se enumeran, los cuales son interrelacionados e intensificados a medida que el tirante de agua incrementa.

- Gran peso y requerimientos de espacio en cubierta
- Grandes volúmenes de fluido de perforación en el riser
- Esfuerzos severos en el riser
- Tiempos de viaje excesivos
- Numerosos puntos de asentamientos de las tuberías de revestimiento debido al problema de la ventana operativa del fluido de perforación.
- Equipos existentes altamente limitados
- Incapacidad para perforar un tamaño del agujero adecuado
- Problemas con la estación de mantenimiento debido a las fuerzas ejercidas sobre el riser por las corrientes oceánicas.
- Dificultad para alcanzar los objetivos geológicos.

El peso del riser se incrementará debido a las líneas de matar y de estrangular adheridas y los ensambles del riser. Por lo tanto, este requerirá unidades de flotación muy grandes lo cual implicará un incremento en el diámetro exterior del riser y por lo tanto se originarán problemas de manejo del riser. Solamente la quinta generación de semisumergibles puede tener el espacio adecuado y los requerimientos de soporte de peso necesarios para estas características del riser.

El riser puede estar expuesto a esfuerzos severos debido al peso del riser con el fluido de perforación dentro, al movimiento de la unidad de perforación flotante y a las corrientes de aguas superficiales y submarinas. El espesor del riser se incrementa para manejar los esfuerzos severos, para resistir la presión debida al peso del fluido y la unión con las unidades flotantes. Estos factores incrementan considerablemente los costos de los risers y el peso a medida que aumenta el tirante de agua.

La mayoría de esos problemas asociados con el riser marino convencional son minimizados o eliminados con el uso del sistema de perforación sin riser y con el sistema de doble gradiente, el cual es llevado a cabo a través del uso de un sistema de bombeo submarino instalado en el lecho marino.

3.3.3 PROBLEMAS EN AMBIENTES HOSTILES EN AGUAS PROFUNDAS

Los requerimientos de diseño descritos arriba no son muy graves en ambientes de perforación moderados y en tirantes de agua someros, pero incrementan en aguas profundas.

A continuación se presentan otros factores que tienen una influencia significativa sobre la respuesta del sistema del riser.

a) Tirante de agua

A medida que incrementa el tirante de agua, la curvatura sobre la longitud del riser de perforación también incrementa para el mismo nivel de tensión superior.

Se requieren altos niveles de tensión para mantener la misma curvatura que en tirantes someros.

b) Corrientes

El incremento de las velocidades de las corrientes produce también grandes curvaturas en el riser para la misma tensión superior, requiriendo incrementar la tensión para mantener los mismos límites de operación. Las grandes corrientes también generan vibraciones inducidas de vórtice las cuales pueden incrementar la carga de arrastre y causar altos niveles de daño por fatiga.

c) Tamaño de las olas

Las olas de gran tamaño incrementan la carga en el riser, y los movimientos en la unidad flotante de perforación. Los incrementos en las longitudes de las ondas pueden tener un gran impacto sobre el riser de perforación y sobre los requerimientos de diseño del sistema del cabezal. El aumento de la carga sobre el riser y los movimientos de las unidades flotantes incrementan la dificultad de realizar operaciones en aguas profundas.

3.3.4 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO DEL RISER DE PERFORACIÓN Y CAMBIOS EN AGUAS PROFUNDAS

Los requerimientos operacionales del sistema del riser de perforación que deben ser considerados para determinar el óptimo arreglo del diseño y cubrir todas las etapas de desarrollo del pozo son:

Instalación y recuperación: La configuración del riser en todas las etapas de despliegue debe ser capaz de resistir las cargas ambientales sin interferencia con la unidad flotante.

Perforación: Son necesarios ángulos pequeños de las juntas flexibles para minimizar el tiempo perdido y minimizar el desgaste por la rotación de la sarta de perforación.

Operaciones de terminación: Son necesarios ángulos pequeños de juntas flexibles para asegurar el paso seguro del equipo de terminación y mantener satisfactoriamente en operación para las subsecuentes operaciones del pozo.

Condiciones de supervivencia: La carga del riser debe ser tal que los conectores en el conjunto de preventores no deben sobrecargarse.

Desconexión y colgamiento: Durante el colgamiento, el riser no debe ser sobretensionado y la interferencia con la unidad flotante de perforación debe ser evitada. En aguas profundas, llevar a cabo los objetivos requeridos es más difícil. Las razones clave son las siguientes:

- La curvatura del riser y el desgaste se incrementan
- La efectividad de flotación es reducida
- Las presiones del fluido de perforación se incrementan
- Las presiones de colapso se incrementan
- Las deflexiones de colgamiento se incrementan

Margen de diseño del riser: En operaciones de perforación normal se adiciona un margen del riser al gradiente del fluido de perforación de tal manera que en el caso de una desconexión de emergencia o una falla para cerrar los preventores, la presión de formación sea controlada mediante la columna de fluido remanente positivo de la presión hidrostática del agua marina. En operaciones en aguas profundas, se tiene una presión hidrostática grande en la cabeza del pozo, en el fondo marino en el riser. Consecuentemente, si el riser es desconectado, entonces se perderá el sobrebalance por encima de la presión de formación.

3.3.5 TECNOLOGÍAS ACTUALES PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE LOS RISERS DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

A continuación se mencionan 4 principales soluciones a algunos de los problemas que presentan los risers de perforación citados anteriormente, estas tecnologías son:

a) Perforación sin riser

La gran mayoría de los problemas asociados con aguas profundas presentados anteriormente pueden ser mitigados o superados mediante el uso de la perforación sin riser. Las principales ventajas caen dentro de dos grandes categorías, ahorro en costo y tiempo. Esto es debido que este sistema no requiere de un riser de gran tamaño y equipo asociado al riser y además utiliza un volumen muy pequeño de fluido de perforación en el sistema.

b) Perforación con sistema de doble gradiente

Aunque el sistema de doble gradiente minimiza o elimina la mayoría de los problemas asociados con los risers de perforación convencional en aguas profundas, existen también desventajas por ser un sistema no convencional, lo cual ha limitado su uso.

c) Risers de perforación concéntricos de alta presión

Las grandes capacidades de los nuevos equipos para aguas profundas permiten instalar un riser concéntrico de alta presión sin sacrificar los costos y la seguridad.

Estos tipos de riser ofrecen varias ventajas para la perforación en aguas profundas, entre ellas están:

- Capacidad de perforar bajobalance o casi con balance.
- Mejora la capacidad de manejo del gas.
- Mejora la capacidad de muestreo del pozo.
- Amplía la capacidad de control de brotes e incrementa el gasto del fluido de perforación.
- Perforar formaciones que presentan el problema de la ventana operativa del fluido de perforación reducida por medio de la perforación bajo balance.

d) Materiales avanzados para risers de perforación de alta presión

Los risers de perforación de alta presión representan la aplicación más cambiante para los materiales en la industria marina. Tienen el potencial de reducir los gastos y proporcionar la funcionalidad para el desarrollo de yacimientos en aguas profundas usando plataformas tipo TLP y SPAR. Las propiedades de estos materiales están orientadas a reducir el peso del riser, soportar las altas cargas, impedir la fatiga del riser y tener una resistencia a los fluidos internos y al desgaste por las herramientas corridas dentro del riser.

Los principales materiales utilizados en la construcción del sistema del riser son:

- Titanio
- Elastómeros, principalmente nitrilo hidrogenado
- Fibra de carbono reforzada
- Fibra de vidrio

4. DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO PETROLERO

4.1 ALTERNATIVAS DE PERFORACIÓN SIN RISER

4.1.1 INTRODUCCIÓN

La perforación sin riser es una técnica no convencional que utiliza una tubería de diámetro pequeño como línea retorno de del fluido de perforación en el fondo marino en lugar de un gran riser marino. Este concepto fue desarrollado en 1960 y no fue implementado en su tiempo porque las profundidades a las que se perforaba eran someras y la tecnología aun no estaba disponible. Esta técnica se desarrolló para reducir los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para disminuir el peso del equipo en las operaciones de perforación con unidades flotantes en aguas profundas, para reducir el desgaste de los preventores y para hacer más fácil la re entrada de la tubería mediante el balanceo de las presiones internas y externas del pozo.

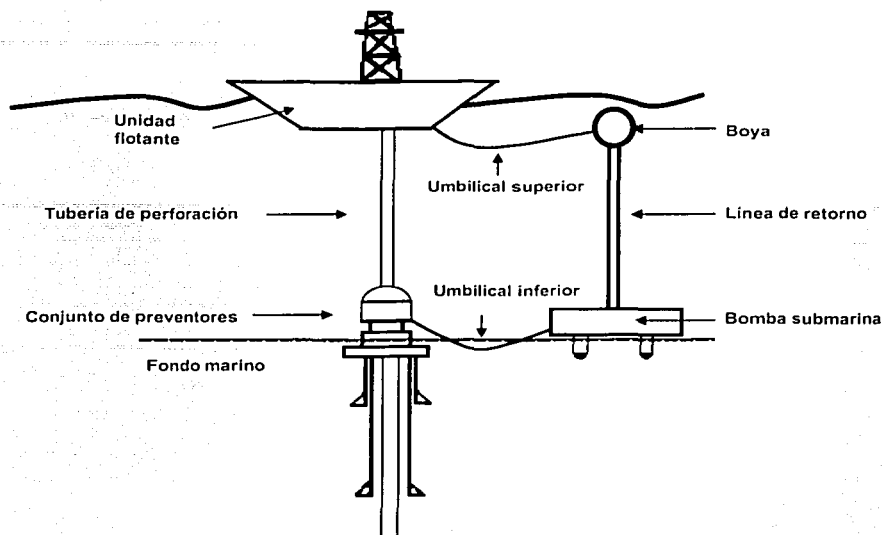
El riser de diámetro convencional requiere de una plataforma de gran capacidad, grandes cantidades de fluido de perforación que circulen por el riser y numerosos puntos donde colocar tubería debido al problema de la ventana operativa del fluido de perforación. Estos problemas se pueden reducir significativamente aplicando la perforación sin riser. Aún con sus dificultades, la perforación sin riser es una alternativa atractiva para explorar económicamente los campos en aguas profundas.

La perforación sin riser tiene otros beneficios para aplicaciones de aguas profundas tales como, menos peso y menos espacio requerido y tiene algunos problemas aún no resueltos como la configuración del sistema, el desarrollo del equipo necesario y los procedimientos de control de pozos en aguas profundas.

En este tema se presentan las alternativas de perforación sin riser para perforación en aguas profundas, las cuales actualmente son investigadas y evaluadas en la industria petrolera. Estas alternativas están enfocadas a ofrecer los medios para evitar los grandes y costosos risers de perforación, así como los problemas asociados a estas características.

4.1.2 CONCEPTOS DE LA 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 y una línea de retorno que puede ser concéntrica o no concéntrica. Un preventor rotatorio que regresa el fluido de perforación, forzándolo a que circule a través de la línea de retorno hacia la superficie. Se tienen también las líneas umbilicales superior e inferior, una bomba submarina y una boya.



4.1 Concepto de la perforación sin riser³⁰.

La sarta de perforación utilizada para llegar al fondo marino no está protegida por el riser, es decir, se trata de una sarta de perforación franca. 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.

La bomba submarina es la encargada de proporcionar la potencia necesaria para desplazar el fluido de perforación desde el fondo marino hasta la superficie.

La boya se utiliza para proporcionar estabilidad vertical 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.

Un concepto muy importante de aplicación en aguas profundas es el balance entre la presión interna y externa en el fondo marino, mediante la reducción de la presión interna. La Figura 4.2 muestra el concepto de las presiones hidrostáticas en el espacio anular para la perforación sin riser. El gradiente de presión hidrostática desde la superficie hasta el fondo marino es el mismo que el gradiente de presión del agua marina, considerando que es aplicado un gradiente de presión de fluido de perforación denso desde el fondo marino hasta la profundidad objetivo. Se utiliza la misma presión de fondo estática para determinar las densidades de los fluidos de perforación para un sistema de perforación sin riser y la perforación con riser convencional, las cuales son de 1.85 g/cm^3 y 1.58 g/cm^3 (15.5 y 13.2 lb/gal) respectivamente.

La densidad del fluido de perforación en un sistema de perforación sin riser necesaria para alcanzar la presión de fondo requerida se calcula de la siguiente forma:

$$\rho_{fp} = \frac{P_{fp} - 0.052 \rho_{agua} D_{agua}}{0.052 (D_{total} - D_{agua})} \quad (4.1)$$

Donde:

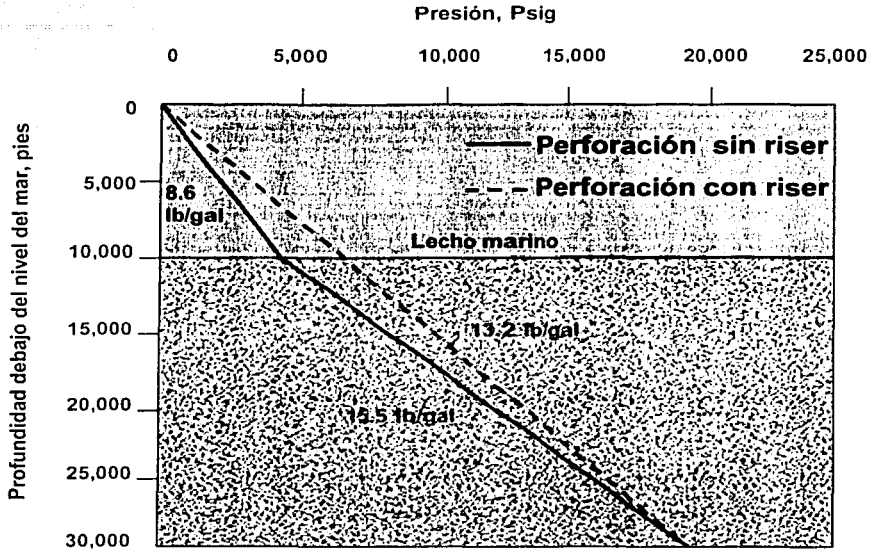
- ρ_{fp} = Densidad del fluido de perforación, $[\text{lb} / \text{gal}]$
- P_{fp} = Presión del fondo del pozo, lb / pg^2
- ρ_{agua} = Densidad del agua de mar, $[\text{lb} / \text{gal}]$
- D_{agua} = Tirante de agua, $[\text{pies}]$
- D_{total} = Profundidad total del pozo debajo de la mesa rotaria, $[\text{pies}]$

En la ecuación 4.1 la presión P_{fp} puede incluir el margen de viaje ρ_{mv} , y entonces:

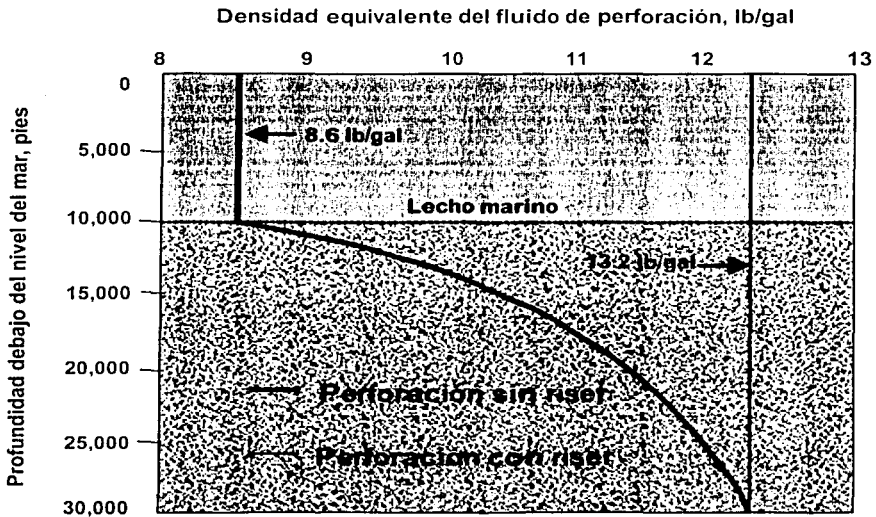
$$P^*_{fp} = P_{fp} + 0.052 \rho_{mv} D_{total} \quad (4.2)$$

donde P^*_{fp} es la nueva presión de fondo con un margen de viaje.

La Figura 4.3 muestra la densidad equivalente del fluido de perforación ρ_{eq} contra la profundidad, para el concepto de perforación sin riser. La perforación con riser convencional tiene una densidad del fluido de perforación constante para la profundidad total. Sin embargo, la perforación sin riser tiene una densidad equivalente constante, solo por encima del lecho marino, pero incrementa la densidad equivalente del fluido de perforación a medida que incrementa la profundidad por debajo del lecho marino.



4.2 Presiones hidrostáticas en el espacio anular para la perforación sin riser³⁰.



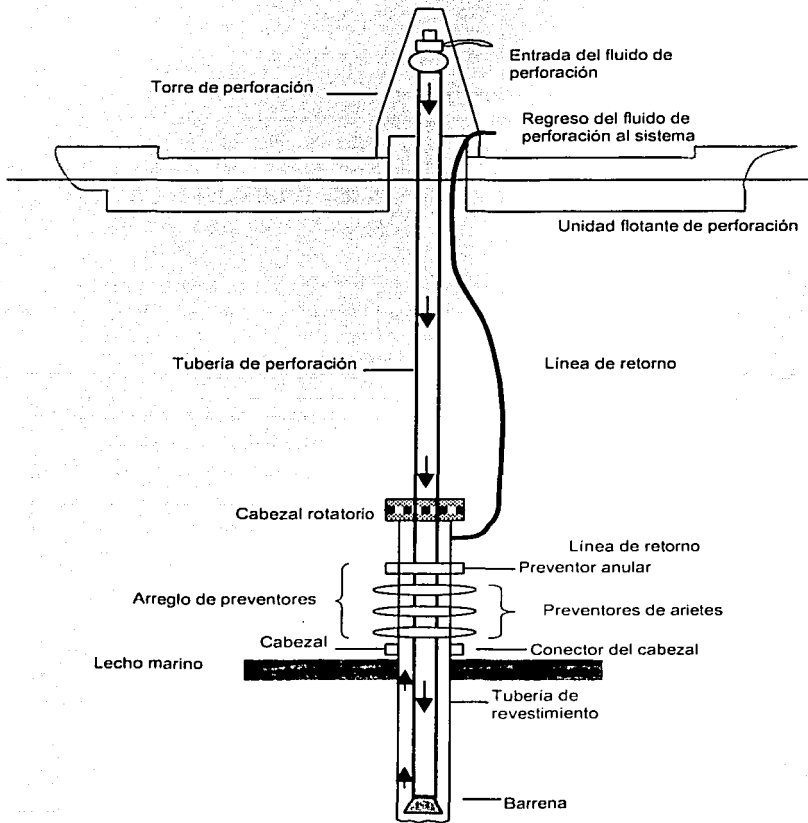
4.3 Densidad equivalente del fluido de perforación para la perforación sin riser³⁰.

4.1.3 ALTERNATIVAS DE PERFORACIÓN SIN RISER

Las posibles alternativas para la perforación sin riser en aguas profundas son básicamente:

A. Perforación sin riser con un sistema no concéntrico

Este sistema tiene una línea de retorno no concéntrica a la sarta de tubería de perforación como se muestra en la Figura 4.4. Usa también un cabezal rotatorio posicionado en la parte superior del arreglo de preventores y un compensador para evitar su desgaste.

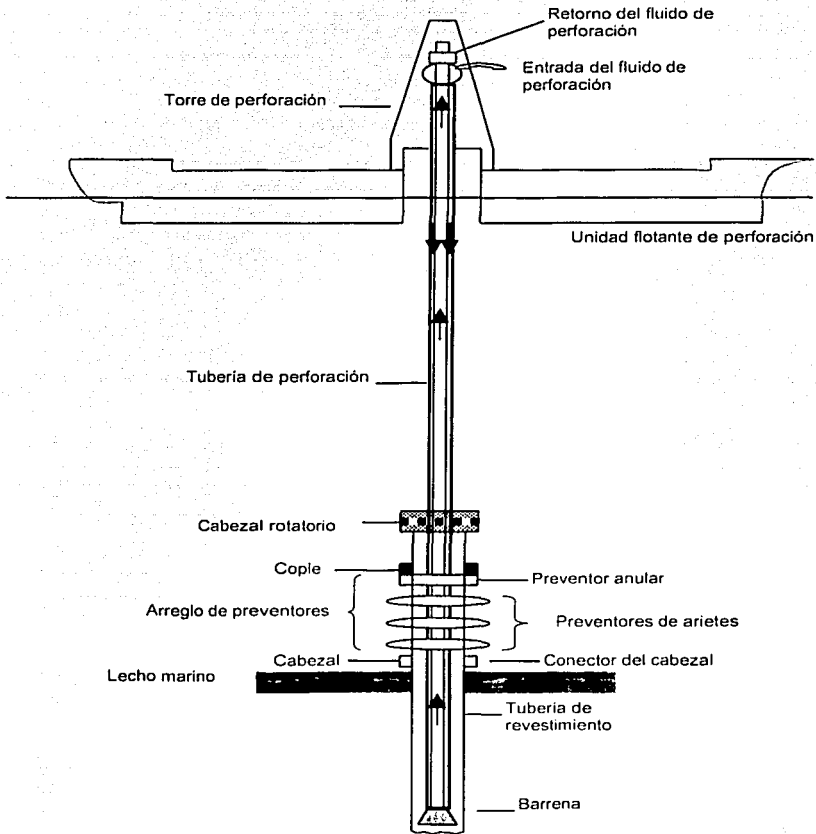


4.4 Perforación sin riser con un sistema no concéntrico¹¹.

B. Perforación sin riser con un sistema concéntrico

Este sistema presenta una línea de retorno concéntrica a la sarta de tubería de perforación como se muestra en la Figura 4.5. Tanto el peso como el volumen de este sistema son muy pequeños. También se usa un cabezal rotatorio, un compensador y un swivel doble.

La línea de retorno sirve para recuperar el fluido de perforación, así como para proveer los medios de control del pozo durante las operaciones de perforación.



4.5 Perforación sin riser con un sistema concéntrico³¹.

4.1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SIN RISER EN AGUAS PROFUNDAS

Muchos de los problemas asociados con aguas profundas pueden resolverse o minimizarse utilizando perforación sin riser. Se tienen muchos beneficios al perforar sin riser, estos son:

- Menos costos debido a la ausencia del riser
- Teóricamente no limitado por el tirante de agua
- Uso de líneas de retorno pequeñas
- Menos volumen de fluido de perforación requerido
- Menos requerimientos de espacio y peso
- Reducción de las fuerzas ambientales
- Reducción del tiempo no operado
- Reducción del número de tuberías de revestimiento
- No hay pérdida del riser en caso de una desconexión emergente
- Mitigación de problemas de control de pozos en aguas profundas
- Adecuado tamaño del agujero para una alta producción
- Extensión de la capacidad de unidades de perforación
- Más alternativas de fluidos
- Amplios modelos de pozos
- Estructura de producción pequeña
- Sistema de circulación para brotes de gas

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 sargas de revestimiento. La eliminación de dos o tres sargas de revestimiento reducirá el tamaño del agujero y del cabezal, además de la reducción del número de días para perforar el pozo.

El uso de un sistema cerrado para soportar la perforación sin riser permitirá el uso de otros métodos de perforación que no son normalmente usados con unidades de perforación flotantes. Uno de ellos es el uso de fluidos de perforación espumosos, la perforación con aire, la perforación bajo balance y la perforación con circulación inversa.

Una de las desventajas críticas de la perforación sin riser es que a la fecha no se han probado los procedimientos, la tecnología ni el equipo necesario para implementar el sistema de perforación sin riser en aguas profundas.

Se tienen que desarrollar equipos y procedimientos nuevos para realizar conexiones, reentradas y terminaciones de pozos.

4.2 TECNOLOGÍA DE TERMINACIONES

4.2.1 INTRODUCCIÓN

La tecnología de terminaciones para pozos en aguas profundas debe realizarse con un esfuerzo de planeación muy grande para que la reparación y la intervención de pozos sean minimizadas. De la misma forma, los fluidos producidos deben ser evaluados para evitar los problemas de corrosión y los problemas de formación de parafinas para minimizar la intervención de pozos.

Las instalaciones convencionales de pozos, simplemente no pueden hacer frente a los escenarios actuales de desarrollos de campos complejos, críticos económicamente y ambientalmente sensibles. Pueden ser fácilmente accesibles pero también pueden desafiar las capacidades técnicas con sus localizaciones remotas, fronterizas, submarinas o en aguas profundas; reservas de alta temperatura y alta presión y producción flotante. Bajo estas condiciones es donde es más floreciente la creciente tecnología de pozos inteligentes. Las terminaciones inteligentes, están enfocadas a reducir la intervención de pozos.

Actualmente un pozo inteligente es construido con base en dos premisas básicas: vigilancia en tiempo real y control en tiempo real, los dos sin la intervención base y la administración de producción rudimentaria de pozos convencionales.

4.2.2 TIPOS DE TERMINACIONES SUBMARINAS

En la parte que respecta a los tipos de terminación submarina se puede decir que éstos se clasifican por el grado de dificultad de la instalación, manejo y operación, es decir, por la profundidad del tirante de agua.

De esta manera, los tipos de terminación submarina pueden ser los siguientes:

- Terminación mudline (simple), tirante de agua de hasta 100 m.
- Terminación con asistencia de buzos, tirante de agua de 60 a 215 m.
- Terminación sin asistencia de buzos con líneas guía, tirante de agua de 180 a 915 m.
- Terminación sin asistencia de buzos y sin líneas guía.
- Terminación con árboles horizontales.
- Terminación mudline y tie-back, tirante de agua de 60 a 100 m.

Aunque el principal factor que distingue a un tipo de otro es la profundidad, también se utilizan las configuraciones de las líneas de flujo; del bloque de válvulas y hasta de las tuberías de revestimiento.

Por otro lado, en la parte que respecta a los tipos de terminación de pozos submarinos, se puede decir que estos se clasifican por el arreglo de los pozos en el fondo marino. Así, se tendrán los siguientes tipos de terminación de pozos submarinos:

- Terminación de pozos satélite
- Terminación de pozos en plantilla
- Terminación de pozos productores
- Terminación de pozos inyectores

Por supuesto, cualquier tipo de terminación submarina puede quedar en un pozo satélite o en plantilla; además de que puede ser productor o inyector.

Además, se puede decir que los pozos productores, ya sea satélites o en plantilla, pueden ser pozos productores naturales o por métodos artificiales, como el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.

En el caso de los pozos inyectores, estos pueden ser inyectores de agua o de gas, aunque estos últimos están limitados en su uso debido a los altos costos operativos.

4.2.3 PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA TERMINACIÓN

Los problemas que más se reportan por los operadores que trabajan con pozos perforados en aguas profundas se enlistan a continuación:

- Elevados tiempos de terminación
- Altos costos de intervención
- Problemas de longevidad de las terminaciones
- La terminación con árboles submarinos verticales presenta problemas asociados con la necesidad de desconexiones emergentes.
- Problemas de control de arenas
- Problemas de control de la producción de agua
- Dificultad y muy costoso acceso al pozo para realizar intervenciones durante la fase de producción.

En el Tema 4.2.5 se presentan algunas tecnologías actuales que resuelven algunos de los problemas antes mencionados.

4.2.4 EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

La selección del tipo de terminación debe estar basada primeramente en las condiciones del yacimiento. Características tales como la permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical, el número de intervalos, la presión del yacimiento, la extensión del yacimiento y las propiedades de los fluidos contenidos en él juegan un papel muy importante en la identificación del tipo de terminación más conveniente. A continuación se mencionan dichas características para evaluar la terminación óptima de los pozos en aguas profundas:

a) Tipo de pozo y comportamiento del yacimiento

Para evaluar la efectividad relativa de las diversas opciones de terminación, se emplea generalmente un modelo de computación. Las dos opciones para el modelado están basadas en análisis de sistemas de pozos simples, en los cuales se toma en cuenta el flujo del yacimiento y el efecto de la geometría del pozo sobre el ritmo de producción, y la simulación del yacimiento, la cual predice el comportamiento del yacimiento a través del tiempo.

Ambas técnicas tienen beneficios, y cualquier proyecto en aguas profundas requerirá que ambas sean llevadas a cabo.

b) Compatibilidad de los fluidos de perforación

La naturaleza de las arcillas de los intervalos es muy importante en la selección del tipo de terminación debido a que tienen diferentes reacciones con diferentes fluidos de perforación.

Además de no provocar daño, el fluido de perforación debe ser capaz de proveer estabilidad al agujero. Las terminaciones con agujero descubierto son una buena opción solo si puede ser mantenida la estabilidad del pozo. Si están presentes arcillas reactivas, puede ser necesario usar un fluido de perforación base aceite. Sin embargo, los fluidos base aceite, frecuentemente traen consigo costos asociados con su uso, lo cual debe ser considerado en cualquier análisis de riesgo. Pero si este riesgo puede ser mitigado de manera efectiva, el efecto adverso sobre el total de los proyectos puede ser bastante pequeño. Los avances recientes en los fluidos base agua para la estabilización de las arcillas son importantes para la reducción de los costos asociados.

Otra clase de fluido que hay que considerar cuando se selecciona un tipo de terminación son los fluidos de estimulación ácida, para lo cual es importante tomar en cuenta la mineralogía de la formación y la compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

c) Productividad y daño a la formación

Un factor muy importante que afecta a la productividad del pozo es la manera como es ejecutada la terminación del pozo. Además, los costos de operación y de

las malas prácticas de terminación, son un factor muy significativo en un proyecto tanto en pozos convencionales como en aguas profundas que se ven reflejadas en la vida del yacimiento.

Generalmente, las tres opciones más comunes cuando se habla de daño a la formación:

- 1) Intentar remover cualquier daño con ácido
- 2) Desviar el daño con una fractura
- 3) Prevenir el daño

Aunque es difícil eliminar todo el daño a la formación, mediante el seguimiento de algunas de las prácticas de operación que han sido detalladas en los últimos años, muchos de los mecanismos de daño pueden ser eliminados.

d) Recuperación de reservas

La productividad inicial es solo una parte del problema total generado por una terminación inadecuada, por ello para la selección del tipo de terminación debe ser considerado el esquema total del desarrollo del yacimiento. La perforación de pozos de alcance extendido es utilizada efectivamente para reducir el número total de pozos requeridos para desarrollar un campo. Se han perforado pozos horizontales que exceden los 2500m en el Mar del Norte, mientras que los pozos laterales exceden los 1220m y han sido exitosamente terminados con empacadores de grava. Sin embargo, para obtener el beneficio total de los pozos de alcance extendido para explotar el yacimiento, debe ser controlada la entrada de fluidos a través de estos pozos.

e) Terminaciones múltiples con fracturamiento para mejorar la recuperación vertical

Las terminaciones múltiples con fracturamiento ayudan a mejorar la producción de cada sección del intervalo, además, reducen el número de pozos requeridos para el desarrollo de un campo y mejoran la conductividad vertical de un yacimiento.

Otra tecnología que tiene beneficios económicos muy importantes es el uso de terminaciones multilaterales. Esta tecnología está evolucionando rápidamente y trae consigo significantes ahorros en los costos de perforación y en la reducción del número de cabezales requeridos.

f) Longevidad del pozo

Para conocer el costo efectivo de un tipo de terminación, es necesario contemplar la longevidad del pozo. Debido a que diversas aplicaciones en aguas profundas usan cabezales submarinos, la posibilidad de futuras reparaciones del

pozo es muy reducida. Entonces, cualquier tipo de terminación seleccionada debe tener una alta probabilidad de duración hasta que las reservas declinen.

Para terminaciones con agujero ademado y empacador de grava, debe realizarse un buen empacamiento del espacio anular así como buenas prácticas de operación durante los disparos.

A medida que la presión del yacimiento declina y la producción de agua incrementa, la tendencia para que la formación produzca arena incrementará. Una vez que la producción de arena empieza, los disparos no empacados se llenarán con materiales de la formación, y la grava en el espacio anular empezará a mezclarse con la arena de la formación. El uso de fluidos de acarreo de baja viscosidad ayuda a mejorar el empacamiento del espacio anular.

Otro aspecto importante para incrementar la longevidad del pozo es reducir los efectos negativos asociados con la declinación de la presión del yacimiento. Para ello se debe de llevar a cabo un buen diseño del fracturamiento de la formación.

4.2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

a) Terminaciones inteligentes

Los avances en la tecnología de terminación que utilizan varias combinaciones de herramientas de fondo y sensores que permiten a los operadores controlar y supervisar el flujo en intervalos de producción múltiples en el pozo en tiempo real, son comúnmente llamadas terminaciones inteligentes.

Las operaciones de supervisión del pozo incluyen para este fin, sensores para medición de la temperatura, de presión y de gastos.

Para las operaciones de control se utilizan juntas de circulación operadas de manera remota, las cuales sirven para controlar el flujo con una respuesta inmediata a los cambios en las condiciones de fondo.

La combinación de la información en tiempo real sobre el comportamiento del pozo y la capacidad de control del flujo del yacimiento hacia el pozo tiene una implicación directa sobre la recuperación total y son elementos clave en la economía del desarrollo de campos en aguas profundas.

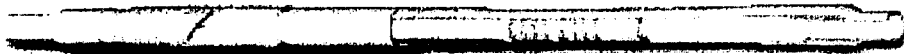
Los objetivos de las terminaciones inteligentes son:

- Reducir el número de intervenciones
- Reducir los costos debido a las intervenciones
- Acelerar la producción
- Reducir los costos de los pozos
- Reducir las instalaciones de producción superficiales
- Optimizar la recuperación mejorada

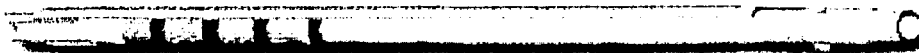
Accesorios para la terminación de pozos inteligentes

Los accesorios para las terminaciones inteligentes manejados por Baker Hughes se enlistan en la Figura 4.6:

- Herramienta de reconexión



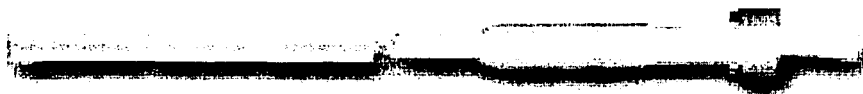
- Junta de expansión con desviador de cable



- Empacadores de aislamiento y de producción recuperables



- Penetrador de colgador de tubería



- Splice Sub



- Cableado encapsulado para tubería de producción



Figura 4.6 Accesorios para la terminación de pozos inteligentes usados por Baker Hughes³².

b) Terminaciones multilaterales

La tecnología de terminaciones multilaterales ofrece un sistema de terminación que conecta mecánicamente uno o más pozos laterales a un pozo principal y permite seleccionar o mezclar la producción. En ambientes en aguas

profundas en donde las plantillas superficiales son limitadas y los costos del equipo son muy altos, estas ventajas son muy trascendentes y benéficas.

Las estrategias de las terminaciones multilaterales deben ser diseñadas en función de los requerimientos mecánicos de la unión lateral con el pozo principal.

Con base en la tecnología multilateral avanzada se han establecido seis diferentes tipos de terminaciones multilaterales basadas en la integridad mecánica de la unión lateral (Figura 4.7):

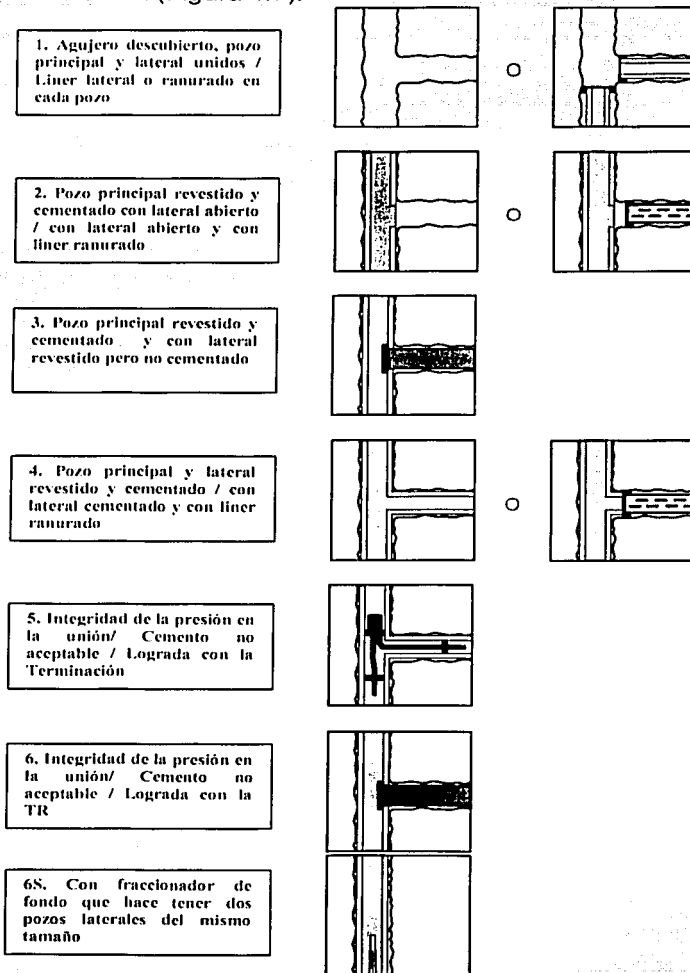


Figura 4.7 Clasificación de las terminaciones multilaterales basadas en la unión lateral³³.

4.3 RISERS DE PRODUCCIÓN

4.3.1 INTRODUCCIÓN

Las tuberías que se encuentran entre las instalaciones de producción en el lecho marino y las instalaciones a bordo del sistema de producción flotante son llamadas risers de producción. Las instalaciones en el lecho marino que están unidas al sistema de producción flotante por un riser de producción son las terminaciones en la cabeza del pozo y los múltiples en el lecho marino. Además de transportar los hidrocarburos desde la cabeza del pozo o desde los múltiples, los risers son utilizados para transportar otra clase de fluidos para tareas relacionadas con la producción.

Los risers flexibles generalmente usados con sistemas de producción flotantes son muy costosos y tienen limitaciones técnicas, las cuales pueden restringir los esquemas submarinos, las opciones de exportación y consecuentemente la selección de la unidad flotante y su utilización. Existen varios tipos de risers de producción utilizados en operaciones marinas, en la Figura 4.8 se muestra una clasificación de ellos:

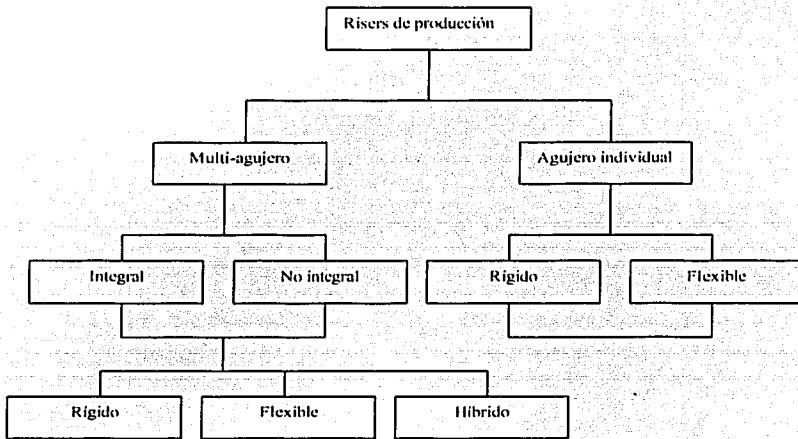


Figura 4.8 Clasificación de los risers de producción³⁴.

Dos conceptos de riser los cuales ofrecen alternativas a los risers flexibles son el de catenaria de acero y los sistemas de risers híbridos. Ambos fueron recientemente implementados en el Golfo de México. En las configuraciones actuales, estos risers ofrecen un gran número de beneficios los cuales son descritos más adelante. También ofrecen un amplio margen de beneficios tales como aplicaciones en pozos de alta presión y alta temperatura.

4.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS RISERS CONVENCIONALES

Los tipos de risers usados con un sistema de producción flotante que tradicionalmente se usan con plataformas, caen principalmente dentro de dos categorías:

- Risers tensionados verticales, usados en instalaciones de producción fijas tales como TLP's y SPARS.
- Risers flexibles, usados en instalaciones de producción de catenaria ancladas, incluyendo semisumergibles, barcos y sobre TLP's para importar y exportar líneas.

a) Risers tensionados verticales

Sobre las plataformas de patas tensionadas, se accede a los pozos directamente debajo de la plataforma por medio de los risers verticales tensionados. Los risers son conectados con el cabezal submarino mediante un conector hidráulico, arriba del cual una junta de esfuerzo es usada para controlar la curvatura del riser y los esfuerzos. En la superficie el riser es soportado desde la plataforma mediante tensionadores hidroneumáticos, los cuales permiten al riser moverse axialmente a la plataforma. Como los movimientos relativos entre la plataforma y el riser conectados al fondo marino son pequeños, los tensionadores correspondientes son también pequeños, típicamente de menos de 2m. Se pueden usar arreglos similares para las líneas de exportación, aunque en este caso se requiere un gran espaciamiento de riser a riser y en la plataforma para prevenir la interferencia con risers adyacentes.

b) Risers flexibles

Las instalaciones de producción ancladas de catenaria y tie-backs satélite para plataformas fijas son generalmente diseñadas para usarse con risers flexibles. Para plataformas fijas, los movimientos dinámicos son pequeños y pueden ser usadas configuraciones de catenaria simple.

A medida que los movimientos de la plataforma empiezan a ser más severos, los arreglos del riser se vuelven más complicados. Esto es llevado a cabo mediante el incremento de la longitud suspendida del riser mediante la flotación, para producir arreglos tipo steep wave y lazy wave.

La tubería flexible proporciona soluciones para los risers en donde los movimientos de las grandes unidades flotantes deben ser ajustados y en donde las curvaturas del riser son pequeñas debido a tirantes de agua someros. Sin embargo, la tubería flexible restringe su uso para tirantes de agua profundos.

Los sistemas de producción flotantes anclados de catenaria son usados a lo largo de todo el espectro de desarrollo de campos. Como los risers flexibles son usados en todos los sistemas, hay un gran potencial para la implementación de arreglos más versátiles.

4.3.3 DESARROLLOS RECIENTES DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

Los desarrollos en los sistemas de risers flexibles han progresado en años recientes debido a la necesidad de mejorar los rangos de presión, los diámetros y la profundidad de aplicación, pero los costos aun siguen siendo altos. El desarrollo de sistemas de risers rígidos ha sido mucho más lento debido a la falta de configuraciones aceptables y a la falta de especialistas. No obstante, han sido llevados a cabo algunos avances en los sistemas de risers rígidos.

a) Risers con catenaria de acero

La plataforma Auger fue la primera instalación de producción en implementar los risers con catenaria de acero. En este arreglo, los risers forman una extensión de la línea de flujo la cual es colgada desde la plataforma en una catenaria simple. El movimiento rotacional relativo entre el riser y la plataforma es ajustado utilizando una junta flexible. El beneficio más importante de este tipo de riser es la reducción del espacio requerido en la plataforma.

Los sistemas de riser con catenaria de acero pueden ser usados como una alternativa directa para las líneas flexibles. Además, pueden ser usados con grandes diámetros, presiones y temperaturas. Las líneas de acero son más baratas que las flexibles y pueden ser usadas en tirantes de agua superiores sin que incremente el costo. Los grandes diámetros permiten incrementar los gastos de producción y usar unidades flotantes de producción. Además se pueden usar para pozos de alta presión y alta temperatura.

Los sistemas de risers de catenaria se ajustan muy bien para ser usados con plataformas fijas como las TLP's. Los movimientos de las plataformas debido a la acción de las olas son mayormente laterales, con un pequeño grado de movimiento vertical. Consecuentemente, la curva catenaria nominal no cambia significativamente.

b) Risers híbridos

Este tipo de riser fue previamente instalado en la zona del Gran Cañon en donde fue desarrollado y recientemente reconstruido y extendido para su uso en el desarrollo de Ensearch's Garden Banks. La principal sección del riser híbrido consiste de una estructura tubular central, alrededor de la cual están unidos módulos de flotación. Las líneas de producción y exportación periféricas corren a través de los módulos de flotación y tienen libertad para moverse axialmente con el fin de ajustar la presión y temperatura inducidas. La estructura central es conectada a la base del riser mediante un conector hidráulico y una junta de esfuerzo. Las

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

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

4.3.4 IMPACTO DE LA TECNOLOGÍA DE MATERIALES SOBRE EL DESARROLLO DE RISERS DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Los nuevos materiales usados en la construcción de risers tienen el potencial para hacer técnica y económicamente factibles los conceptos desarrollados para campos en aguas profundas. La Figura 4.9 ilustra el impacto potencial del peso del riser sobre una plataforma TLP y una SPAR.

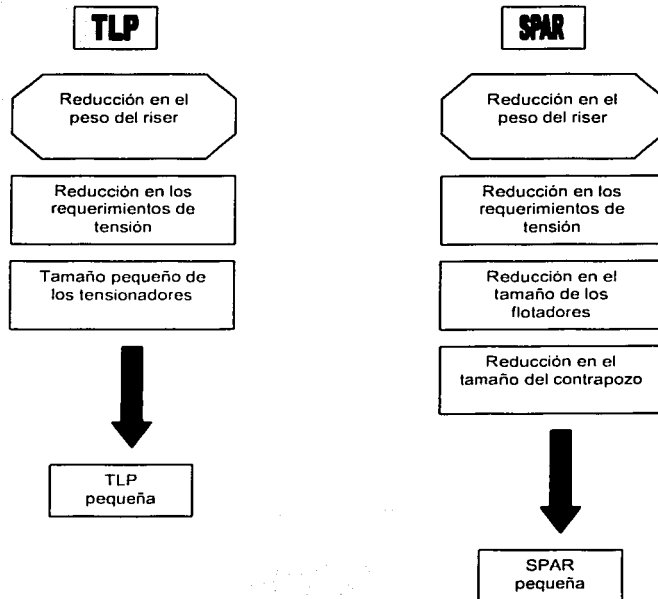


Figura 4.9 Impacto del peso del riser sobre una plataforma TLP y una SPAR³⁵.

Para una plataforma TLP, la reducción en el peso del riser reduce los requerimientos de tensión en la parte superior, la cual es proporcionada por los tensionadores hidráulicos. La reducción en los requerimientos del tensionador conduce a la reducción en el desplazamiento de la TLP.

La Figura 4.10 representa los efectos del peso del riser sobre el tamaño de la TLP. Se puede observar que el peso del riser tiene un efecto no lineal sobre el tamaño de la plataforma para los risers pesados como los usados en ambientes en aguas profundas. Por eso, los compuestos del riser tienen un alto impacto sobre el tamaño de las plataformas en aguas profundas.

De manera similar, el uso de los compuestos del riser y los elementos de flotación también reducen los requerimientos de tensión superior de los risers de la SPAR.

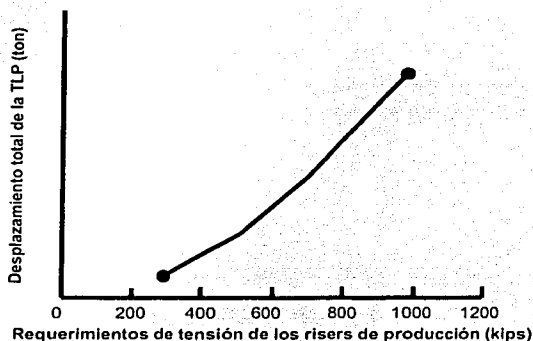


Figura 4.10 Efecto de la tensión del riser sobre el tamaño de la TLP³⁵.

Otro beneficio potencial de los compuestos del riser son sus características para interactuar con la vibración inducida de vórtice del riser. Los compuestos de materiales poliméricos de fibra reforzada típicamente tienen un alto amortiguamiento estructural comparado con los materiales del riser de acero convencional.

4.3.5 INTERACCIÓN DEL SISTEMA DEL RISER CON OTROS SISTEMAS

a) Beneficios comunes

El uso de risers híbridos y risers con catenaria de acero en tirantes de agua de menos de 300m es limitado, en este caso, los sistemas de risers flexibles convencionales son probablemente la solución más conveniente. Para profundidades mayores pueden ser obtenidos muchos beneficios con el uso del riser rígido. Como alternativas directas, los sistemas de risers flexibles, los de

catenaria de acero y los risers híbridos ofrecen distintas ventajas en términos de costo y servicio. Estos sistemas permiten un ahorro de hasta el 40% en gastos de instalación. Los componentes críticos en cada sistema, es decir, la junta flexible en el sistema de catenaria de acero y las líneas flexibles para el riser híbrido, se localizan cerca de la superficie en donde son fácilmente accesibles y reemplazables.

b) Interacción entre la unidad flotante y el riser de producción

La selección de las instalaciones de producción flotantes dependen de varios factores, los más notables son: el conocimiento del yacimiento y de su tamaño, de la infraestructura existente, de la disponibilidad de las unidades flotantes, de las condiciones ambientales, de los fluidos producidos y de las reparaciones necesarias. La combinación de esos parámetros para cualquier desarrollo de un campo es única. Los sistemas de risers convencionales limitan la selección de la unidad flotante, la utilización de las instalaciones de producción y además aumentan el costo. Esto conduce a creer que los campos en aguas profundas parezcan económicamente no factibles y que se están tomando riesgos económicos innecesarios. Los desarrollos recientes de los risers de producción proveen flexibilidad adicional para la selección de las unidades flotantes y mejoran la viabilidad de desarrollo de campos marginales, como es el caso de los risers con catenaria de acero de gran diámetro y con una unidad flotante de catenaria.

El concepto de riser híbrido, implementado en Ensearch, permite el uso de instalaciones de producción, perforación y terminación de manera simultánea.

c) Interacción del riser con la línea de flujo

Los risers de catenaria de acero ofrecen medios para mejorar los esquemas submarinos y reducir sus costos. El uso de risers de mayor diámetro permite el uso de líneas de flujo de mayor diámetro. Esto facilita un uso mas amplio de múltiples de recolección, los cuales pueden reducir el número de líneas requeridas y los costos de instalación asociados. La capacidad de integrar el riser y la línea de flujo puede eliminar conexiones submarinas utilizadas para unir risers flexibles a las líneas de flujo rígidas, aumentando la confiabilidad y disminuyendo los costos.

d) Interacción del riser con el sistema de anclaje

Las fuerzas ejercidas sobre las unidades flotantes por los sistemas de risers frecuentemente son un problema para los diseñadores de unidades flotantes. A medida que el tirante de agua incrementa, aumenta la carga en el riser. Para soportar este incremento en el peso del riser se aumenta la flotación del riser, pero esto puede ser costoso, tanto por la flotación como por el tiempo de instalación.

Los risers y los sistemas de anclaje para un sistema de producción flotante son generalmente diseñados por compañías independientes, esto reduce la interacción entre ambos sistemas.

Aunque las fuerzas estáticas del riser son consideradas para el diseño de sistemas de anclaje, los efectos dinámicos no son usualmente evaluados a detalle.

4.3.6 DESARROLLOS FUTUROS DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

Actualmente existe poco desarrollo tecnológico de los risers de producción para afrontar los retos técnicos que ofrecen los ambientes en aguas profundas. Las pocas áreas en donde se están realizando los desarrollos están enfocadas a mejorar las limitaciones de los sistemas de risers convencionales

Los desarrollos futuros acerca de los risers de producción encaminados a satisfacer los requerimientos en aguas profundas están enfocados principalmente a los siguientes tópicos:

- Respuesta dinámica de los sistemas de risers
- Predicciones de la respuesta del riser a las vibraciones inducidas de vórtice
- Interacción del riser y el sistema de anclaje
- Nuevos materiales utilizados para la construcción de los elementos del sistema del riser de producción
- Mejorar los métodos de instalación del riser

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De acuerdo con el estado del arte de la perforación en aguas profundas, con lo que se presenta en la literatura y las experiencias que se tienen a nivel mundial, se presentan las siguientes conclusiones:

- La tecnología actual de perforación en aguas profundas está en continuo desarrollo, en algunos casos está aún en etapa de prueba y en otros en la etapa de madurez. Además, la mayoría de las técnicas de perforación en aguas profundas están basadas en tecnología no convencional, lo cual aumenta los riesgos de perforación.
- Es importante realizar un cálculo exacto de las geopresiones en aguas profundas, para evitar la presencia de problemas técnicos y económicos sucesivos. El método de Ben Eaton extendido para aguas profundas es la mejor opción para lograrlo.
- Es muy importante contar con nuevos modelos hidráulicos y herramientas para realizar mediciones más precisas en tiempo real de la presión anular, para poder evitar los incidentes de control de pozos y de pérdidas de circulación que se acentúan más en aguas profundas debido al ya mencionado problema de la ventana operativa reducida.
- El flujo de aguas someras es un problema costoso para la industria petrolera. Aunque en realidad esto es más un problema propiciado por el ambiente geológico en aguas profundas que un problema originado por el efecto del tirante de agua, debido a los mecanismos que se presentan en las formaciones someras debajo del lecho marino.
- El riesgo de formación de hidratos aumenta a medida que incrementa el tirante de agua. Esto trae como consecuencia algunos problemas de control de pozos, ya que obstruye la libre operación de los preventores, de las líneas de matar y de estrangular, de la sarta de perforación y del riser.
- Para pozos en aguas profundas el sistema de control más aceptado es el electrohidráulico multiplexado, ya que ofrece mejores tiempos de respuesta y mayor capacidad de control de los componentes. Es importante la adaptación de los sistemas de control hidráulicos de respuesta inmediata para conjuntos de preventores.
- El mejor método de control de brotes es aquel que sea más simple de ejecutar, que le sea familiar a los operadores, el menos costoso y que cumpla con los objetivos de control del pozo en aguas profundas. Por todo

esto, el método del perforador avanzado es una buena opción. Lo ideal es contar con métodos de prevención y detección temprana de brotes.

- El problema de anclaje de unidades flotantes aumenta a medida que incrementa el tirante de agua, aumentando los niveles de complejidad y los costos. Los problemas principales son: los problemas operativos, el peso del sistema de anclaje, las cargas de despliegue originadas, el daño del sistema de anclaje y los problemas de los sistemas de anclas.
- Bajo los problemas y circunstancias operacionales en aguas profundas, el uso de sistemas de perforación de doble gradiente introduce la posibilidad de ser capaz de perforar exitosamente en estos ambientes.
- Existen varias alternativas para resolver los problemas asociados a los risers de perforación de manera conjunta. Es necesario analizarlas y seleccionar la que más se adapte a los requerimientos. Estas alternativas pueden ser: la perforación sin riser, la perforación con sistemas de doble densidad, el uso de risers concéntricos de alta presión y el uso de nuevos materiales de fabricación de los risers.
- La tecnología de terminaciones es importante para el desarrollo de campos exitosos en aguas profundas. Esta debe reducir el número de intervenciones, disminuir sus costos e incrementar la flexibilidad para realizarlas.
- En pozos con tirantes de agua profundos, el uso de terminaciones inteligentes son la mejor opción para llevar a cabo estos retos. Además es importante, implementar la tecnología de terminación de pozos multilaterales en aguas profundas que permitan superar los problemas que presentan las terminaciones convencionales.
- Los sistemas de riser tienen un papel importante en la determinación de la configuración del fondo marino, de las opciones de exportación y de la selección de la unidad flotante de producción. La selección del sistema del riser de producción dependerá de las necesidades que se tengan y encaminados a resolver los siguientes tópicos:
 - Respuesta dinámica de los sistemas de risers
 - Predicciones de la respuesta del riser a las vibraciones inducidas de vórtice
 - Interacción del riser y el sistema de anclaje
 - Nuevos materiales utilizados para la construcción de los elementos del sistema del riser de producción
 - Mejorar los métodos de instalación del riser

5.2 RECOMENDACIONES

De acuerdo con la experiencia obtenida al elaborar el presente trabajo y con base en las conclusiones previamente presentadas, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

- Es muy importante incluir en el proceso de planeación de la perforación en aguas profundas los riesgos asociados a esta.
- Es recomendable analizar la factibilidad del uso del método de análisis de multicomponentes para la predicción de la presión de poro así como para la predicción de flujo de aguas someras.
- Se recomienda contemplar el uso de vehículos operados de manera remota para supervisar las operaciones de control de pozos así como de la segunda generación de estos.
- Se recomienda poner atención en el problema de flujo de gas somero, ya que si bien no se revisa en el presente trabajo, debe ser tomado en cuenta para prevenir problemas de control de pozos.
- Además de contar con la tecnología necesaria para las operaciones, es muy importante contar con el personal capacitado para operar en ambientes en aguas profundas.
- Es muy recomendable analizar las técnicas que utilizan operadores para el cálculo de geopresiones en aguas profundas, ya que hasta el momento la experiencia es uno de los mejores métodos para lograr el objetivo.
- Es importante enfocar las soluciones del flujo de aguas someras hacia métodos o herramientas para predecir su ocurrencia, ya que cuando este se presenta complica su solución.
- Es necesario crear nuevas configuraciones o arreglos de preventores que se adapten a las técnicas de solución de los problemas y requerimientos en aguas profundas.
- Es necesario implementar planes de contingencia para la ocurrencia de brotes. Además de esto, se debe contar con personal capacitado y las herramientas y equipo necesario para llevar a cabo estos planes en aguas profundas.
- Es importante incorporar las soluciones actuales para la solución de los problemas de anclaje, tales como: nuevas estrategias de anclaje, incorporación de nuevos sistemas de anclaje y el uso de la tecnología de materiales.

- Se recomienda poner atención especial a los problemas que presentan los sistemas de posicionamiento dinámico en aguas profundas, ya que su uso es muy amplio en dichos ambientes.
- Es recomendable adaptar el uso de la tecnología de terminaciones inteligentes y de pozos multilaterales para hacer eficiente la producción de hidrocarburos en aguas profundas.
- El uso de nuevos materiales en la construcción de los risers es una opción muy viable para la solución de problemas en aguas profundas y es necesario considerarla.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statistical Approach**
José L. Falcao, Petrobras SA. SPE
SPE/ISRM 78247
- [2] **A Collection of Innovative Answers to Solve the Main Problematics Encountered When Drilling Deep Water Prospects**
P.A. Charlez and A. Simondin, TotalFinaElf
OTC 15234, 2003
- [3] **Fracture gradient prediction for the new generation**
Eaton, B.A.: Eaton, T.L.
World Oil, v 218, n 10, Oct. 1997, p 93
- [4] **Deepwater Drilling Identifying the Technical Challenges**
Drilling Research Clearing House & Energy Clearing House
Forum Proceedings, September 24-25, 1997
- [5] **Pore and Fracture Pressure information from PWD data**
Chris Ward & Mitch Beique, Sperry-Sun Drilling Services
2000 AADI Drilling Technology Forum
- [6] **Apuntes de Toño del curso o apuntes de la especialidad**
Chris Ward & Mitch Beique, Sperry-Sun Drilling Services
2000 AADI Drilling Technology Forum
- [7] **Riserless drilling JIP moving to second phase development**
<http://images.pennwellnet.com/ogj/images/off2/1297riser2fig3.gif>
Offshore December, 1997
- [8] **Using expandable solid tubulars to solve well construction challenges in deepwater**
Mike Bullock, Tom Grant, Rick Sizemore, Chan Daigle and Pat York, Enventure Global
Technology L.L.C
Brazilian Petroleum Institute, 2000
- [9] **Expandable tubular technology development**
Ken Dupal, Drilling Engineer, Shell E & P
Georgia Tech ASME meeting, September 19, 2002
- [10] **Applications of Quantitative Risk Analysis to Pore Pressure and Fracture Gradient Prediction**
Q.J. Liang, SPE, IPM Schlumberger
SPE 77354, 2002
- [11] **Shallow Water Flow: A technology Update**
George H. Medley, Jr., Sigma Engineering Corp., Houston
Deepwater Technology, August 1998
- [12] **Shallow Water Flows: A problem Solved or a Problem Emerging**
Mark W. Alberty, BP Amoco
OTC 11971, 2000
- [13] **Mechanisms of Shallow Water Flows and Drilling Practices for Intervention**
M.W. Alberty, SPE, M.E. Hafle, SPE, J.C. Mingle, SPE and T.M. Byrd, BP Exploration
SPE Drilling & Completion, June 1999

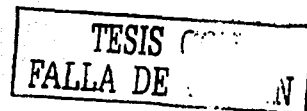
- [14] All about hydrates
<http://www.netl.doe.gov/seng/hydrate/about-hydrates/conditions.htm>
- [15] Formation of Hydrates During Deepwater Drilling Operations
J.W. Barker, R.K. Gómez, Exxon Co. USA
SPE/IADC 16130, 1987
- [16] Subsea Water Separation and Injection: A Solution for Hydrates
V. Alaty and F. Marchais, Doris Engineering and T. Palermo, IIFP.
OTC 12017, 2000
- [17] Problems in Gas Hydrates: Practical Guidelines for Field Remediation
J.E. Páez, Dalhousie University; R. Blok, Martec Ltd.; H. Vaziri and M.R. Islam, SPE
SPE 69424, 2001
- [18] Hydrate Plug Remediation: Options and Applications for Deepwater Drilling Operations
M.H. Yousif and V.A. Dunayevsky, ITRI Westport Technology Center Intl. and A.H. Hale, Shell
Development Co.
SPE/IADC 37624, 1997
- [19] Reliability of deepwater subsea blowout preventer
Per Holand
SPE Drilling & Completion, Marzo 2001
- [20] How well control equipment is advancing to meet deepwater needs, Part II.
Vigeant S.
World Oil, pag 93-97, Julio 1998
- [21] Drilling Control Systems
<http://www.coopercameron.com/>
- [22] Control de kicks y blowouts en aguas profundas
<http://www2.petrobras.com.br/>
- [23] Early kick detection for deepwater drilling: new probabilistic methods applied in the field
Hargreaves, D., Jardine, S.
SPE 71369, Octubre 2001.
- [24] Asimilación de la tecnología de perforación, terminación y reparación de pozos en aguas profundas
Morales D.V., J. Antonio, Castañeda O. José M., Torres Fernando
Informe Final Proyecto IMP CD 406, 1998
- [25] Alternative Configurations and Materials for Deepwater Mooring, Results from a Three Year Joint
Research Effort
F.G. Nielsen, A.U. Bindingsbo, Norsk Hydro and T.R. Guttormsen, Saga Petroleum
OTC 10775, 1999
- [26] ABS Guide for Synthetic Ropes in Offshore Mooring Applications
Ming-Yao Lee, American Bureau of Shipping; John Flory, Tension Technology International; Rod
Yam, American Bureau of Shipping
OTC 10910, 1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- [27] Dual gradiente drilling nearly ready for field test
Kenneth L. Smith, Conoco, Inc., Project Manager for the SubSea MudLift Drilling JIP; Curtis E. Weddle, III, Cherokee Offshore Engineering, Team leader for JIP well control procedures; Charles P. Peterman, Director of Research, Hydril Co.; and Robert E. Snyder, Editor, World Oil
World Oil, Oct. 2000 Vol. 221 No. 10
- [28] Subsea Mudlift Drilling JIP: Achieving Dual Gradient Technology
K.L. Smith, A.D. Gault, D.E. Witt, F.P. Botros Conoco; C. Peterman, M. Tangedal, Hydril; C.E. Weddle, Cherokee Engineering; H.C. Juvkam-Wold, J.J. Schubert, Texas A&M University
Deepwater Technology, August 1999
- [29] Two Methods for Achieving a Dual Gradient in Deepwater
Robert P. Herrmann, Independent Consultant and John M. Shaughnessy, BP America
SPE/IADC 67745, 2001
- [30] Analysis of Riserless Drilling and Well Control Hydraulics
Jonggeun Choe, SPE, Seoul Natl. U.
SPE 55056, 1999
- [31] A Review of Riserless Drilling Alternatives
Wilfred R. McLeod, Marathon Oil Company
SPE: 5768, 1976
- [32] Intelligent Well Systems
www.bakerhughes.com/bot/
- [33] Concerns and Solutions for Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology
Travis Cavender, Thomas O. Roane, Henry L. Restarick, Halliburton Energy Services, Inc.
OTC 15132, 2003
- [34] Conductores marinos (risers) una nueva tecnología para la explotación y desarrollo en aguas profundas
Palacios Roque Alfonso y Zaldivar Ochoa Juan Antonio
Tesis UNAM, 1997
- [35] Integration of Advanced Material Components to Deepwater Platforms
Metin Karayaka, Aker Engineering Inc., Houston, Texas, USA
OTC 12027, 2000
- [36] Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas
Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G.,
Oilfield Review, Verano 2000, pp. 2-19.
- [37] Problems of Ultra-Deepwater Drilling
J.M. Shaughnessy and W.K. Armagost, Amoco Corp, R.P. Herrmann, Consultant, M.A. Cleaver, Transocean Offshore, Inc.
SPE/IADC 52782, 1999
- [38] Estimating shallow fracture gradients in the Gulf of México
John W. Barker, Vastar Resources, Inc., Houston
Deepwater Technology, Agosto 1998

TESIS COMPLETA
FALLA DE OIL FIELD

- [39] Using Downhole Annular Pressure Measurements to Anticipate Drilling Problems
Mark Hutchinson, Anadrill and Iain Rezmer-Cooper, Schlumberger
SPE 49114, 1998
- [40] Using Downhole Annular Pressure Measurements to Improve Drilling Performance
Walt Aldred, John Cook Cambridge, England; Peter Bern, BP Exploration Operating Company Ltd, Sunbury on Thames, England; Bill Carpenter, Mark Hutchinson, John Lovell and Iain Rezmer-Cooper, Sugar Land, Texas, USA; Pearl Chu Leder, Houston, Texas.
Oilfield Review, Winter 1998
- [41] Multistring Casing Design for Deepwater and Ultradeep HP/HT Wells: A New Approach
G. Robello Samuel, Adolfo González, Scot Ellis, Issa Kalil; Halliburton-Landmark Graphics Corporation
IADC/SPE 74490, 2002
- [42] Aplicación de tuberías expandibles a la perforación de pozos en aguas profundas
Jesús Sánchez Martínez
Tesis UNAM, Octubre 2000
- [43] Deepwater Well Design Overview
Peter Aird,
www.kingdomdrilling.com.uk , March 2001
- [44] Evaluation of Deepwater Drilling Prospects Using New Concepts to Identify, Quantify and Mitigate (IQM) Risks for Well Design
Fred R. Holasek, Diamond Offshore Team Solutions
IADC/SPE 74489, 2002
- [45] Deepwater Risk Analysis
Peter Aird, Kingdom Drilling Services Ltd,
www.kingdomdrilling.com.uk , January 2001
- [46] Deepwater Well Systems School
Cameron
Forum Proceedings, September 24-25, 1997
- [47] Hydrate Control during Deepwater Drilling: Overview and New Drilling Fluids Formulations
Hege Ebeltoft, SPE, STATOIL and M. Yousif, IITRI Westport Technology Center and Eirik Soergaard, SPE, Norsk Hydro ASA
SPE 38567, 1997
- [48] Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa A fuera
Graciela Marcos Osnaya
Tesis UNAM, 2001
- [49] Accurate Prediction of Gas Hydrate Suppression Capability of Water-Based Drilling Fluids in Deepwater Drilling
T. Hemphill, Baroid Drilling Fluids
OTC 8688, 1998
- [50] Shallow water flows: How They Develop; What to do About Them
William Furlow
Offshore, September 1998



-
- [51] DeepStar's Evaluation of Shallow Water Flow Problems in the Gulf of Mexico
Joe F. Nations- Shell Offshore Inc. and George H. Medley, Jr. Maurer Engineering Inc.
OTC 8525, 1997
- [52] Dealing with Shallow Water Flow in the Deepwater Gulf of Mexico
R.M. Ostermeier, J.H. Pelletier, C.D. Winker, J.W. Nicholson, F.H. Rambow and K.M. Cowan,
Shell International E&P, Inc.
OTC 11972, 2000
- [53] Fluids for Drilling and Cementing Shallow Water Flows
Donald L. Whitfill, James Heathman, R.R. Faul, and Richard F. Vargo Jr., Halliburton Energy
Services
SPE 62957, 2000
- [54] Sistemas de Control de Pozos en Aguas Profundas
Luis Manuel Pérez Ceja
Tesis UNAM, 1998
- [55] Downhole Blowout Preventer
A. Andersen, SINTEF Petroleum Research and A. Sivertsen, NTNU Department of Petroleum
Engineering and Applied Geophysics
SPE 71370, 2001
- [56] Reliability of Subsea BOP Systems for Deepwater, Application, Phase II DW
Per Holand
Sintef Report
- [57] MABOPP - New Diagnostics and Procedures for Deep Water Well Control
John P. James, Iain M. Rezmer-Cooper, SPE, Schlumberger Oilfield Services, Sverre Kr. Sørskår,
SPE, Statoil
SPE/IADC 52765, 1999
- [58] Well control guidelines for Girassol
Bertin, D., Lassus-Dessus, J., López, B.
SPE 52763, Marzo 1999.
- [59] Well control in campos Basin-Brazil
Martins, F. S. B., Santos, O. L. A.
SPE 59244, Febrero 2000.
- [60] Deepwater well control: circulate with both c & k lines?
Christman, S.
SPE 52762, Marzo 1999.
- [61] Kick and blowout control developments for deepwater operations
Nakagawa, E.
SPE 27497, Febrero 1994.
- [62] The Challenges of the Deepwater Mooring
D. Cuthill, Operations Director, M. Kobiela, Technical Manager
www.kingdomdrilling.uk.co
- [63] Certification of Fibre Ropes for Offshore Mooring
Michael Aasland, Bjorn E. Sogstad, Det Norske Veritas
OTC 10911, 1999
-

-
- [64] Composite Deepwater Moorings
Deepsea Technology Bulletin
- [65] Dynamic positioning principles and theory.
Peter Aird
www.kingdomdrilling.com.uk
- [66] Mudlift Drilling system Operations
Riley Goldsmith, Goldsmith Engineering, Inc., contractor to Hydril Company for Riserless Drilling
JIP
OTC 8751, 1998
- [67] Exploring the benefits of DGD technology in top hole drilling
Bob Judge and Hari Hariharan of Hydril's Subsea MudLift Drilling Company.
www.oilonline.com/oe
April 2002
- [68] Feasibility Study of a Dual Density Mud System for Deepwater Drilling Operations
Clovis A. Lopes, Petrobras, and Adam T. Bourgoyne Jr., Louisiana State University
OTC 8465, 1997
- [69] Well Control Procedures for Dual Gradient Drilling as Compared to Conventional Riser Drilling
J.J. Schubert, SPE, Texas A&M University; H.C. Juvkam-Wold, SPE, Texas A&M University; J. Choe, SPE, Seoul National University
SPE/IADC 79880, 2003
- [70] Subsea Mudlift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry
K.L. Smith, P.E., SPE, Conoco; A.D. Gault, P.E., SPE, Conoco; D.E. Witt, SPE, Conoco; and C.E. Weddle, P.E., SPE, Cherokee Engineering
SPE 71357, 2001
- [71] Subsea Mudlift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System
J.C. Eggemeyer, Conoco; M.E. Akins, Chevron; R.R. Brainard, RRB Energy, Inc; R.A. Judge, Hydril; C.P. Peterman, Consultant; L.J. Scanove, Diamond Offshore Drilling; K.S. Thethi, 2H Offshore, Inc.
SPE 71359, 2001
- [72] Deep Water Drilling Riser Technology, VIV & Fatigue Management
Dr Hugh Howells, 2H Offshore Engineering Limited
Drilling Engineering Association (Europe), 4th Quarter Meeting, Paris 1998
- [73] Deepwater drilling issues
Peter Aird
www.kingdimdrilling.com.uk
- [74] Drilling Riser/Well System Interaction in Deepwater, Harsh Environments
Dr Hugh Howells and Jonathan Bowman, 2H Offshore Engineering Limited
Advances in Subsea Technology, Aberdeen, January 1997
- [75] Well Control Aspects of Riserless Drilling
Jonggeun Choe, SPE and Hans C. Juvkam-Wold, SPE, Texas A&M University
SPE 49058, 1998

- [76] Riserless drilling: Circumventing the size/ cost cycle in deepwater
Allen Gault, Conoco
Offshore, May 1996
- [77] Riserless Drilling Project develops Critical New Technology
Robert E. Snyder
World Oil, January 1998
- [78] Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Applications
R.J. Wetzel, Jr., SPE, Steve Mathis, SPE, and, Gene Ratterman, SPE ,Baker Oil Tools and Randall Cade, SPE, Baker Hughes INTEQ
SPE 56716, 1999
- [79] Best Completion Practices
William Q. Dyson, SPE, Schlumberger Oilfield Services; Earl Coludrovich, SPE; Rachael Creech; John C. Weldy, SPE, Texaco Exploration and Production; Michael Fruge, SPE; Marlon Guidry, SPE, Schlumberger Oilfield Services
SPE/IADC 52810, 1999
- [80] Riser Selection for Deep Water Floating Production Systems
Dr Hugh Howells and Stephen A. Hatton, 2H Offshore Engineering Limited
The Deepwater Pipeline Technology Congress, Paris, December 1995
- [81] Applications of Titanium and FRP in Deepwater
Elisabeth H. Torstad and Andreas Echtermeyer, Det Norske Veritas
OTC 10813, 1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN